Nye Hitra 1 vindkraftverk

Søknad om konsesjon for Nye Hitra 1 vindkraftverk

Del B – Fagrapporter konsekvensutredning

Statkraft

Juni 2026

Innledning

Statkraft har gjennomført konsekvensutredninger av Nye Hitra 1 vindkraftverk i henhold til utredningsprogrammet fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat 26.06.2025 (vedlegg 2 i del A). Fordi det gjøres en samordning av konsesjonsprosessen etter energiloven og planprosessen etter plan- og bygningsloven, er konsekvensutredning felles for konsesjonssøknaden og planforslaget med tilhørende planprogram fastsatt av Hitra kommune 28.05.2025 (vedlegg 3 i del A).

Denne delen av konsesjonssøknaden (del B) inneholder fagrapportene i sin helhet. Alle utredningene er utført av uavhengige konsulenter, som er oppsummert i tabell 8-1 i del A av konsesjonssøknaden. En oversikt er presentert i innholdsoversikten på neste side.

I konsekvensutredningen er det gjort vurderinger av flere alternative sammenligningsgrunnlag for å få fram et mest mulig tydelig bilde av hvilke virkninger Nye Hitra 1 vil ha:

- Alt. 0. Dette alternativet er nullalternativet og representerer situasjonen hvor Nye Hitra 1 ikke får konsesjon og eksisterende Hitra 1 konsesjonen løper ut uten å bli fornyet.
- Alt. 1. Dette alternativet er det nye tiltaket - Nye Hitra 1
- Alt. NÅ. Alternativet er dagens situasjon - hvor eksisterende Hitra 1 og Hitra 2 er i drift.

Dette alternativet er tatt med for å kunne sammenlikne det nye tiltaket mot dagens situasjon.

- Alt. 1 minus Alt. NÅ. Viser differansen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon. Denne kolonnen er tatt med for å vise den relative konsekvensen i forhold til dagens situasjon.

Denne strukturen er valgt for å synliggjøre konsekvensene både i en situasjon der Hitra 1 er fjernet og i en situasjon som er direkte gjenkjennbar for lokalsamfunn og beslutningstakere – nemlig dagens situasjon. Samlet håper vi at dette gir et mer helhetlig og tydelig beslutningsgrunnlag som gjør det mulig å forstå forskjellene mellom et fornyet vindkraftverk, dagens anlegg og et scenario uten Hitra 1.

Innholdsoversikt

Dette dokumentet inneholder følgende fagrapporter:

- Naturmangfold
- Vannmiljø og naturmangfold i vann, drikkevann og forurensning til vann og grunn
- Landskap
- Friluftsliv
- Klima
- Støy
- Skyggekast
- Kulturminner og kulturmiljø
- Landbruk
- Elektronisk kommunikasjon og værradar
- Folkehelse
- Iskast
- Lokalt og regionalt næringsliv
- Eiendomsverdi
- Klimatilpasning
- Samfunnssikkerhet - ROS-analyse
- Geoteknisk vurdering adkomstvei

Fagrapport:

Naturmangfold

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Konsekvensutredning naturmangfold

DATO / REVISJON: 3. juni 2026 / 02

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-002



Multiconsult

Forside: Hitra 1 og Hitra 2 (foto Multiconsult)

Foto, illustrasjoner og figurer: Multiconsult om annet ikke er oppgitt

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-002
EMNE	Konsekvensutredning naturmangfold	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Ørjan W. Jenssen og Linn Nefertari Leh
STED	Hitra kommune	ANSVARLIG ENHET	10234054 Naturrådgivning

02	03.6.2026	Revidert med suppl. naturtyper og presisering etter kommentarer NVE	ØWJ og LNL	ØWJ	
01	17.3.2026	Revidert etter kommentarer kunde	ØWJ og LNL	SW	HAVF
00	12.12.2025	Fagutredning naturmangfold - utkast	ØWJ og LNL		
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

0 Sammendrag 6
0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag 6
0.2 Alternativer som utredes 6
0.2.1 Alternativ 0/nullalternativet 6
0.2.2 Alternativ 1 6
0.2.3 Utredning av forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 7
0.3 Avbøtende tiltak som ligger til grunn for konsekvensutredningen 7
0.4 Konsekvensutredning 7
0.5 Midlertidige virkninger 10
0.6 Usikkerhet 10
0.7 Samlet belastning 11
0.8 Avbøtende tiltak og overvåkningsprogrammer 12
0.9 Andre forhold 13
1 Bakgrunn og utredningskrav 14
1.1 Bakgrunn for prosjektet 14
1.2 Prosjektmål 14
1.3 Planområdet 14
1.4 Utredningskrav 14
1.4.1 Hitra kommune 15
1.4.2 NVE 19
2 Metode 22
2.1 Definisjoner og avgrensning 22
2.1.1 Definisjon av naturmangfold 22
2.1.2 Avgrensning mot andre fagtema 22
2.2 Metodikk 23
2.3 Besvarelse av utredningsprogram 24
2.4 Data i databaser 24
3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer 26
3.1 Føringer og planer for området 26
3.1.1 Kommuneplan 26
3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner 26
3.1.3 Pågående prosjekter 27
3.2 Miljøtilstanden og nullalternativ (alternativ 0) 27
3.2.1 Dagens miljøtilstand 27
3.2.2 Nullalternativ 28
3.3 Alternativer som utredes 29
3.3.1 Alternativ 1 29
3.3.2 Utredning av forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 31
3.3.3 Anleggsgjennomføring 31
3.4 Avbøtende tiltak i plan 32
3.5 Influensområdet 33
4 Kunnskapsgrunnlaget 35
4.1 Verneområder 35
4.2 Naturtyper 35
4.2.1 Naturgrunnlaget 35
4.2.2 Eksisterende kunnskapsgrunnlag 36
4.2.3 Kartleggingen 36
4.3 Andre naturtyper i planområdet 48
4.4 Arter og økologiske funksjonsområder 51
4.4.1 Relevant artsutvalg av arter 51
4.4.2 Karplanter, moser, sopp og lav 53
4.4.3 Fugl 58
4.4.4 Flaggermus 62
4.4.5 Annet dyreliv 63
4.5 Landskapsøkologiske sammenhenger (grønn infrastruktur) 67
4.5.1 Registreringer 68
4.6 Geologisk mangfold 74
4.6.1 Registreringer av geologisk arv 74
4.6.2 Registreringer av geotoper 75

4.6.3 Andre geologiske forhold ... 77
4.7 Fremmede arter ... 77
4.7.1 Registreringer ... 77
4.8 Naturmangfoldets økosystemtjenester ... 79
4.8.1 Beskrivelse ... 79
5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder ... 82
5.1 Generelt om påvirkning fra vindkraftverk på naturmangfold ... 82
5.2 Inndeling i delområder ... 87
5.3 Konsekvensvurdering av delområder ... 90
5.3.1 Påvirkning ... 90
5.3.2 Hitra 1 og Hitra 2 ... 90
5.3.3 Delområder naturtyper ... 91
5.3.4 Delområder vegetasjon ... 98
5.3.5 Delområder fugl ... 101
5.3.6 Delområder flaggermus ... 110
5.3.7 Delområder annet dyreliv ... 112
5.3.8 Delområder landskapsøkologiske sammenhenger ... 113
5.3.9 Delområder geologisk mangfold ... 118
5.4 Midlertidige virkninger ... 119
5.5 Usikkerhet iht. NT1 ... 119
6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer ... 121
6.1 § 10 Samlet belastning ... 121
6.2 Sammenstilling av konsekvenser ... 123
6.3 Forslag til ytterligere avbøtende tiltak ... 125
6.4 Virkninger som ikke følger av tiltaket (indirekte virkninger) ... 126
6.5 Usikkerhet ... 127
6.5.1 Usikkerhet knyttet til kunnskapsgrunnlaget ... 127
6.5.2 Usikkerhet knyttet til tiltaket ... 128
6.6 Vurderinger etter særlovverk, retningslinjer etc. ... 128
6.6.1 Forholdet til naturmangfoldloven ... 128
6.6.2 Andre lover ... 129
6.6.3 Norsk rødliste for naturtyper 2025 ... 130
7 Oppfølging og overvåkningsprogrammer ... 130
8 Referanser ... 132
9 Vedlegg ... 135
9.1 Vedlegg 1: Metodikk beskrevet i håndbok M-1941 ... 135
9.2 Vedlegg 2: Oversikt over forvaltningsrelevante naturtyper registrert ... 144
9.3 Vedlegg 3: Observerte karplanter og laver i lista generalisert artslister ... 147
9.4 Vedlegg 4: Alle registrerte fuglearter i influensområdet ... 148
9.5 Vedlegg 5: Sensitive arter av fugl (U.OFF) ... 153
9.6 Vedlegg 6: Undersøkelser av kongeørn, hønsehauk og hubro ... 154
9.7 Vedlegg 7: Konsekvenser for flaggermus ... 155

0 Sammendrag

0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag

Statkraft ønsker å fjerne og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030, Nye Hitra 1 vindkraftverk. Planområdet for Nye Hitra 1 er på 7,9 km^2, og omfatter indre deler av konsesjons-området for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt hele den eksisterende atkomstveien.

Konsekvenser utredes i henhold til plan- og utredningsprogram som er fastsatt av Hitra kommune og Norges vassdrags- og energidirektoratet (NVE). Fastsatt plan- og utredningsprogram for naturmangfold anses oppfylt.

Temaene verneområder, naturtyper, arter og økologiske funksjonsområder, landskapsøkologiske sammenhenger og geologisk mangfold som alle inngår i temaet naturmangfold er utredet. I den forbindelse er det utført kartlegging av naturtyper etter Miljødirektoratets kartleggingsinstruks M-2209 (2024, 2025 og 2026, totalt 25 dager), av fugl (2024 og 2025, totalt 29 dager), flaggermus (tre detektorer stående fra 08.04.2025 til 04.11.2025), karplanter, moser, sopp og lav. Vegetasjon er kartlagt sammen med naturtyper. Det er også gjennomført en kartlegging av alle myrer over 250 m^2 i planområdet, dette ble også gjort samtidig som naturtypekartleggingen. Alle myrene på Eldsfjellet og langs adkomstveien som blir direkte berørt av tiltaket (iht. utredningsløsningen), er dybdemålt (2025, 1 dag). De andre temaene baserer seg på eksisterende kunnskapsgrunnlag. Det er i forbindelse med annet dyreliv kontaktet driftspersonell i Hitra 1 og Hitra 2, Hitra kommune, Hitra Utmarksråd og grunneiere for Eldsfjellet.

Denne utredningen er utført av Multiconsult ved Ørjan W. Jenssen (cand.agric./master natur-forvaltning, NLH/NMBU) og Linn Nefertari Leh (master biovitenskap, Nord universitet), som også har utført feltbefaringer for henholdsvis fugl og naturtyper og vegetasjon. Martin Pearson Estenstad (cand.met.vet, Norges veterinærhøgskole) har vært innleid som underkonsulent for kartlegginger av hubro og rovfugl. Katinka Svatun Eines (master biovitenskap, Nord universitet) og Ingvill Reistad (master systematikk og biodiversitet, NTNU) har vært med å utføre feltbefaringer for naturtyper og vegetasjon. Ecofact ved Runa Odden har vært utreder for flaggermus. Sølvi Wehn (PhD vegetasjonsøkologi, NTNU) har dybdemålt berørte myrer, gjort noen artsregistreringer på karplanter og kvalitetssikret denne konsekvensutredningen. Arne Heggland (cand. scient. terrestrisk økologi UiO) har kvalitetssikret fugl.

0.2 Alternativer som utredes

0.2.1 Alternativ 0/nullalternativet

Nullalternativet er det formelle sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for dagens Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2. I nullalternativet er vindturbinene i dagens Hitra 1 fjernet, og veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2 er tilbakeført. Atkomstvei, nettilknytning, transformatorstasjon og servicebygg, alt internveinett fram til samt kranplasser og selve de 26 vindturbinene i Hitra 2 inngår i nullalternativet.

0.2.2 Alternativ 1

Det utredes kun ett alternativ til Nye Hitra 1 vindkraftverk. Eksempelløsningen som ligger til grunn for konsekvensutredningen av alternativ 1 omfatter 15 vindturbiner med høyde på 220 m og rotor på 175 meter. For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.

0.2.3 Utredning av forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform alternativ NÅ). Denne konsekvensutredningen inkluderer derfor også vurderinger av konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

0.3 Avbøtende tiltak som ligger til grunn for konsekvensutredningen

Tiltakshaver forplikter seg til følgende avbøtende tiltak som derfor er lagt til grunn i konsekvensutredningen:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

0.4 Konsekvensutredning

Det er benyttet overlappende delområder, som følge av at avgrensningene på tvers av registrerings-kategoriene sammenfaller lite og får ulik påvirkning fra tiltaket. Det er avgrenset totalt 62 delområder for naturmangfold.

Delområder med høyest verdi (svært stor og stor) er knyttet til sterkt trua naturtyper med svært høy og høy lokalitetskvalitet (eks. rødlista myrer (overveiende med innslag av grøfting pga. eksisterende vei og kjørespor, men stort naturmangfold) og gamle furuskogslokaliteter (overveiende uten inngrep, men varierende naturmangfold), nær trua naturtyper med høy og svært høy lokalitetskvalitet (mye av fjellheia i vindkraftverket er av høy kvalitet, pga. mangel på inngrep, men få rødlistarter); forekomster av plantearten brunskjene (sårbar (VU)); nordflaggermus (VU); og til hekkeområder for fugleartene hubro (sterkt truet (EN)), hønsehauk (VU), granmeis (VU), kongeørn (livskraftig (LC), spesielt hensynskrevende) og gråspett (LC, spesielt hensynskrevende).

Samlet konsekvens for planområdet og influensområdet er satt basert på konsekvensgrad for hvert delområde og en helhetsvurdering av samlet belastning. Bare ett delområde, funksjonsområde for flaggermus, har fått middels negativ konsekvens (2-). Dette som følge av stor risiko for kollisjon med vindturbiner. Resterende delområder har enten fått noe negativ konsekvens (1-) eller ubetydelig konsekvens (0). Konsekvensene der er knyttet til noe arealbeslag i flere naturtypelokaliteter og noen myrer og skog langs adkomstveien. Arealbeslaget er derimot en god del mindre sammenlignet med nye vindkraftverk ettersom infrastrukturen til Hitra 2 foreligger i området, og arealene beslaglagt av gamle Hitra må ennå vurderes som sterkt endra mark i nullalternativet. Videre medfører Nye Hitra 1 noe endring av leveområder for fugl og kollisjonsrisiko med vindturbinene/andre anleggsdeler. Anleggsperioden vil også medføre at hjort skyr området i anleggsfasen og noe ut i driftsfasen. En sammenstilling av konsekvensgradene for de ulike delområdene gir iht. M-1941 en samlet konsekvens av noe negativ. Tiltaket er vurdert til å medføre økt samlet belastning for naturverdier registrert i influensområdet. Samlet konsekvens oppjusteres av den grunn til **middels negativ**. Nullalternativet er

rangert foran alternativ 1 med Nye Hitra 1, fordi sistnevnte vil være mer belastende for naturmangfoldet.

Det er gjort en sammenligning av dagens Hitra 1 mot Nye Hitra 1 i sammenstillingen under, formelt sett via en mellomliggende sammenligning av nullalternativet/referansetilstanden mot dagens situasjon (alternativ NÅ). Dette er en vurdering som ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet, men som er inkludert som et alternativ jf. den tabellariske gjennomgangen av hvert enkelt delområde i kapittel 5. Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det Nye Hitra 1. Mindre og flere vindturbiner sammenlignet med større og færre utgjør lite forskjell for de fleste delområder/funksjonsområder. Forskjellen er hovedsakelig det nye arealbeslaget og ny anleggsfase som kan få varige konsekvenser og fører til noe negativ konsekvens for flere delområder.

Med tanke på samlet belastning kan Nye Hitra 1 i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som alt er der i dagens situasjon.

En sammenstilling av konsekvenser er vist i tabell 0-1. Delområder med samme verdi, påvirkning og konsekvens er slått sammen i tabellen for å lette lesbarheten.

Tabell 0-1: Oppsummering av konsekvens for hvert delområde og samlet vurdering for de ulike alternativene. Alle alternativene inkluderer Hitra 2. NT = Naturtyper, V = Vegetasjon, F = Fugl, FM = Flaggermus, AD = Annet dyreliv, LØ = Landskapsøkologiske sammenhenger, G = Geologisk mangfold.

Delområder	**Alt. 0** Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt. 1** Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt. NÅ** Dagen situasjon med dagens Hitra 1	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1
NT1 Eldsfjellet	0	1-	0	1-
NT2 Indre Skardet	0	1-	0	1-
NT3 Rødlista myrer	0	0	0	0
NT4 Gammel furuskog	0	0	0	0
NT5 Eintrøa	0	0	0	0
V1 Brunskjene	0	0	0	0
V2 Lauvdalsvarden	0	0	0	0
V3 Skog langs atkomstveien	0	1-	0	1-
F1 Gråspett, granmeis	0	0	0	0
F2, F3, F6 Granmeis	0	0	0	0
F5 Spetteskog	0	0	0	0
F7 - F18 Heilo, rødstilk	0	1-	1-	0
F6, F10, F19, F20 Heilo, rødstilk	0	0	0	0
F21, F24, F27 Orrfugl, gråsisik	0	0	0	0
F22, F23, F25, F26, F28, F29, F30 Hekkevann for våtmarksfugl	0	0	0	0
F31 Øvrige/vanlige arter av fugl	0	0	0	0
F32 Hubro U.OFF	0	0	0	0
F33 Hubro U.OFF	0	1-	1-	0
F34 Hubro U.OFF	0	1-	1-	0
F35–40 Hønsehauk U.OFF	0	0	0	0

Delområder	**Alt. 0** Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt. 1** Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt. NÅ** Dagen situasjon med dagens Hitra 1	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1
F41, F42 Kongeørn U.OFF	0	1-	1-	0
F43 Havørn U.OFF	0	1-	1-	0
F44–F46 Havørn U.OFF	0	0	0	0
FM1 Flaggermus	0	2-	2-	0
AD1 Hjort rundt Eldsfjellet	0	0	0	0
LØ1 Myrene på Eldsfjellet	0	1-	0	1-
LØ2 Trekkveier for hjort	0	1-	0	1-
LØ3 Trekkvei for fugler	0	0	0	0
LØ4 Kjerneområder	0	0	0	0
G1, G2 leirraviner atkomstveien	0	0	0	0
Samlet vurdering	**Ingen konsekvens**	**Middels negativ konsekvens**	**Middels negativ konsekvens**	**Noe negativ konsekvens**
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens.	Tiltaket vil medføre en begrenset konflikt med naturmangfold innenfor influens-området, noe som underbygges av kun lave konsekvens-grader for delområder med unntak av flaggermus. Samla belastning-vurderingen tilsier en skjerping for hubro og kongeørn. Vi legger her til grunn en skjerping med en hel konsekvensgrad for alle delområdene for disse artene. Iht. M-1941 blir da samlet konsekvensgrad middels negativ konsekvens som følge av mer enn to delområder med middels negativ konsekvens.	Som til venstre.	Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det nye Hitra 1. Større og færre turbiner gjør liten forskjell fra dagens mindre og flere. Det nye arealbeslaget og ny anleggsfase som kan gi noen mer varige konsekvenser fører til noe negativ konsekvens for flere delområder. Iht. M-1941 blir da samlet konsekvens noe negativ konsekvens som følge av overvekt av delområder med noe negativ konsekvens eller ubetydelig konsekvens.
Rangering	1	2	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Begrunnelser for rangering	Ingen konsekvens for delområder. Ingen alternativer gir positiv konsekvens for delområder.	Nye Hitra 1 vil medføre inntil 15 ekstra turbiner med tilhørende arealbeslag ut over Hitra 2, og er dermed mer belastende for naturmangfoldet enn nullalternativet med kun Hitra 2.	[Det er formelt og teknisk ikke mulig å videreføre dagens anlegg uendret. Det er inkludert for å vise ev. forskjeller i konsekvens mellom dagens anlegg og Nye Hitra 1.]	[Ikke et alternativ. Det er inkludert for å vise forskjell mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1]

0.5 Midlertidige virkninger

Midlertidig anleggsvirksomhet vil i all hovedsak skje på, eller i umiddelbar nærhet til de permanente anleggene, og vil på slike arealer ikke medføre noen ekstra påvirkninger. I nærområdet omkring planområdet må det forventes anleggsstøy og generelle forstyrrelser som følge av menneskelig aktivitet over en lengre periode. Anleggsvirksomheten vil ha en avvisende effekt på både fugl og annet dyreliv. I noen tilfeller kan den også medføre mislykket hekking. For annet dyreliv kan økt anleggsaktivitet i området øke sjansen for viltpåkjørsler, men påvirkningen anses som begrenset som følge av at maksimal hastighet i et vindkraftverk er 30 km/t.

0.6 Usikkerhet

For naturtyper er usikkerheten knyttet til valg av naturtyper ved naturtypekartleggingen etter Miljødirektoratets kartleggingsinstruks.

Eldsfjellet domineres av lynghei og myr. Tidligere konsekvensutredninger beskrev området som fjellandskap og alpin røsslynghei, men det har skjedd endringer i både metodikk og rødlister siden 2009 (konsekvensutredningen til Hitra 2). Hele Hitra ligger innenfor kystlynghеias potensielle utbredelsesområde, men kystlynghei skal ikke kartlegges over den klimatiske skoggrensen. Et sentralt spørsmål var derfor om skoggrensen på Eldsfjellet er klimatisk betinget eller påvirket av beite.

I samtaler med grunneiere og Hitra kommune har det ikke framkommet noen indikasjoner på historisk beite eller lyngbrenning, og artsmangfoldet, f.eks. einer, viste få tegn på kystlynghei i gjengroing. Skogens gradvise avtakende tetthet opp mot fjellet, kombinert med topografi, vind og klima, tydet på en klimabetinget skoggrense. Eldsfjellet ble derfor kartlagt som fjellhei, men med betydelig usikkerhet.

Artsinventeringen av karplanter og lav på Eldsfjellet viste forekomster typiske både for fjellhei og kystlynghei sammenlignet med Artsdatabankens generaliserte artslister for naturtyper.

På grunn av usikkerheten knyttet til lyngheia ble det gjennomført en worst-case vurdering av om konsekvensen ville vært større dersom området likevel skulle vært klassifisert som kystlynghei.

Dersom lyngheia hadde blitt kartlagt som kystlynghei ville lyngheia endt opp med samme endelig konsekvens som delområde NT1 som er kartlagt som fjellhei, noe negativ konsekvens (1-). Som følge av det vil usikkerheten knyttet til valg av naturtype ikke ha betydning for samlet konsekvens av tiltaket.

Siden Eldsfjellet er kartlagt som fjellhei, ligger området i lavalpin sone. Flere av myrene som ble registrert som naturtyper etter M-2209 tilhører egentlig vegetasjonssoner som boreonemoral eller sørboreal, og skal derfor ikke kartlegges i et lavalpint område. På kysten er vegetasjonssonene imidlertid diffuse på grunn av et sterkt oseanisk klima. Ved kartleggingstidspunktet og rapportering av kartlagte naturtyper manglet nødvendig informasjon om skjøtselshistorikk fra blant annet kommunen som kom senere. Myrene ble derfor kartfestet og rapportert med usikkerhet som et føre-var, men inngår ikke som egne delområder i konsekvensvurderingen. I stedet er alle myrene samlet og vurdert under landskapsøkologiske sammenhenger.

Gammel furuskog i området har noe usikkerhet knyttet til alder, men strukturelle trekk som grove trær og død ved tilsier høy sannsynlighet for gammel furuskog. Det ble ikke tatt boreprøver av trærne og alderen på skogen er dermed ikke endelig bekreftet.

Selv om området er undersøkt for rødlistede arter av karplanter, moser, sopp og lav, er det knyttet noe usikkerhet til kartleggingen. Dette skyldes at flere arter kan være vanskelige å oppdage, at små arter i særlig grad kan overses, og at enkelte artsgrupper ikke nødvendigvis har fruktlegemer eller blomster på kartleggingstidspunktet. Feltarbeidet i 2025 og 2026 ble også gjennomført noe tidlig for optimal

registrering av karplanter. Samlet sett, og i kombinasjon med tidligere undersøkelser og eksisterende registreringer, vurderes likevel kunnskapsgrunnlaget som tilstrekkelig for å fange opp relevante forekomster av rødlistede arter innen influensområdet.

Fuglenes mobilitet og variasjoner fra år til år innebærer at det alltid vil være gjenværende usikkerheter både om hvilke arter som bruker et område, hvor hekkeplassen er, hvor ev. territoriegrenser går, og hva som er mest brukte forflytningsruter. Det er tidligere utført to konsekvensutredninger av fugl for Hitra vindkraftverk, samt oppfølgende undersøkelser av fugl. Det har også vært andre programmer og initiativer for kartlegging av ulike arter av fugl på Hitra over mange år. Disse undersøkelsene samt de nye som er gjort i forbindelse med konsekvensutredningen av Nye Hitra 1 gjør at kunnskapsgrunnlaget for fugl samlet sett må kunne sies å være meget godt, med mindre gjenværende usikkerhet enn i mange andre større utbyggingsprosjekter. På artsnivå er det én truet art, svartrødstjert (sterkt trua (EN)), som kan nevnes spesielt: Denne er registrert én gang med antatt hekking inne i vindkraftverket i 2025, men med en geografisk usikkerhet på 1500 m. Dette er også den eneste registreringen av arten noen gang på hele Hitra i Artskart. Registreringen er derfor ikke lagt til grunn for noe delområde.

Selv med et godt kunnskapsgrunnlag for flaggermus presiseres det at det alltid er usikkerheter knyttet til om alle forekomster i området er oppdaget, spesielt når det gjelder arter som kan bevege seg over store områder. Det er noe mer usikkerhet knyttet til vurderingene om påvirkning og konsekvens. Studier viser at lav aktivitet ikke nødvendigvis innebærer lav kollisjonsrisiko ved vindkraftverk, og at risikoen påvirkes av flere faktorer som landskap, turbintetthet og rotorsveipsone, men det er fremdeles mye som er ukjent om flaggermus sin adferd, reaksjon på endringer, bestandsstatus og bevegelsesmønster.

For annet dyreliv er usikkerheten knyttet til leveområdene for hjort vurdert som lav basert på at hjort som tema har vært utredet to ganger tidligere. I denne utredningen er det tatt kontakt med relevante personer for å samle inn informasjon om dagens status for både trekk og leveområder. Det er knyttet mer usikkerhet til vurdering av påvirkning.

0.7 Samlet belastning

Samla belastning er iht. M-1941 summen av konsekvensene for alle delområdene innenfor influensområdet, inklusive også andre pågående og planlagte tiltak. Dessuten skal ev. konsekvenser for en arts utbredelse i regional eller nasjonal sammenheng vurderes. Endelig skal det vurderes om andre faktorer, som klimaendringer, vil bidra til en ytterligere belastning.

I influensområdet er det hovedsakelig naturtypen fjellhei (nær trua (NT)) som vil bli påvirket av det nye Hitra 1, fulgt av noen enkelte rike åpne sørlige jordvannsmyrer (sterkt trua (EN)). Arealbeslaget det nye Hitra 1 medfører er lite sammenlignet med nye vindkraftverk, og vil ikke bidra til en økt samlet belastning for naturtypene, spesielt sett opp mot rødlistevurderingen for fjellhei.

For fugl er det artene som hekker i fjellheia på Eldsfjellet, som heilo, rødstilk (begge NT) og lirype (livskraftig (LC)), som blir mest direkte påvirket ved arealtap, fortrengning ut over dette, forstyrrelser og kollisjonsrisiko. Den samlete belastningen på bestandene av disse artene vurderes likevel til å være lokal på Eldsfjellet, og tilsier derfor ikke noen økt konsekvensgrad ut over den som er gitt for de berørte delområdene. For rovfugl er det kongeørn (LC, spesielt hensynskrevende) som utpeker seg som mest berørt, da trolig to av totalt fem territorier på Hitra er negativt påvirket av vindkraftverket. Dette tilsier en noe økt konsekvensgrad ut over den som er gitt for de berørte delområdene. For hubro er trolig minst ett territorium forlatt som følge av Hitra vindkraftverk. Sett opp mot artens rødlistestatus og regionale bestandstrend tilsier dette en noe økt konsekvensgrad.

Kartleggingen identifiserte tre rødlistede flaggermusarter ved Hitra, men aktivitetsnivået indikerer ikke at området er spesielt viktig for verken næringssøk eller trekk. Aktivitetsnivået for artene er noe krevende å vurdere ettersom flaggermus er forholdsvis lite undersøkt i Norge, spesielt nord i landet. Det planlagte tiltaket reduserer turbintettheten, men innfører høyere turbiner med større rotorsveip enn i dag. Nordflaggermus, som var den vanligste arten, er kjent for å bli turbindrept i Norge. Trollflaggermus og storflaggermus forekommer sjeldent i området, men som migrerende randpopulasjoner er de spesielt sårbare for økt dødelighet, og påvirkning kan ha både regionale, nasjonale og internasjonale konsekvenser. Den samlede belastningen er vanskelig å kvantifisere på grunn av store forflytningsavstander og begrenset kunnskap om artenes bruk av norske leveområder, men det er vurdert at samlet belastning ikke påvirket satt konsekvensgrad.

0.8 Avbøtende tiltak og overvåkningsprogrammer

Avbøtende tiltak og overvåkningsprogrammer under er ikke inkludert eller spesifisert i utredningsløsningen fra Statkraft, og inngår dermed ikke i grunnlaget for vurdering av konsekvens. Det er i denne rapporten anbefalt supplerende undersøkelser og overvåkningsprogrammer for å følge opp de potensielt vesentlige virkningene av vindkraftverket. Aktuelle tiltak og overvåkningsprogrammer for nye Hitra 1 er:

- Flytting av vindturbin VT_10 for å unngå et ei større bakkemyr som er mellom 1 og 2,5 meter dyp blir berørt.
- Anleggsområdet må opparbeides på en skånsom måte, ved sluttføring bør vegetasjonen reetableres med arter som er naturlig hjemmehørende i området og i de respektive naturtypene som blir berørt.
- Bruk av miljørådgiver og landskapsarkitekt ved tilbakeføring av områder for best mulig resultat.
- Istandsatte og tilbakeførte areal bør overvåkes for å se om tiltakene som er brukt har hatt en effekt og oppfylt sin hensikt.
- Kartlegging av fremmede furuarter langs adkomstveien i de få stedene der adkomstveien skal utvides.
- For fugl og annet dyreliv bør forstyrrelser generelt minimeres, spesielt i hekke- og yngletida. Dagens praksis med stengt bom og ingen tilretteleggingstiltak for allmenn ferdsel i anlegget bør derfor videreføres.
- Hitra vindkraftverk ser i noen grad ut til å tiltrekke kråkefugl som følge av økt mattilgang på fjellet. Dette gir et predasjonspress som øker den negative påvirkningen av anlegget for andre arter av fugl. Dette kan i noen grad motvirkes ved kråkefuglbekjempelse i anlegget ved bruk av kråkefeller. Utplassering og forsvarlig drift av noen slike i anlegget gjennom konsesjons-perioden foreslås derfor som et tiltak.
- Hitra vindkraftverk ligger i et kjerneområde for hubro i Trøndelag. For å ha kontroll med artens utvikling er det nødvendig med fortsatt overvåkning av tilstedeværelse og bestandsutvikling for hubro på Hitra. Konsesjonær kan her bidra økonomisk i samarbeid med miljøforvaltningen, herunder forsøke å få Hitra inn i oppfølging gjennom nasjonal handlingsplan for hubro, og innenfor eller utenfor ei slik ramme være pådriver for ulike forsøk på tiltak for å forbedre, ikke bare overvåke, bestandssituasjonen for hubro på Hitra.
- Ikke plassere turbiner nærmere enn 50 meter fra kantsoner og insektproduserende strukturer som vann, elver og våtmarker med hensyn til flaggermus. Ved å bruke en 50 meter buffer fra

tuppen av turbinbladene til der flaggermus typisk driver med næringssøk, kan sannsynligheten for kollisjoner reduseres noe.

- Fjerne trær og buskvegetasjon i nærheten av de planlagte turbinene. Flaggermus følger gjerne naturlige ledelinjer som vegetasjon, og kantsonene er attraktive for næringssøk. Ved å aktivt fjerne slike strukturer kan områdene i nærheten av turbiner fremstå mindre tiltrekkende for flaggermus.

0.9 Andre forhold

I denne konsekvensutredningen er nullalternativet utredet med tanke på at Hitra 2 vil være til stede de neste årene og vil medføre at bare mindre deler av internveinettet og andre områder vil fjernes og tilbakeføres til mer naturlig tilstand. Tilstedeværelse av Hitra 2 har også betydning for påvirkningsvurderingen av undertemaene fugl, flaggermus, annet dyreliv og landskapsøkologiske sammenhenger i naturmangfold.

1 Bakgrunn og utredningskrav

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse, eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

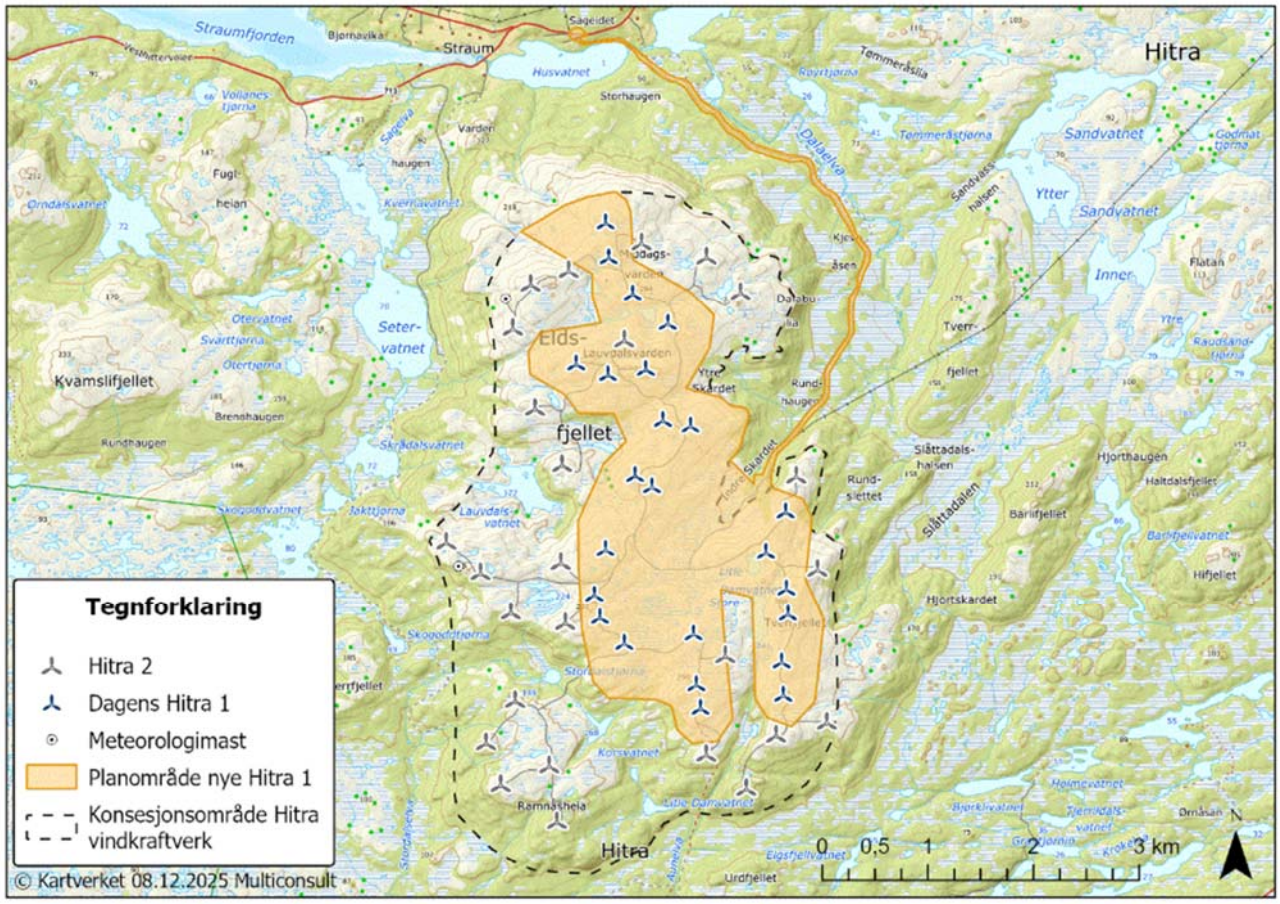
Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen utløpet av 2030, Nye Hitra 1 vindkraftverk.

1.2 Prosjektmål

Målet med prosjektet er å øke fornybar energiproduksjon i Norge samtidig som miljøkonsekvensene reduseres til et minimum.

1.3 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km^2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende atkomstveien. Se oversiktskart i figur 1-1.



Figur 1-1: Kart over planområdet for konsekvensutredningen.

1.4 Utredningskrav

Konsekvenser utredes i henhold til plan-/utredningsprogrammet som fastsettes av Hitra kommune og Norges vassdrags- og energidirektoratet (NVE). Utreder anser fastsatt plan- og utredningsprogram for naturmangfold som oppfylt.

1.4.1 Hitra kommune

I planprogrammet er utredningskrav for fagtema naturmangfold omtalt slik:

Verneområder

Forslagsstiller skal:

- *Gi en oversikt over verneområder innenfor tiltaks- og influensområdet.*
- *Tiltakets virkning for naturmangfoldet i verneområdet skal beskrives, og det skal framgå om tiltaket kan være i konflikt med verneformålet.*
- *Områdene skal vises på kart sammen med tiltaket.*

Metode:

Utredningen skal følge Miljødirektoratets veileder M1941.

Naturtyper

Forslagsstiller skal:

- *Gjennomføre kartlegging av naturtyper i planområdet.*
- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke naturtyper i planområdet. Virkningene for naturtyper av nasjonal eller vesentlig regional interesse skal spesielt vurderes, jf. innsigelsesrundskriv T-2/16.*
- *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.*
- *Kort redegjøre for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket.*
- *Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.*

Metode:

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk M-1941 etter Miljødirektoratets instruks, natur i Norge (NiN). Omfanget av feltarbeid skal være tilstrekkelig til at ansvarlig myndighet (NVE) kan ta stilling til konsesjonsspørsmålet basert på et godt kunnskapsgrunnlag. Feltarbeidet skal gjennomføres i vekstsesongen.

Vegetasjon

Forslagsstiller skal:

- *Vurdere potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av arter av nasjonal forvaltningsinteresse i planområdet.*
- *Kartlegge arealer med høyt potensiale for arter av nasjonal forvaltningsinteresse, dersom disse kan bli vesentlig berørt av tiltaket.*
- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke truede, freda og prioriterte arter av planter, moser, sopp og lav i planområdet, herunder tiltakets virkninger for økosystemene som er viktige økologiske funksjonsområder for disse artene.*
- *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.*

- *Kort redegjøre for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket.*
- *Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.*

Metode:

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder M-1941 fra Miljødirektoratet. Gjeldende norsk rødliste for arter og prioriterte arter eller ansvarsarter i henhold til naturmangfoldloven § 23 skal benyttes. Feltarbeidet skal foregå i vekstsesongen.

Fugl

Forslagsstiller skal:

- *Utarbeide en oversikt over fuglearter i plan- og influensområdet som kan bli vesentlig berørt av tiltaket, med spesielt fokus på arter av nasjonal forvaltningsinteresse samt jaktbare arter og ev. andre arter som er særlig sårbare for kollisjoner med vindturbiner.*
- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke fuglearter, jf. opplisting i første strekpunkt. Herunder skal områdets verdi som trekklokalitet, fare for kollisjoner og redusert/forringet økologisk funksjonsområde vurderes.*
- *Vurdere potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av arter av nasjonal forvaltningsinteresse i plan- og influensområdet.*
- *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.*
- *Kort redegjøres for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket.*
- *Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.*

Metode:

En kartlegging av fugl skal utføres. Kartleggingen skal gjennomføres av personer med relevant kompetanse og erfaring. Kartleggingsmetodikken til norsk hekkefuglovervåkning kan bl.a. benyttes som metodikk. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes. Eksisterende for og etterundersøkelser for Hitra vindkraftverk 1 og 2 skal inngå i kunnskapsgrunnlaget. Det skal foretas feltbefaring på hensiktsmessig tid av året med hensyn til hekketider og ev. trekksesong. Sensitive opplysninger skal merkes unntatt offentlighet og oversendes NVE som et eget dokument.

Undersøkelsene skal samordnes med og supplere pågående etterundersøkelser av hubro og hønsehauk rundt Hitra vindkraftverk i 2025.

Flaggermus

Forslagsstiller skal:

- *Vurdere potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av arter av nasjonal forvaltningsinteresse i plan- og influensområdet. I områder med potensiale for høy tetthet av flaggermus eller rødlista flaggermusarter skal det utarbeides en oversikt over flaggermusarter i plan- og influensområdet som kan bli vesentlig berørt av tiltaket.*

- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke flaggermus, herunder områdets verdi som økologisk funksjonsområde.*
- *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.*
- *Kort redegjøre for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket.*
- *Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.*

Metode:

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes.

Ved undersøkelse av eventuelle flaggermusarter- eller forekomster skal det benyttes detektor i felt. Det skal konkretiseres et undersøkelsesopplegg basert på følgende publikasjoner:

- *McKay AIR, van der Kooij J, Mathews F, Eldegard K. Flaggermus og vindkraft - Forslag til nasjonale retningslinjer for før- og etterundersøkelser av effekter av vindkraftverk på flaggermus i Norge. 2020*
- *Rodrigues Luísa, Bach Lothar, Dubourg-Savage MJ., Karapandža B, Kovač Dina, Kervyn Thierry, et al. Guidelines for consideration of bats in wind farm projects, revision 2014 [Internet]. UNEP/EUROBATS; 2015*

Annet dyreliv

Forslagsstiller skal:

- *Beskrive eksisterende registreringer av kritisk trua, sterkt trua og sårbare arter, jf. gjeldende norsk rødliste for arter.*
- *Vurdere potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av arter av nasjonal forvaltningsinteresse i plan- og influensområdet.*
- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke kritisk trua, sterkt trua og sårbare arter, herunder områdets verdi som økologisk funksjonsområde for slike arter.*
- *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.*
- *Kort redegjøre for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket.*
- *Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.*

Metode:

Temaet skal omtales basert på eksisterende og ny kunnskap tilegnet gjennom andre kartlegginger av området. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes.

Sensitive opplysninger skal merkes unntatt offentlighet og oversendes NVE som et eget dokument.

Landskapsøkologiske sammenhenger

Forslagsstiller skal:

- *Beskrive de landskapsøkologiske sammenhengene i plan- og influensområdet og presentere disse på kart.*
- *Beskrive og vurdere hvordan tiltaket påvirker sammenhengende naturområder med urørt preg i plan- og influensområdet, med fokus på faktiske arealkonsekvenser, fragmentering og andre relevante faktorer og gjøre en beregning av eventuelle endringer i arealer.*

Metode:

Arbeidet skal i hovedsak bruke kartanalyser basert på eksisterende kunnskap og de utførte fagutredningene om arter og naturtyper for planområdet. Arbeidet skal inkludere kartanalyser og vurderinger av INON og SNUP.

Geologisk mangfold

Forslagsstiller skal:

- *Identifisere og beskrive områder som er definert som geologisk arv (geosteder).*
- *Vurdere tiltakets virkninger for slike områder.*
- *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.*

Metode:

Utredningen skal primært bygge på observasjoner ifm. feltarbeidet på naturtyper og fugl, samt eksisterende dokumentasjon (NGU) og kontakt med lokale og regionale ressurspersoner.

Fremmede arter

Forslagsstiller skal:

- *Gjennomføre en kartlegging av fremmede arter langs adkomstvei, riggarealer, massetak og lagrings – og oppstillingsplasser i planområdet. Dersom det hentes masser fra områder utenfor planområdet, skal disse områdene kartlegges.*
- *Utarbeide en oversikt over fremmede arter i kategoriene SE (svært høy risiko) og HI (høy risiko) etter gjeldende fremmedartsliste.*
- *Vurdere behovet for avbøtende tiltak som hindrer spredning av fremmede arter i anleggs- og driftsperioden.*

Metode:

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder M-1941 fra Miljødirektoratet. Feltarbeid utføres i vekstsesongen.

Samlet belastning

Forslagsstiller skal:

- *Vurdere om tiltaket og andre eksisterende eller planlagte inngrep, samlet kan påvirke forvaltningsmålene for artene og naturtypene som er/blir kartlagt og som vil bli påvirket av tiltaket.*

- *Vurdere om tilstanden og den lokale, regionale og/eller nasjonale bestandsutviklingen til disse artene/naturtypene kan bli vesentlig påvirket.*

Metode:

I vurderingen skal det legges vekt på tiltakets virkninger for eventuelle forekomster av viktige naturtyper jf. Miljødirektoratets kartleggingsinstruks for naturtyper (NiN), utvalgte naturtyper i henhold til naturmangfoldloven § 52 og økosystemer som er viktige økologiske funksjonsområder for truede arter i gjeldende norsk rødliste for arter og prioriterte arter i henhold til naturmangfoldloven § 23. «Veileder Naturmangfoldloven kapittel II» skal legges til grunn i utredningene.

1.4.2 NVE

NVE sitt fastsatte utredningsprogram beskriver bare tilleggskrav utover de krav som er satt av kommunen i det vedtatte planprogrammet. I utredningsprogrammet er utredningskrav for fagtema naturmangfold omtalt slik:

Generelt

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Gi en overordnet naturfaglig beskrivelse av berørte naturområder, med vekt på naturgrunnlaget, hovedtyper av natur og andre karakteristiske trekk*
- *Vise i kart hvilke områder som er kartlagt og ikke-kartlagt i felt*
- *Vurdere usikkerhet og potensial for ytterligere naturverdier enn det som er påvist*

Spesifisering av metode og presentasjon

Tidsbruk i felt skal prioriteres til områder med stort potensial for beslutningsrelevante naturverdier (se bl.a. rundskriv T-2/16). Tiltakshaver skal gjøres rede for hvordan og på hvilket grunnlag man har prioritert (valgt ut/valgt bort) områder for feltkartlegging.

Verneområder

Spesifisering av metode og presentasjon

Tiltakshaver skal vurdere og beskrive behovet for feltbefaring. Denne skal i så fall gjennomføres på hensiktsmessig tid av året og døgnet.

Naturtyper

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Gjennomføre feltkartlegging av naturtyper der det er aktuelt med terrenginngrep langs adkomstveien*
- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke naturtyper langs adkomstveien*
- *Kartfeste og beskrive myr og annen våtmark som blir berørt av tiltaket*
- *Dybdemåle alle myrområder over 250 m^2 som kan bli direkte berørt i tiltaksområdet*
- *Vurdere potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av arter av nasjonal og forvaltningsinteresse i tiltaksområdet*

Spesifisering av metode og presentasjon

Oppdragsgiver i kartleggingsoppdraget må melde inn området som skal kartlegges på forhånd. Kartleggingen skal skje ved bruk av NiN-app. Utredningen skal gjøre rede for skjønnsmessige vurderinger som ligger til grunn for kartlagte naturtyper, og for naturområder som av ulike grunner ikke ble vurdert til å utgjøre naturtype(r), dersom det er relevant.

Myrområder kan avgrenses basert på satellittfoto og suppleres med informasjon fra feltundersøkelser. Verdi, påvirkning og konsekvens vurderes for myrområder som landskapsøkologiske sammenhenger iht. Miljødirektoratet sin veileder M-1941.

Økologiske og landskapsøkologiske funksjonsområder for arter - Karplanter, moser, laver og sopper

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Presentere et verdikart som viser funksjonsområder for beslutningsrelevante arter.*

Spesifisering av metode og presentasjon

Beslutningsrelevante arter i artsgruppene karplanter, moser, laver og sopper skal registreres som del av naturtypekartleggingen etter Miljødirektoratets instruks. Det skal avgrenses økologiske funksjonsområder som viser den sannsynlige eller mulige utbredelsen til beslutningsrelevante arter. Det er særlig viktig å kartlegge funksjonsområdene til arter med spesifikke habitatkrav eller med begrenset forekomst, men avgrensning av større funksjonsområder for alminnelige arter kan også gi beslutningsrelevant informasjon.

Verdikartet skal vise funksjonsområder som polygoner, men beslutningsrelevante artsforekomster skal også kartfestes med punkt så langt det er hensiktsmessig.

Arter med overlappende økologi kan inngå i det samme økologiske funksjonsområdet.

Flaggermus

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Kartlegge tilstedeværelse av flaggermus i plan- og influensområdet gjennom to trekksesonger (vår og høst). Det skal fokuseres spesielt på områder med potensiale for høy tetthet av flaggermus og forekomst av arter av nasjonal forvaltningsinteresse.*

Spesifisering av metode og presentasjon

Feltundersøkelsene skal gjennomføres på egnet tid og i egnede værforhold. Kommer det frem informasjon som tilsier at området ligger i trekkruten til arter av nasjonal forvaltningsinteresse, skal det gjennomføres undersøkelser med bruk av lydopptakere som står montert gjennom to trekksesonger.

Annet dyreliv

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Beskrive eksisterende registreringer av arter av nasjonal forvaltningsinteresse, ansvarsarter og deres økologiske funksjonsområder (f.eks. yngle- og beiteområder) og landskapsøkologiske funksjonsområder (f.eks. vandringsruter), om disse kan bli vesentlig berørt av tiltaket.*
- *Beskrive trekkruter for hjortedyr og annet vilt, og vurdere hvordan tiltaket påvirker deres leveområder*

- *Gjennomføre kartlegging i områder med potensial for hittil ukjent forekomster av arter av nasjonal forvaltningsinteresse og viktige jaktbare arter*
- *Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke artene nevnt over og de økologiske og landskapsøkologiske funksjonsområdene som følge av f.eks. arealbeslag, fragmentering, svekkelse/tap av landskapsøkologiske sammenhenger og forstyrrelser*

Spesifisering av metode og presentasjon

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter Miljødirektoratet sin veileder M-1941.

Geologisk mangfold

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Kartfeste rødlistede landformer (geotoper) samt geosteder og andre geologiske forekomster av internasjonal, nasjonal eller regional verdi*
- *Vurdere tiltakets virkninger for slike områder*

Spesifisering av metode og presentasjon

Kartfestes basert på eksisterende kartgrunnlag (f.eks. høydedata, fjernmålte landformer, berggrunns- og løsmassekart), supplert med feltkartlegging ved behov.

Naturmangfoldloven

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Gi en oppsummerende beskrivelse og vurdering av tiltaket opp mot kravene i naturmangfoldloven §§ 8–12*

2 Metode

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. I dette kapittelet beskrives metodikken i fagrapporten og fagkompetansen som ligger til grunn.

2.1 Definisjoner og avgrensning

2.1.1 Definisjon av naturmangfold

Naturmangfold er definert som «biologisk mangfold, landskapsmessig mangfold og geologisk mangfold, som ikke i det alt vesentlige er et resultat av menneskers påvirkning» jf. naturmangfoldloven § 3 bokstav i.

2.1.2 Avgrensning mot andre fagtema

I en konsekvensutredning skal konsekvenser telles kun én gang. Innholdet i fagtema naturmangfold ligger tett på andre fagtema som blir utredet i prosjektet, og beskrivelse av avgrensning mot disse framgår i dette kapittelet. Avgrensningen er basert på retningslinjer for grensesetting i M-1941, og hva som er ansett som hensiktsmessig i å plassere under fagtema naturmangfold etter dialog med fagutredere for andre fagtema.

Mesteparten av det som inngår i naturmangfold-begrepet utredes under fagtema naturmangfold, men noen elementer kan også omfattes av andre fagtema

Landskap

Vegetasjonen, artene og landformene setter sitt preg på landskapet. I fagutredningen for landskap vurderes sammenhengene i landskapet, men det skal ikke settes verdi på arter, naturtyper eller geologiske forekomster (geotoper).

Vannmiljø

Arter og naturtyper utredes som en del av denne utredningen. Kjemisk og økologisk kvalitet på vannet utredes i henhold til vannforskriften under tema vannmiljø.

Kulturlandskap

Naturtypene og artene i kulturlandskapet vil fanges opp igjennom naturmangfold, dersom de forekommer. For eksempel boreal hei, semi-naturlig eng (slåttemark, lauveng, naturbeitemark, hagemark), semi-naturlig strandeng, kystlynghei og engaktig sterkt endret fastmark. Historisk viktig kulturlandskap vurderes under temaet kulturmiljø med kulturlandskap. Utvalgte kulturlandskap vurderes under temaet landskap.

Vilt

Vilt håndteres som arter under naturmangfold, og verdsettes i henhold til verditabellen. Vilt håndteres også som høstbar ressurs i fagutredning for naturressurser og friluftslivsutøvelse i form av jakt og viltets betydning for naturopplevelse vurderes under fagtema friluftsliv.

Geologisk mangfold

Geologi kan ha både verdi for opplevelse, undervisning og vitenskapelig verdi. I fagutredning for naturmangfold er det disse verdiene som verdsettes i henhold til verditabellen. Geologiske forekomster har i tillegg til en ressursverdi. Denne verdien utredes i fagutredning for naturressurser.

2.2 Metodikk

Utredningen for tema naturmangfold er utført etter metodikk beskrevet i håndbok M-1941, Miljødirektoratets tverrsektorielle veileder for konsekvensutredning på klima- og miljøtema.

Utredninger av ikke-prissatte tema er etter håndbok M-1941 basert på en standardisert og systematisk prosedyre for å gjøre vurderinger, konklusjoner og anbefalinger mest mulig objektive, forståelige og etterprøvbare. Utredningen inneholder en presentasjon av kunnskapsgrunnlaget, inndeling av delområder, verdivurdering av delområder, vurdering av påvirkning fra tiltaket, og konsekvens som et produkt av verdi og påvirkning fastsatt i en matrise/konsekvensvifte.

En forkortet versjon av de viktigste trinnene i metoden er gjengitt i vedlegg 1. En mer utfyllende beskrivelse er gitt i M-1941.

Kartlegging i felt

Kartlegging av naturmangfold i felt er utført etter anerkjent metodikk iht. M-1941. Denne utredningen er utført av Multiconsult ved Ørjan Werner Jenssen og Linn Nefertari Leh, som også har utført feltbefaringer. Katinka Svatun Eines og Ingvill Reistad har vært med å utføre feltbefaringer for naturtyper og arter. Runa Odden hos Ecofact har vært utreder for flaggermus, se vedlegg 7. Sølvi Wehn har dybdemålt berørte myrer, gjort noen artsregistreringer på karplanter og kvalitetssikret denne konsekvensutredningen. Arne Heggland har kvalitetssikret fugl. Fagkompetanse, feltmetode mv. er angitt i tabell 2-1. Feltmetoder er nærmere omtalt i kapitlet om kunnskapsgrunnlaget.

Tabell 2-1: Fagkompetanse og feltmetodikk naturmangfold.

Navn	Fagkompetanse	Antall feltdager (dato)	Kartleggingsmetode
Ørjan Werner Jenssen	Cand.agric./master naturforvaltning, NLH/NMBU	4 (1.5.2024 04:10–10:23, 22.5.2024 03:54–10:38, 17.7.2024, og 25.4.2025 04:00–10:54)	Norsk hekkefugl-overvåking (2022), se referanseliste. 17.7.24 fri befaring langs vestsida kombinert med friluftsliv.
Martin Pearson Estenstad	Cand.met.vet, Norges veterinærhøgskole	25 (2024 og 2025)	Hønsehauk 5 lyttebokser (lb.) mars–april. Hubro 17 lb. februar–april (tilstedeværelse), 9 lb. mars–april (hekkeaktivitet), 4 lb. mai–juli (pot. lokaliteter), fysisk på reirlok. juni, 9 lb. sept. (ungestatus). Kongeørn fysisk på 5 kjente og mulige reirlok. i hekketid.
Linn Nefertari Leh	Master biovitenskap, Nord universitet 4 sesonger med M-2209 og nøkkelperson	10 (8.–12. juli 2024, 10.–13. juni 2025 og 29. mai 2026)	Naturtypekartlegging etter Miljødirektoratets instruks (M-2209) og artskartlegging.
Katinka Svatun Eines	Master biovitenskap, Nord universitet 4 sesonger med M-2209	9 (8.–12. juli 2024 og 10.–13. juni 2025)	Naturtypekartlegging etter Miljødirektoratets instruks (M-2209) og artskartlegging.

Navn	Fagkompetanse	Antall feltdager (dato)	Kartleggingsmetode
Ingvill Reistad	Master systematikk og biodiversitet, NTNU 1 sesong med M-2209 og 3 sesonger med Arealrepresentativ naturovervåkning (ANO)	4 (10.–13. juni 2025)	Naturtypekartlegging etter Miljødirektoratets instruks (M-2209) og artskartlegging.
Sølvi Wehn	PhD, vegetasjonsøkologi, NTNU 7 sesonger med M-2209 og nøkkelperson	2 (10.juni, 31.oktober 2025)	Artskartlegging i lyngheia (juni). Dybdemåling av berørte myrer med metallstang (oktober).

2.3 Besvarelse av utredningsprogram

Utredningsprogrammet er besvart ved at det er gjennomført en naturtypekartlegging etter Miljødirektoratets kartleggingsinstruks M-2209 sammen med en generell artskartlegging (rødlista arter, livskraftige arter og fremmedarter) i vekst-/hekkesesongen i 2024, 2025 og 2026. I forbindelse med det arbeidet er også myr kartfestet. Myr som kan bli berørt av tiltaket ble dybdemålt i oktober 2025 med en metallstang. Fugl er kartlagt av personer med relevant kompetanse. Dette er samordnet med pågående etterundersøkelser av hubro og hønsehauk rundt Hitra 1 og 2 vindkraftverk, bl.a. for å kunne si noe om bestandsutvikling på Hitra også utenfor influensområdet. Flaggermus er kartlagt over to trekksesonger av Ecofact. Det er videre i forbindelse med annet dyreliv kontaktet flere myndigheter og relevante personer for å innhente informasjon som supplement for det eksisterende kunnskapsgrunnlaget. De som ble kontaktet er listet opp under annet dyreliv i kap. 4.4.5. Det ble ikke gjennomført en kartlegging for annet dyreliv i felt. Det er etter sjekk av eksisterende databaser og samtaler med lokale myndigheter og lokalpersoner konkludert med at det ikke er noen områder på eller rundt Eldsfjellet som har potensial for å utgjøre et leveområder for en hittil ukjent art av nasjonal forvaltningsinteresse eller viktig jaktbar art. Det ble ikke gjennomført en feltbefaring for verneområder. Valget er begrunnet under verneområder i kap. 4.1.

2.4 Data i databaser

Systematiserte data som er samlet inn i arbeidet med konsekvensutredningen skal gjøres tilgjengelige for offentlige myndigheter. Dette går frem av KU-forskriften § 24.

Dataene fra NiN-kartlegging etter Miljødirektoratets kartleggingsinstruks M-2209 (2026) vil bli publisert i kartløsningen naturbase.no som er driftet av Miljødirektoratet etter at dataene har blitt kvalitetssikret av Miljødirektoratet i begynnelsen av 2027. Myrene på Eldsfjellet vil være rapportert inn i kartlaget 1:20 000. De er publisert av Miljødirektoratet i kartlaget «Kartleggingsenheter NiN» sammen med resten av naturtypedataene fra 2024 og 2025. Myrene langs adkomstveien som ble kartlagt i 2024 vil ikke være rapportert inn, men kan fås ved kontakt med Multiconsult. Rødlista arter, livskraftige arter og fremmedarter vil bli rapportert inn til artsobservasjoner.no. Alle registreringene vil være tilgjengelig i artskart.no, kartløsningen til Artsdatabanken. De artene som er av nasjonal forvaltningsinteresse vil også være tilgjengelige i kartløsningen naturbase.no i datasettet arter av nasjonal forvaltningsinteresse. Det gjøres oppmerksom på at et benyttet nyfunn av hubro ikke ble gjort gjennom feltarbeid tilknyttet KU. Siden finner ikke ønsker nøyaktig plassering publisert, ei heller til skjermete løsninger, og vi ikke anser funnet omfattet av KU-forskriften § 24, vil dette ikke bli rapportert inn.

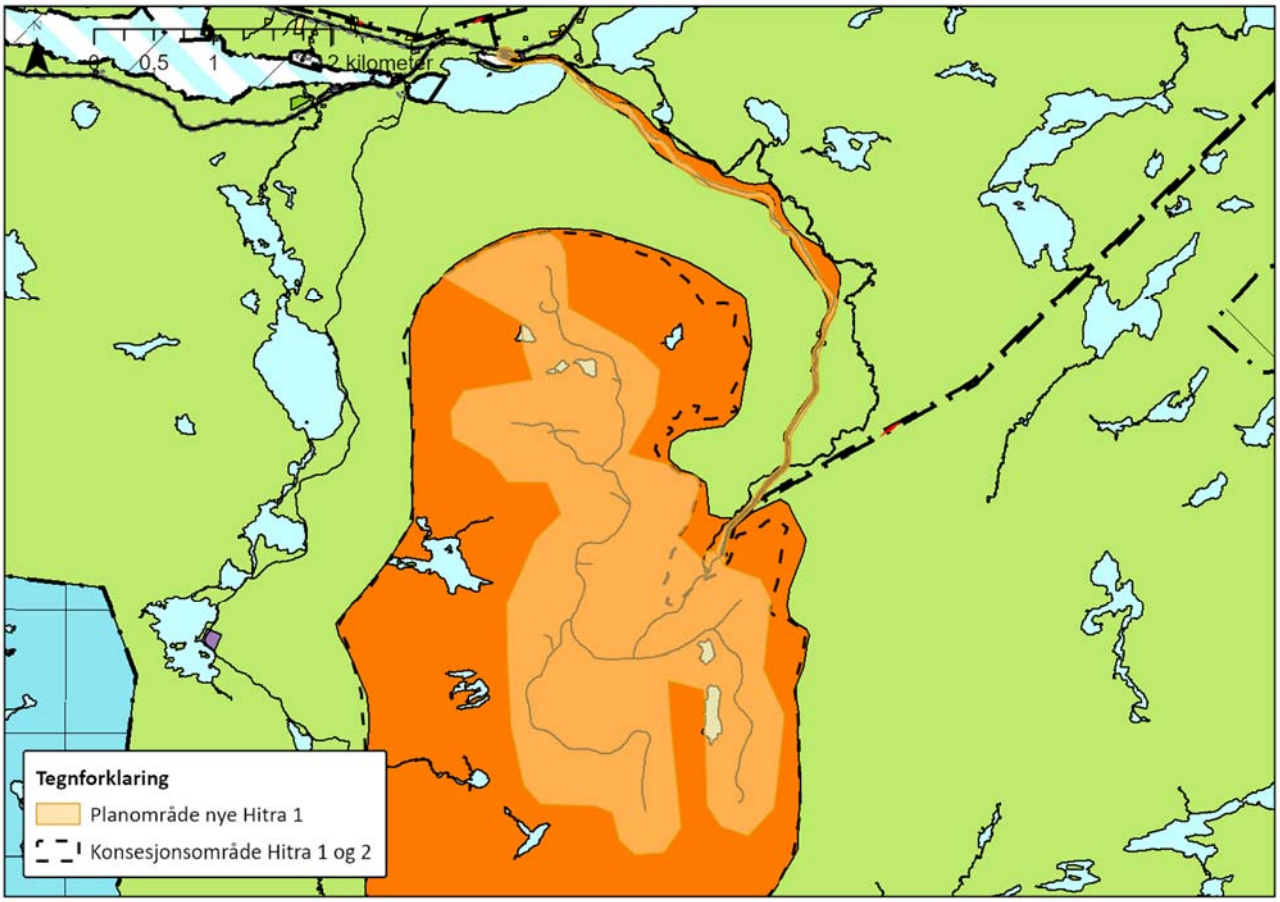
Andre vurderinger som identifisering av landskapsøkologiske sammenhenger/funksjonsområder vil ikke bli rapportert inn til noen databaser. De kan gjøres tilgjengelig ved kontakt med Multiconsult.

3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer

3.1 Føringer og planer for området

3.1.1 Kommuneplan

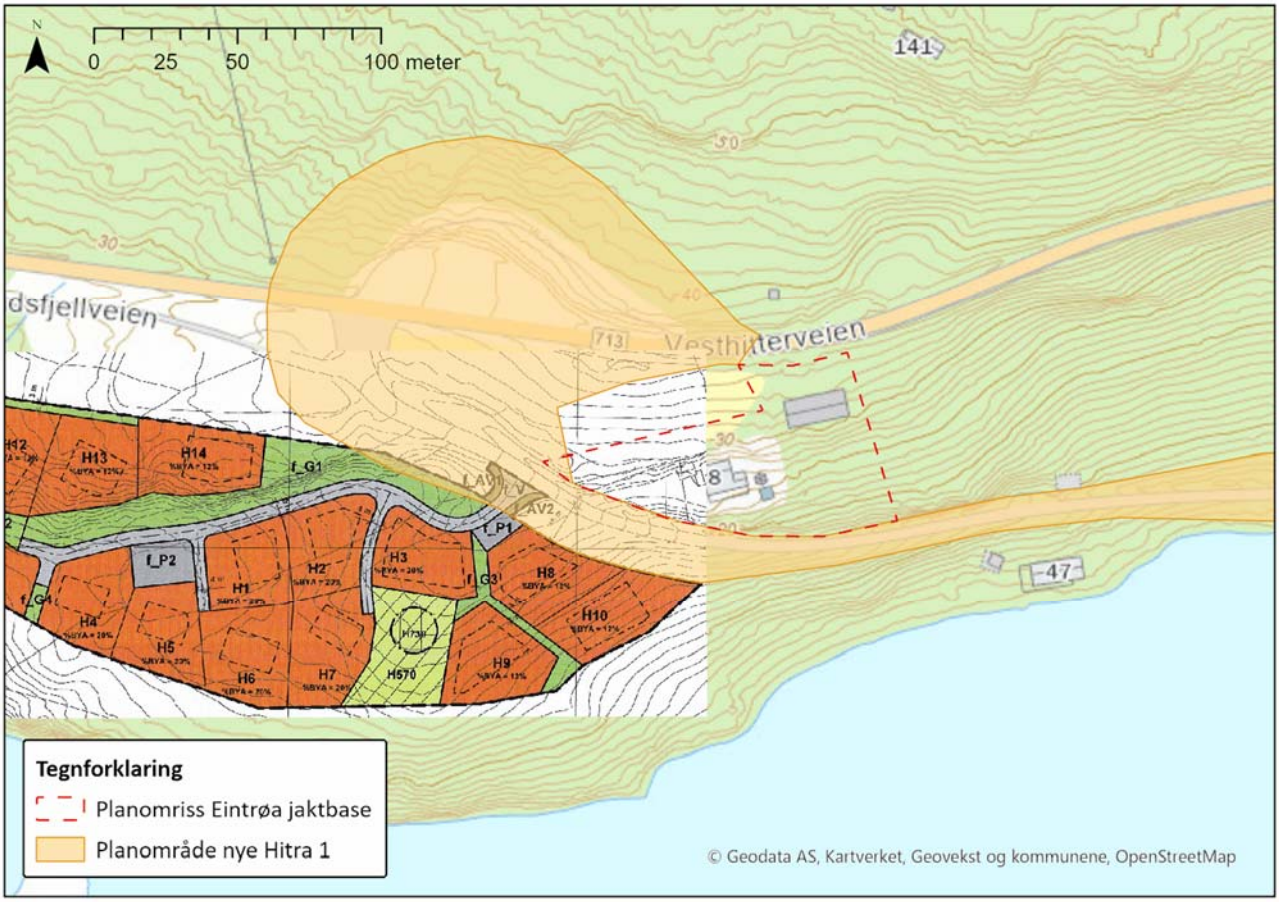
Planområdet for områdereguleringen inngår i all hovedsak i et areal utlagt til formål vindpark (andre typer bebyggelse og anlegg) i kommuneplanens arealdel 2022–2034 for Hitra kommune, planid 5056_202109 vedtatt 9.2.2023. Planområdet inkluderer også noen mindre vatn som er utlagt til bruk og vern av sjø og vassdrag med tilhørende strandsone. Langs atkomstveien berøres arealer utlagt til landbruks-, natur- og friluftsområder (LNFR, men det er ikke reindrift på Hitra). Deler av hensynssone høyspenningsanlegg langs nettilknytningen til vindkraftverket ligger også innenfor planområdet. Se figur 3-1.



Figur 3-1: Utsnitt fra kommuneplanens arealdel med påtegning av områdereguleringsgrense nye Hitra 1. Se nærmere omtale i brødtekst.

3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner

Det er én gjeldende reguleringsplan som berøres av planområdet, planid 5056_201306 «Eintrøa» på gnr./bnr. 32/1 som ligger helt i starten av atkomstveien. Denne detaljreguleringen er fra 3.10.2013 og gjelder utbygging av fritidsboliger. Se figur 3-2.



Figur 3-2: Planområdet og berøring med vedtatt detaljregulering Eintrøa (utsnitt fra reguleringsplankart til venstre) og igangsatt detaljregulering Eintrøa jaktbase (rødt stiplet omriss).

3.1.3 Pågående prosjekter

Det er en pågående reguleringsprosess for planid 5056_202205 «Detaljregulering for Eintrøa jaktbase gnr. 32 bnr. 47 m.fl.» ved Strøm, like nordøst for starten av atkomstveien. Se figur 3-2.

3.2 Miljøtilstanden og nullalternativ (alternativ 0)

Konsekvensutredningen skal iht. forskrift om konsekvensutredninger § 20 inneholde en beskrivelse av den nåværende miljøtilstanden og en oversikt over hvordan miljøet antas å utvikle seg hvis planen eller tiltaket ikke gjennomføres. Det sistnevnte er definisjonen på nullalternativet. Nullalternativet skal brukes som sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilken konsekvens en plan eller et tiltak vil ha. Nullalternativet vil ofte være en framskriving av (og dermed være noe annet enn) dagens miljøtilstand. Nullalternativet i seg selv gis ikke en egen konsekvensvurdering, men tjener som referansepunkt.

3.2.1 Dagens miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensa (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Atkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med 145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der

atkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende lagringsareal langs atkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av atkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av atkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon. Det er i dag kontinuerlig lysende, rød, mellomintensitets hinderlysmerking på 11 vindturbiner i Hitra 2. I tillegg er 10 vindturbiner i Hitra 1 merket med kontinuerlig lysende, rød, lavintensitets hinderlys.

3.2.2 Nullalternativ

Nullalternativet er det formelle sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for dagens Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk, bestående av gamle Hitra 1 og Hitra 2.

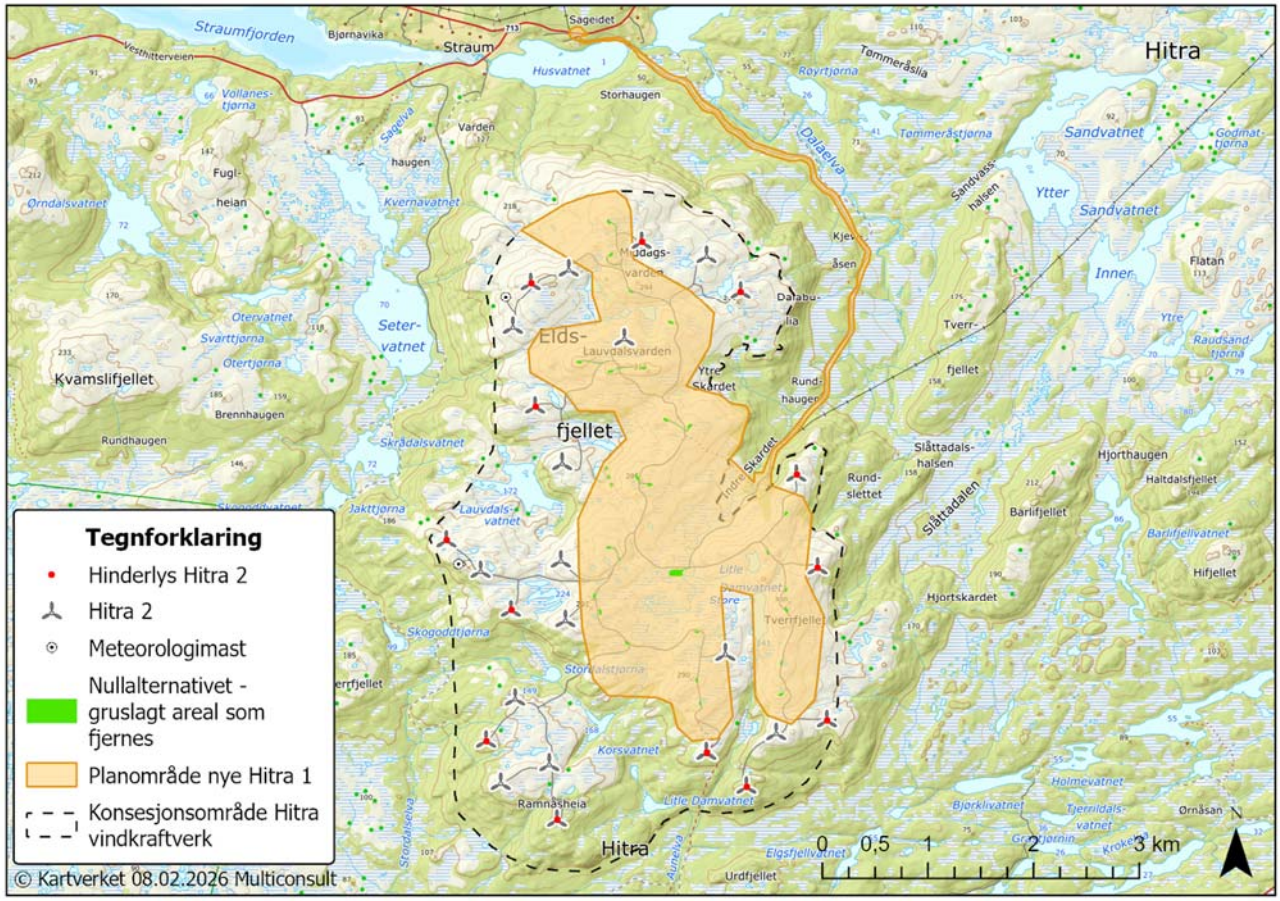
Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

Siden Hitra 2 i stor grad er etablert utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der atkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

Det er etter skjerpete krav til hinderlysmerking søkt om å lysmerke ytterligere to vindturbiner i Hitra 2. Det legges derfor til grunn for nullalternativet at totalt 13 vindturbiner i Hitra 2 er lysmerket.

En illustrasjon av nullalternativet/alternativ 0 er vist på kart i figur 3-3.



Figur 3-3: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Forventet hinderlysmerking av Hitra 2 omkring 2030 er vist, med lys på 13 mot dagens 11 turbiner.

3.3 Alternativer som utredes

Det utredes kun ett utbyggingsalternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for Nye Hitra 1 vindkraftverk.

3.3.1 Alternativ 1

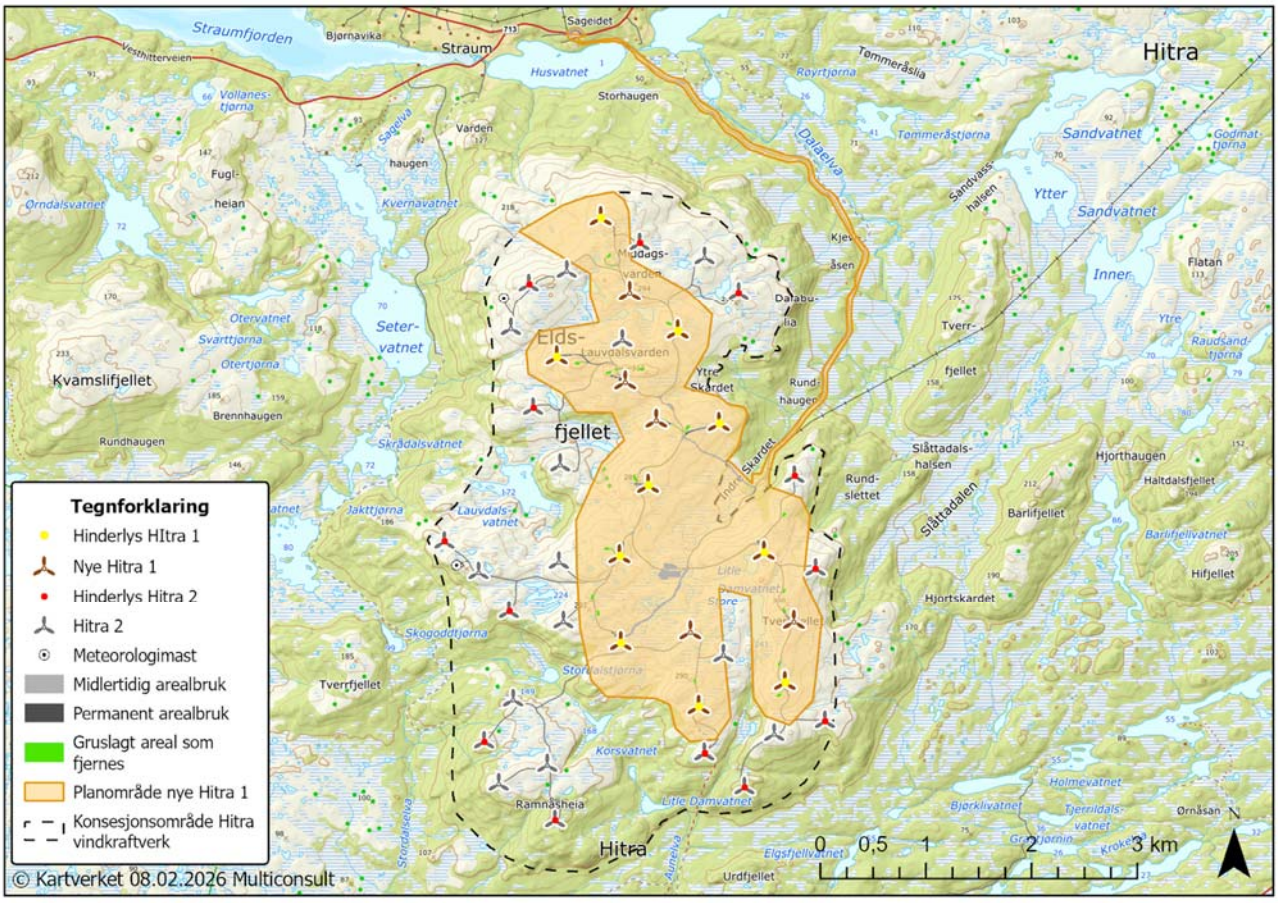
Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningen har lagt til grunn 12–15 turbiner med effekt på 5–8 MW.

Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

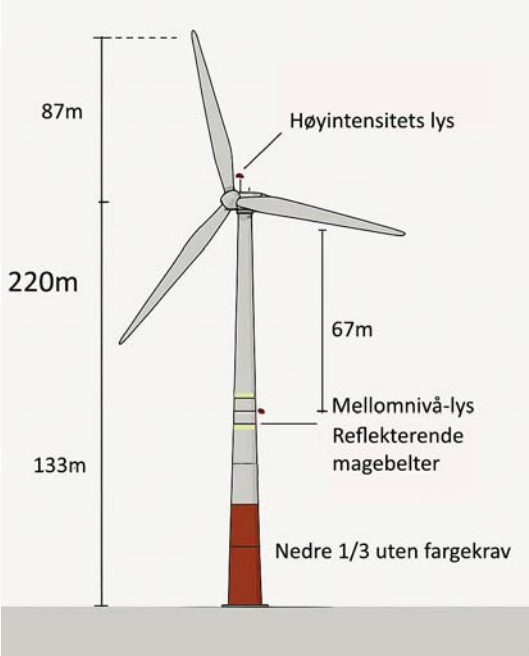
- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
    - En representativ eksempelturbin, N163-7.0 MW på 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.
    - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.
    - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se figur 3-4. Se prinsipiell figur for merkekrav i figur 3-5.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
    - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.

- Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i alternativ 0A, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
- Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
- Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
- Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.

- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for Nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar, tilsvarende 1,8 % av planområdet. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i nullalternativet. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 3-4: Alternativ 1.



Figur 3-5: Formelle rammer for merking av eksempelturbin Nye Hitra 1 vindkraftverk, jf. krav fra Luftfartstilsynet.

3.3.2 Utredning av forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform alternativ NÅ). Siden alternativ 1 sammenlignes med nullalternativet (alt. 1 minus alt. 0), må tilsvarende sammenligning også gjøres for dagens situasjon (alt. NÅ minus alt. 0). Eventuelle forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon vil da framkomme som forskjellig konsekvensgrad mellom de to (alt. 1 minus alt. NÅ). Denne konsekvensutredningen har derfor også vurdert konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

3.3.3 Anleggsgjennomføring

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.
- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå sommerhalvåret.
- Støyende arbeider vil foregå på dagtid.

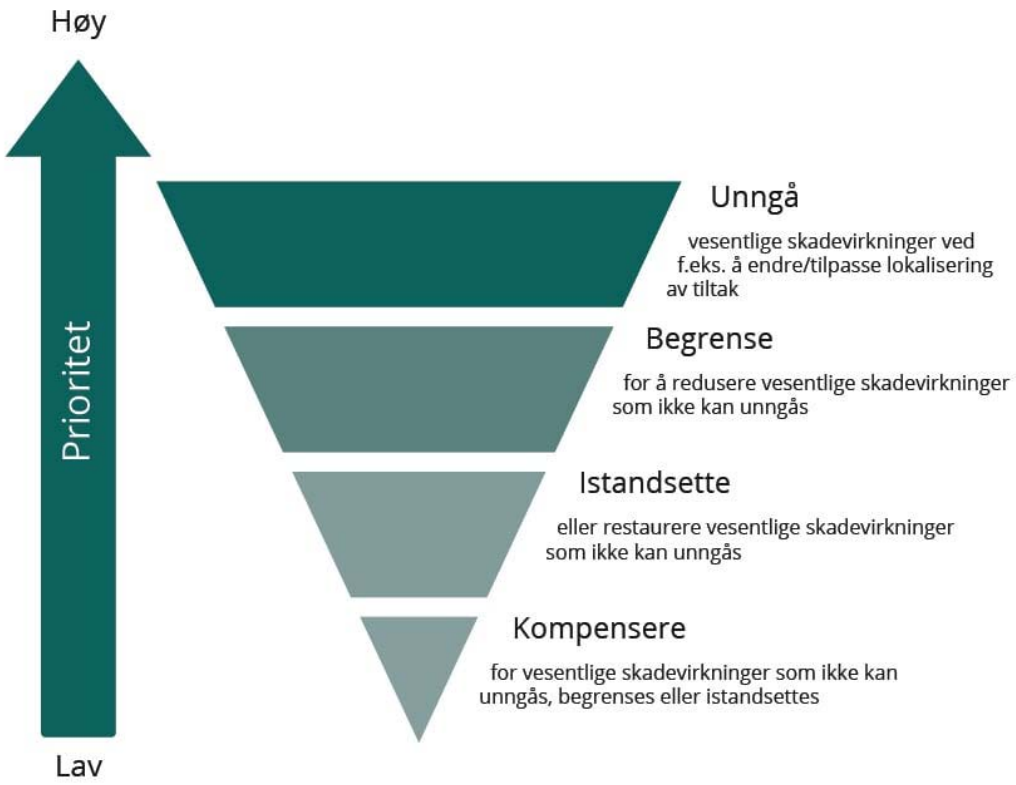
3.4 Avbøtende tiltak i plan

Forskrift om konsekvensutredninger setter krav til hvordan man skal forebygge skadevirkninger av et tiltak. Iht. forskriftens § 23 skal konsekvensutredningen «*beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og hvis mulig kompenseres for vesentlige skadevirkninger for miljø og samfunn både i bygge- og driftsfasen*». Det er en forutsetning at de avbøtende tiltakene som presenteres er *relevante* og *realistiske* jf. § 19. Tiltakshierarkiet (figur 3-6) skal ligge til grunn ved vurdering av avbøtende tiltak.

I dette prosjektet er det lagt til grunn følgende avbøtende tiltak:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

Dette er tiltak som inngår som premisser for områdereguleringen og konsesjonssøknaden.



Figur 3-6: Tiltakshierarkiet. Først og fremst skal man unngå skadevirkninger for miljø og klima. Der det ikke er mulig skal man begrense skaden, deretter istandsette arealer. Kompensasjon er siste utvei (Miljødirektoratet, 2023)

3.5 Influensområdet

M-1941 definerer influensområdet som det området der midlertidige eller permanente virkninger (av tiltaket) forventes å kunne opptre. Influensområdet kan variere for de ulike kategoriene under naturmangfold.

Verneområdenes geografiske utstrekning skal iht. naturmangfoldloven § 34 tredje ledd samsvare med verneformålet, og slik at ivaretakelse av økologiske funksjoner og tåleevne mot ytre påvirkninger er inkludert. Dette tilsier et relativt lite influensområde ut over arealene som skal benyttes for tiltaket. Influensområdet settes til 1 km, med bakgrunn i anbefalte hensynssoner for sårbare arter av fugl. Rene visuelle virkninger inn i verneområdene utenfor dette influensområdet vurderes under temaet landskap.

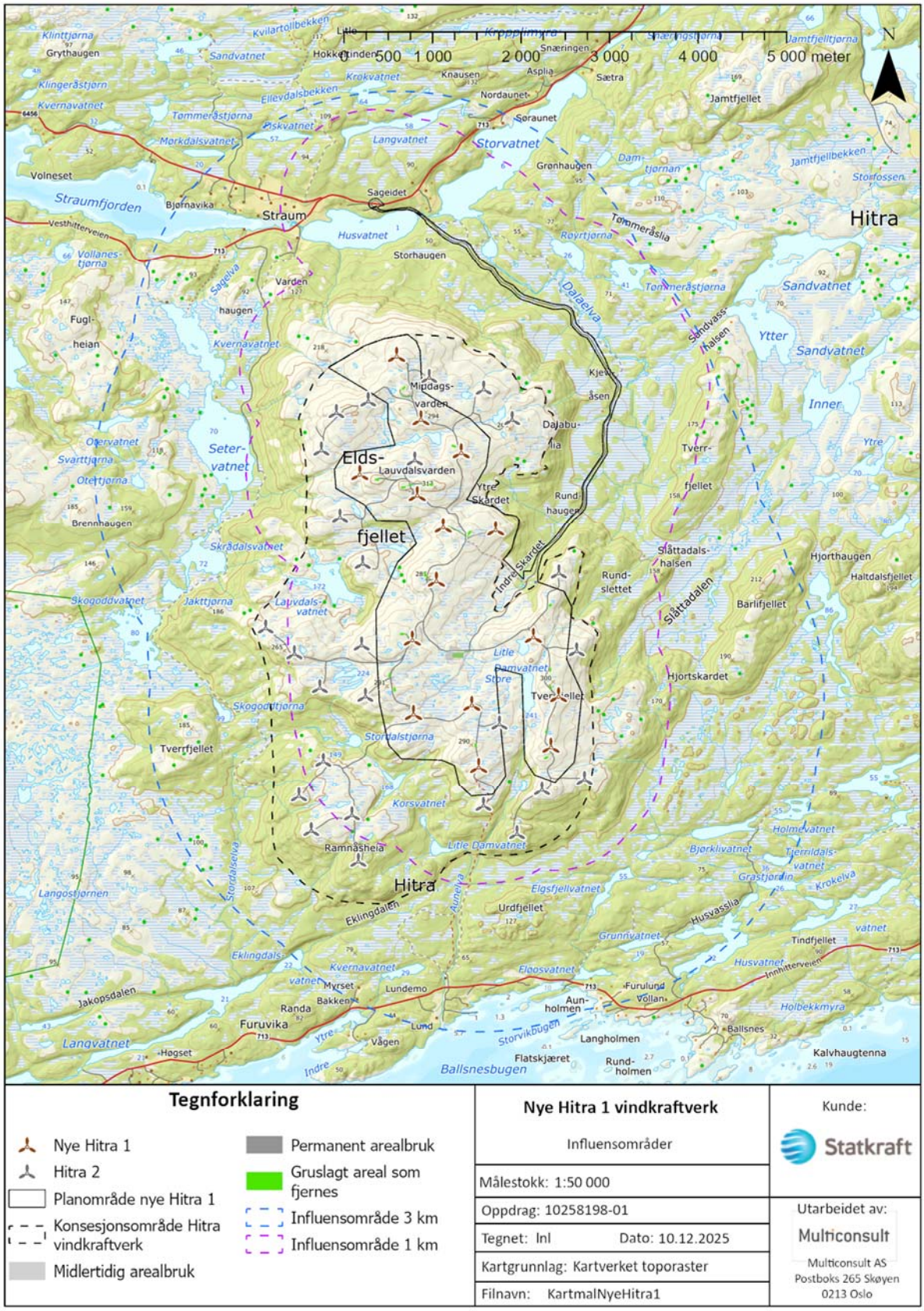
For naturtyper og vegetasjon (planter, moser, sopp og lav) settes influensområdet til planområdet, det arealet som kan få direkte fysiske inngrep, se figur 3-7.

Influensområdet for fugl er i utgangspunktet satt til 1 km, men for sensitive arter av fugl utvidet til ca. 5 km og nærmere omtalt i vedlegg 5 unntatt offentligheten. For flaggermus er det satt ut lyttebokser på representative steder både i planområdet til Hitra 1 og Hitra 2.

For annet dyreliv settes influensområdet til 3 km fra vindturbinene til nye Hitra 1, ettersom det fanger opp Eldsfjellet og mulige leveområder i skogene rett rundt Eldsfjellet for hjortevilt.

For landskapsøkologiske sammenhenger setter influensområdet også til 3 km fra vindturbinene til nye Hitra 1 for å fange opp mulige trekkveier rundt og over Eldsfjellet. Det er vurdert at effektene av utbedring av adkomstveien vil fanges opp under det det nevnte influensområdet på 3 km.

Influensområdet for geologisk mangfold settes til planområdet, da det primært er direkte berøring med forekomster som kan være konfliktfylt. I gjennomgang av kunnskapsgrunnlaget omtales likevel det som er kjent også utenfor/nærmest influensområdet. Influensområdet er vist på kart i figur 3-7.



Figur 3-7: Kart over planområdet/tiltaksområdet og influensområdet (utredningsområdet). Influensområde på 5 km for sensitive arter er vist på kart med sensitive arter i vedlegg 5, unntatt offentlighet.

4 Kunnskapsgrunnlaget

Dette kapitlet gir en oversikt over eksisterende og ny kunnskap om naturmangfold innen planområdet og influensområdet. De verdiene som påvises for hvert enkelt tema, legges til grunn for de neste kapitlene med inndeling av influensområdene i delområder og verdisetting av disse delområdene.

4.1 Verneområder

Kategorien verneområder omfatter området vernet etter naturmangfoldloven, verdensarvområder og områder med utvalgte naturtyper etter naturmangfoldloven § 52.

Avgrensningen og informasjon om verneområdet er hentet fra datasettet naturvernområder til Miljødirektoratet.

Det er ingen verdensarvområder eller nasjonalparker innenfor influensområdet for verneområder.

Tiltaket kommer ikke i direkte eller indirekte berøring med områder verna eller foreslått verna etter naturmangfoldloven. Det ligger heller ingen verneområder verna etter naturmangfoldloven innenfor influensområdet.

Det nærmeste verneområdet er Havmyran naturreservat (verneformål myr og våtmarksfugl) som ligger ca. 3,1 km fra planområdet. Området har også status som Ramsarområde. Ved sjekk av høydekvoter og REGINE (NVEs Nedbørfeltdatabase) antas det at reservatet ikke vil bli påvirket av aktivitet på Eldsfjellet. Våtmarksfuglene i reservatet trekker enten sør eller nord mot havet. Da Hitras to topper på over 300 moh. (Eldsfjellet og Skårfjellet) ligger øst og vest for reservatet, antas det også at aktivitet her ikke påvirker fugletrekket. Våtmarksfugler velger trekkruter med minst motstand og fjellene utgjør naturlige barrierer i landskapet. Verneformålet til Havmyran naturreservat antas derfor å ikke bli påvirket av tiltaket.

Det er vurdert som unødvendig med feltbefaring for verneområder ettersom ingen ligger innenfor influensområdet til vindkraftverket, som for verneområder er 1 km, se kap. 3.5.

Visuelle virkninger for eventuelle landskapsvernområder lengre ut fanges opp av fagutredning landskap og omtales der. (Multiconsult rapport 10258198-01-LARK-RAP-001).

Verneområder omtales dermed ikke videre i denne utredningen.

4.2 Naturtyper

En naturtype er iht. naturmangfoldloven *«en ensartet type natur som omfatter alle levende organismer og de miljøfaktorene som virker der, eller spesielle typer naturforekomster som dammer, åkerholmer eller lignende, samt spesielle typer geologiske forekomster»*.

Etter M-1941 begrenses kategorien naturtyper til de naturtyper som er beskrevet i Miljødirektoratets kartleggingsinstruks, M-2209, ev. DN-håndbok 13 (eldre metode).

Ingen deler av planområdet er kartlagt for naturtyper etter M-2209 eller DN-håndbok 13 tidligere. Det er kartlagt et viktig bekkedrag, en DN-håndbok 13 lokalitet, ved Olderøra. Da denne går inn under konsekvensutredningen for naturmangfold i vann, omtales den ikke videre her.

4.2.1 Naturgrunnlaget

Et områdes plassering i bioklimatisk seksjon og -soner, i tillegg til informasjon hentet fra berggrunns- og markslagskart for området, kan si noe om hva slags naturtyper og vegetasjon som kan forventes. Planområdet ligger hovedsakelig i sørboreal sone. I tillegg ligger det i klart oseanisk seksjon (O2). Det vil si at regionen er utsatt for et oseanisk (kystnært) klima med relativt kjølige somre og milde vintre med en del nedbør. Den sørboreale sonen er preget av jordbrukslandskap (Moen, 1998).

Berggrunnen er hovedsakelig dekt av dioritt iht. NGUs berggrunnskart. Granitt inngår langs deler av adkomstveien. Hele planområdet er kategorisert som enten kalkfattig eller svært kalkfattig iht. økologisk grunnkart.

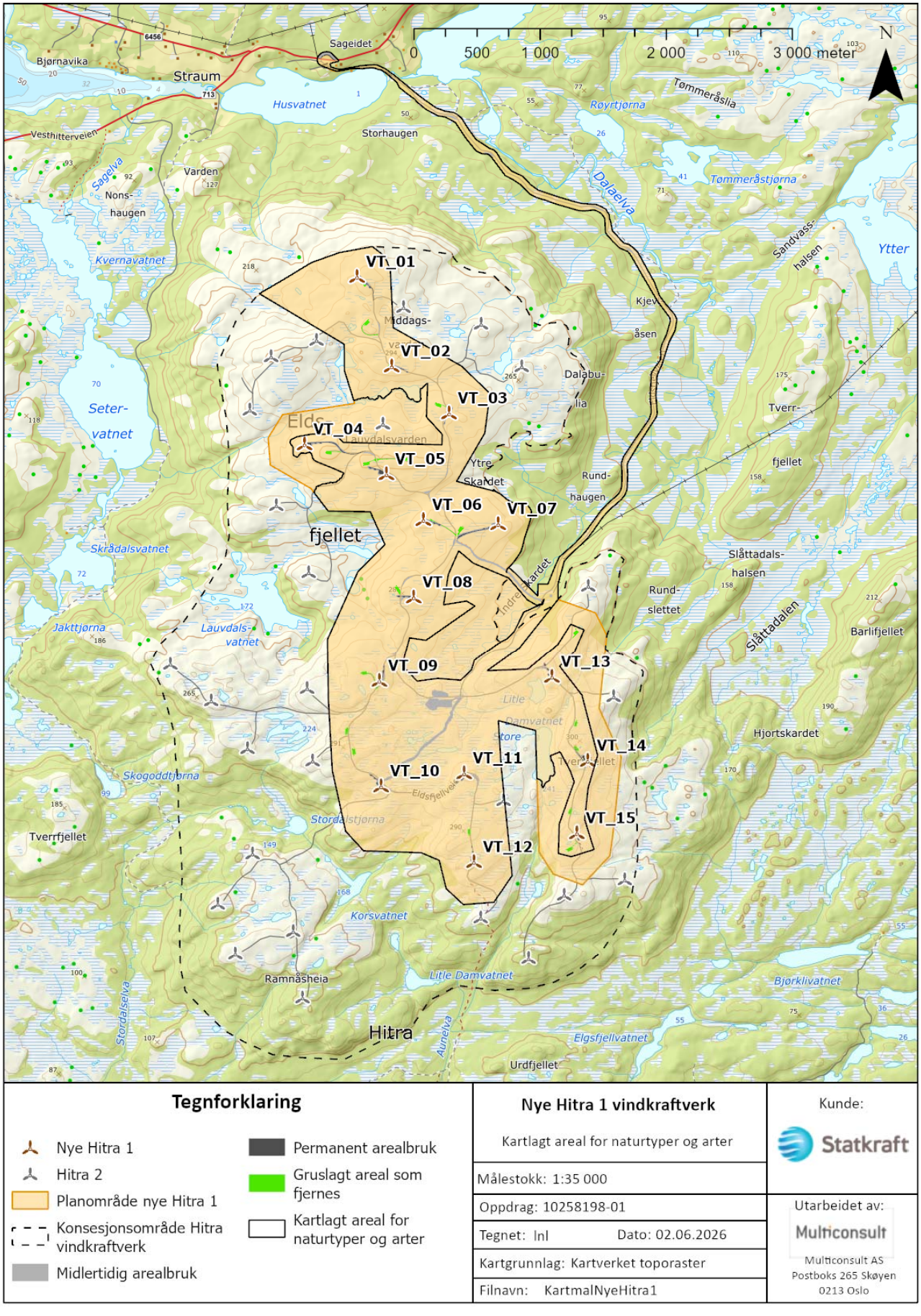
4.2.2 Eksisterende kunnskapsgrunnlag

I konsekvensutredningen for Hitra 1 vindkraftverk i 2000 (Statkraft SF, 2000) ble naturen på Eldsfjellet beskrevet som «*et fjellandskap preget av lynghei, bart fjell, myrer og småvann*». Videre ble Eldsfjellet omtalt som «*eitt av Hitras to fjellparti og er omgitt av lågareliggande, kuperte område dominert av myr og furuskog med innslag av tette einerkjerr*» i konsekvensutredningen for Hitra 2 vindkraftverk i 2009. Naturen over tregrensen ble fastsatt som «*S1: Alpin røsslynghei, humid utforming (type S1b) med overganger til R1 Greplyng-lav/moserabb, mjølbærutforming (type R1d) ispedd varierende grad av bart fjell*» etter metodikken i (Fremstad, 1997).

Kunnskapsgrunnlaget i de tidligere konsekvensutredningene anses som utdatert pga. endret systematikk og metodekrav, men er likevel en kilde til informasjon.

4.2.3 Kartleggingen

Planområdet ble kartlagt for naturtyper iht. Miljødirektoratets kartleggingsinstruks (M-2209) i periodene 8.–12. juli 2024, 10.–13. juni 2025 og 29. mai 2026, se tabell 2-1 og figur 4-2.



Figur 4-1: Kartlagt areal for naturtyper og arter i 2024, 2025 og 2026.

Generelt om valg og usikkerhet under kartleggingen

Eldsfjellet er hovedsakelig preget av lynghei og myr. Som nevnt under kap. 4.4.2. ble Eldsfjellet og lyngeheia der i de tidligere konsekvensutredningene (Statkraft SF, 2000) og (Veiberg & Pedersen, 2009) beskrevet som henholdsvis fjellandskap og alpin røsslynghei. Siden 2009 har det skjedd store endringer både ifm. metodikk for kartlegging av naturtyper og rødlister for naturtyper og arter.

Velle m.fl. (2023) utarbeidet i 2023 et kart over kystlyngheias potensielle utbredelsesområde i Norge. Kartet er ment som et verktøy for å gjøre det enklere for kartleggere å avgrense kystlynghei. Innenfor det potensielle utbredelsesområdet skal arealer kartlegges som kystlynghei, dersom de: *1) oppfyller alle kriteriene for naturtypen kystlynghei, 2) kan være kystlynghei ut fra vegetasjon og andre parametere, men viktige opplysninger mangler (for eksempel om brukshistorikk og brenning), eller 3) har en vegetasjon og historie som er forenlig med kystlynghei i dårlig økologisk tilstand (for eksempel på grunn av gjengroing, oppgjødsling, overbeite). Arealer kartlegges som andre naturtyper dersom lokal kunnskap eller andre grunner taler for det* (Velle, Thorvaldsen, Kvamme, & Vandvik, 2023). Ifølge dette kartet ligger hele Hitra innenfor kystlyngheias utbredelsesområde, men i tillegg til de ovenfornevnte kriteriene spesifiseres det i Velle m.fl. (2023) at lynghei ikke skal kartlegges som kystlynghei dersom arealet ligger over den klimatiske skoggrensen. Et sentralt spørsmål i kartleggingen var derfor om skoggrensen på Eldsfjellet var klimatisk eller beitebetinget.

Kystlynghei er en skjøtselsbetinget naturtype som er definert av at det brennes og beites i en syklus (Hovstad, Johansen, Arnesen, Svalheim, & Velle, Kystlynghei, 2018). Det er ikke kjent at Eldsfjellet har vært brukt til utmarksbeite av husdyr eller at lyngheia her har blitt skjøttet med brenning. Flere grunneiere og representanter fra kommunen ble spurt om de hadde kjennskap til historisk brenning på Eldsfjellet. Ingen kunne bekrefte dette, men det ble oppgitt at på Hitra har sauebeite og lyngbrenning hovedsakelig foregått på øyene og i lavereliggende areal. Planområdet er inkludert i Hitra beitelags utmarksbeite, men som beskrevet i Multiconsult-rapport landbruk (10268198-01-RIM-005), er ikke planområdet et prioritert område for beiting i dag. Videre var det jevnt over mangel på arter som indikerer kystlynghei i gjengroing, f.eks. einer. På Eldsfjellet var det heller ingen tegn til tidligere setrer eller kulturminner som tyder på landbruk/beitebruk av området. Skogen som er i området er lokalisert i lavereliggende deler av planområdet og blir mer og mer glissen og laverevoksende høyere opp, noe som er vanlig for skog opp mot fjellet. Eldsfjellet ligger på rundt 300 moh., som er lavt for alpine naturtyper. Men, iht. (Moen, 1998), tolkning av landskapet og informasjon fra kommunen og grunneiere ble det vurdert at lyngheia her er klimatisk betinget og ikke menneskelig betinget; dvs. grunnen for at det ikke er furuskog på Eldsfjellet er vind kombinert med temperatur og ikke grunnet beite og lyngbrenning.

I kartleggingsarbeidet ble det også gjennomført en enkel artsinventering av karplanter og lav på Eldsfjellet for å kunne sammenligne registreringer med Artsdatabankens generaliserte artslister for naturtyper. Dette er en oversikt over typiske arter som er forventet å finne i visse økosystem og naturtyper. Artslistene (hverken fra vår kartlegging eller i de generaliserte artslistene) er derimot ikke komplette. Basert på en enkel artsinventering (se vedlegg 3) ble det observert arter som er typiske i både fjellhei og kystlynghei, deriblant røsslyng, krekling, fjell- og dvergjamne, rypebær, brun korallav, lys og grå reinlav, groptagg, svarttopp, stri kråkefot og stivstarr. Arter observert som iht. de generaliserte artslistene kun er vanlige i kystlynghei var bl.a. blåknapp, blåtopp, kystmyrklegg, tepperot, heistarr, kornstarr, gulaks og heiblåfjær. Arter observert som iht. de generaliserte artslistene kun er vanlige i fjellhei (og på rabber) var greplyng, rabbeskjegg, kvitkrull og vanlig steinskjegg.

Basert på det ovennevnte, ble det valgt å kartlegge lyngheia på Eldsfjellet som fjellhei, men med usikkerhet. Ettersom usikkerheten er såpass stor, er det også gjort en worst-case vurdering om konsekvensen for lyngheia iht. M-1941 hadde blitt større dersom den hadde blitt kartlagt som

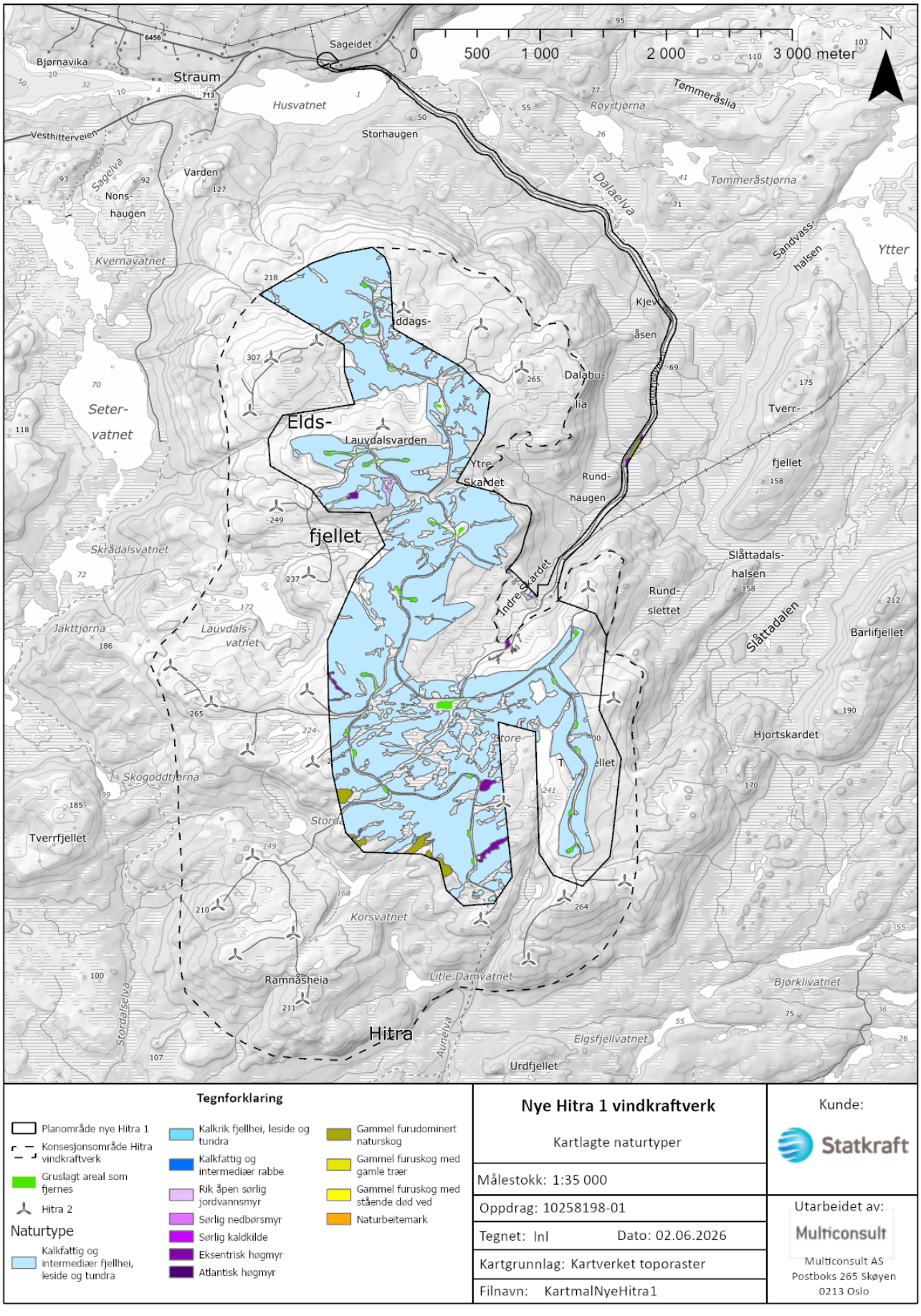
kystlynghei (se kap. 5.5). Dette ettersom kystlynghei er en utvalgt naturtype og har i utgangspunktet høyere verdi enn fjellhei iht. M-1941.

Ved at Eldsfjellet ble kartlagt som fjellhei er området per definisjon i lavalpin sone. Flere av myrene som ble kartlagt som en naturtype iht. M-2209 har kriterier knyttet til hvilken vegetasjonssone de ligger i. Dersom sonen ikke samstemmer med stedet en kartlegger i, skal de ikke kartlegges. Det er flere av de kartlagte myrene, f.eks. rik åpen sørlig jordvannsmyr, som er knyttet til boreonemoreal og sørboreal sone, og som da ikke skal kartlegges. Det må likevel nevnes at helt ute på kysten er vegetasjonssoner diffuse som følge av det sterke oseaniske klimaet naturen er preget av. Ved kartleggingstidspunktet og rapportering av kartlagte naturtyper forelå ikke informasjon fra blant annet kommunen angående skjøtselshistorien. Av den grunn ble myrene kartfestet og rapportert med usikkerhet som et føre-var, men de ble ikke vurdert som egne delområder i konsekvensvurderingene. Alle myrene, inkludert de som ble kartlagt som forvaltningsrelevante naturtyper, er vurdert som ett delområde under landskapsøkologiske sammenhenger.

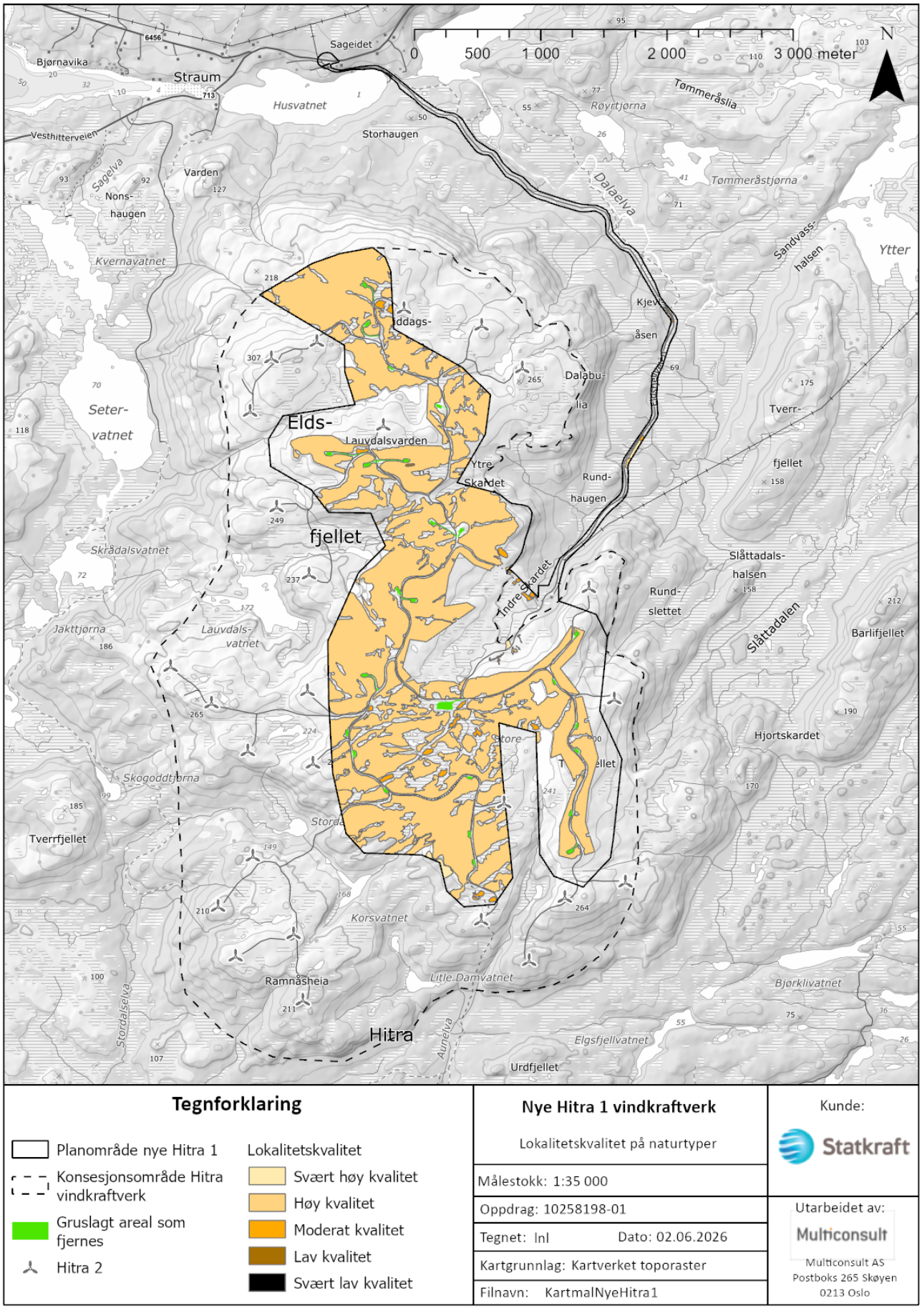
Det foreligger også noe usikkerhet knyttet til alder på skogtypen gammel furuskog. For at gammel furuskog skal kartlegges iht. M-2209, skal den være over 200 år. Skogbrukskart med aldersklasser og hogstklasser er ikke tilgjengelig for området, men det er valgt å følge informasjon angitt i kartlagene naturskog og StatSkog som viser at sannsynlighet for at skogen oppfyller kriterier for naturskog, er høy. Videre, det ble observert elementer som er typiske for gammel furuskog: grove trær, død stående ved med vridde stammer, og høy andel stående og/eller liggende død ved. Men det ble ikke tatt boreprøver for å vurdere eksakt alder på trærne.

Registrerte naturtyper

Registrerte naturtyper er vist etter naturtyper i figur 4-2 og etter lokalitetskvalitet i figur 4-3. Det er også inkludert informasjon om myene som ble kartlagt som et føre-var. Alle naturtyper kartlagt etter Miljødirektoratets instruks (M-2209) som har blitt et delområde for naturtyper vises i vedlegg 2 med tilhørende lokalitetskvalitet og NiN-ID.



Figur 4-2: Kartlagte naturtyper i 2024, 2025 og 2026.



Figur 4-3: Kartlagte naturtyper med tilsvarende lokalitetskvalitet.

Rødlistevurdering og påvirkningsfaktorer

Informasjon om naturtypene generelt og hvilke påvirkningsfaktorer naturtypene er utsatt for oppsummeres under. Det er også inkludert informasjon om myrene som ble kartlagt som et føre-var.

Fjellhei

Fjellhei er fastmark som ikke er sterkt påvirket av frostprosesser og kjennetegnes ved å ha etablert flerårig vegetasjon. Naturtypen finnes over skoggrensa, hovedsakelig mellom rabbe og snøleie i den karakteristiske topografi-relaterte vegetasjonssoneringen i fjellet. Naturtypen inngår i vurderingsenheten fjellhei, leside og tundra, som er rødlistet som nær truet (NT). Naturtypen er i hovedsak rødlistet på grunn av klimaendringer og en heving av skoggrensa, men også på grunn av slitasje ved ferdsel, arealbruk og overbeite av husdyr (Aarrestad & Grytnes, 2018)

Lyngheia på Eldsfjellet, se figur 4-4 og figur 4-4 er kartlagt som fjellhei med noe usikkerhet, som er nærmere beskrevet i kap. 4.2.3. Lyngheia dekker hele planområdet. Den er i mosaikk med hovedsakelig åpen jordvannsmyr over hele Eldsfjellet. Videre er lyngheia i dag fragmentert som følge av begge vindkraftverkene.



Figur 4-4: Store deler av Eldsfjellet er dekket av lynghei.

Rabbe

Rabbe omfatter mark i fjellet som bærer klart preg av vindpåvirkning, forårsaket først og fremst av mangelen på stabilt snødekke om vinteren. Naturtypen finnes på konvekse terrengformer – fjelltopper, koller, rygger og svakt konvekse, bratte skråninger der vinden får godt tak. Naturtypen er rødlistet som nær truet (NT). Naturtypen er i hovedsak, på lik linje med fjellhei, truet av klimaendringer, men også av forurensning og sanking/høsting. Det sistnevnte derimot i mindre grad (Aarrestad, Evju, Høitomt, Ihlen, & Grytnes, 2018).

Det er kartlagt en rabbe på Lauvdalsvarden i planområdet. Den er påvirket av menneskeskapte objekter i forbindelse med at toppen er et turmål for friluftsliv i området.

Rik åpen sørlig jordvannsmyr

Rik åpen sørlig jordvannsmyr, se figur 4-5 og figur 4-5, omfatter sterkt intermediær til ekstremt kalkrik jordvannsmyr langs hele tørrleggingsvarighetsgradienten (fra tue til løsbunn) på både myrflate, og på

myrkant. Kildemyr er også inkludert. Rik åpen sørlig jordvannsmyr har en høyere risiko for å forsvinne enn andre jordvannsmyrer, både på grunn av sterkere arealpress, men også fordi myr (og spesielt rikere myr) i lavlandet i utgangspunktet forekommer mer spredt. Det er valgt å avgrense typen til boreonemoral og sørboreal bioklimatiske sone (Øien, Lyngstad, & Moen, 2018). Naturtypen er rødlistet som sterkt truet (EN) og er i tillegg en naturtype med sentral økosystemfunksjon (Framstad, et al., 2020). Naturtypen bidrar med flere økosystemtjenester som karbonlagring og flomdemping. Naturtypen er påvirket av et flertall av påvirkningsfaktorer. Faktorene består av oppdyrking, drenering gjennom grøfting, treplantasjer, forurensning og nedbygging til ulike typer for infrastruktur (Øien, Lyngstad, & Moen, 2018).

Det er kartlagt noen få rike jordvannsmyrer spredt i planområdet og langs adkomstveien. De inneholder arter som svarttopp, loppestarr, myrsauløk, bjørnebrodd, breiull, blåknapp, tettegras og særbustarr. Flere er påvirket av kabeltraséen fra transformatorstasjonen og vestover.



Figur 4-5: Rik åpen jordvannsmyr.

Sørlig kaldkilde

Kaldkilde omfatter alle våtmarkssystemer med klar kildevannspåvirkning, og med arter som har tyngdepunkt i kilde. Kildene har oksygenrikt grunnvann som springer fram fra undergrunnen og dekker små areal. Sentrum i stabile kilder har så godt som konstant vannføring, temperatur og kjemisk sammensetning gjennom hele året, og de fryser ikke til om vinteren. Kildestyrken svekkes fra utløpet, og det er stor variasjon i plante- og dyreliv mellom kilder på mineraljord (grunnkilder) og kilder på torv (dypkilder). Sørlig kaldkilde omfatter kaldkilder innen boreonemoral og sørboreal bioklimatisk sone. Sørlig kaldkilde har en høyere risiko for å forsvinne enn kaldkilde generelt på grunn av sterkere arealpress i lavlandet. Naturtypen er rødlistet som følge av oppdyrking, drenering i form av grøfting, skogsbilveier og kjørespor etter skogsmaskiner, grøfting og grøfterens, nedbygging til ulike typer av infrastruktur og klimaendringer (Lyngstad, Moen, & Øien, 2018). Naturtypen er rødlistet som sårbar (VU).

Det er kartlagt noen få kaldkilder sentralt i planområdet sørvest for Indre Skardet. Kaldkildene er kartlagt som sørlige kaldkilder med noe usikkerhet, som er nærmere beskrevet i kap. 4.2.3. De

inneholder innslag av arter som stormakkmose, gulsildre, svarttopp, bjørnebrodd, breiull og gulstarr. Enkelte av lokalitetene er påvirket av grøfting og kjørespor.

Gammel furuskog

Gammel furuskog kartlegges ikke i seg selv etter Miljødirektoratets instruks, men gammel furuskog med en høy tetthet av spesielle elementer som død ved eller gamle trær kartlegges, se eksempler på gamle og døde furutrær i figur 4-6. Karakteristisk for gammel furuskog er forekomst av elementer som gamle trær, hule trær, brent ved og død ved, særlig spesielle utforminger av stående død ved av furu med vridde stammer og hard ved og tilsvarende liggende død ved. En rekke rødlistete arter er knyttet til gammel furuskog, spesielt av vedlevende sopp og biller, men også en del lavarter hvor de viktigste naturverdiene for biologisk mangfold er knyttet til habitater som først opptrer i gammel skog (Miljødirektoratet, 2024). Naturtypene gammel furudominert naturskog, og gammel furuskog med gamle trær eller stående eller liggende død ved er ikke rødlistet, men har sentral økosystemfunksjon (Framstad, et al., 2020). Naturtypen bidrar med flere økosystemtjenester som karbonlagring og klimagassopptak. Det største truslene for naturtypene er hogst, uttak av død ved og brannbekjempelse (Miljødirektoratet, 2024).

Gammel furuskog utgjør deler av skogene som grenser opp til vindkraftverkene i sørvest og enkelte deler av skogen langs adkomstveien. De fleste er i god tilstand ettersom de er uten fremmede arter, slitasje eller kjørespor. Det er varierende grad av naturmangfoldelementer (som rødlista arter og død-ved) i lokalitetene.



Figur 4-6: Spesielle elementer i gammel furuskog.

Naturbeitemark

Naturtypen er en underordnet naturtype av semi-naturlig eng som er i sterk tilbakegang. Semi-naturlig eng omfatter engpregete, åpne eller tresatte økosystemer som er formet gjennom langvarig ekstensiv hevd (beite/slått) og brukt til jordbruksproduksjon gjennom lang tid. Naturbeitemark er semi-naturlig eng med langvarig, ekstensiv hevd gjennom beiting. Naturtypen har ingen synlige, fysiske spor etter

pløying eller tilsåing med fôr- og matvekster, og ingen eller kun svake spor etter gjødsling og/eller sprøyting (Hovstad, Johansen, Arnesen, Svalheim, & Velle, Semi-naturlig eng, Semi-naturlig, 2018). Av naturtyper i Europa og i Norge er semi-naturlig eng er en av de mest artsrike habitat ((Miljødirektoratet, u.å.); (Biodiversity Information System for Europe, u.å.) og skjøtsel er en avgjørende faktor for å opprettholde artssammensetningen karakteristisk for naturtypen (Hovstad, Johansen, Arnesen, Svalheim, & Velle, Semi-naturlig eng, Semi-naturlig, 2018). Naturtypen bidrar med flere økosystemtjenester som karbonlagring, fôrproduksjon og kulturarv. Den største trusselen for naturtypen er mangel på skjøtsel, eller for svak skjøtsel, men semi-naturlige enger har også gått tapt på grunn av gjødsling, pløying og oppdyrking eller annen kultivering (Hovstad, Johansen, Arnesen, Svalheim, & Velle, Semi-naturlig eng, Semi-naturlig, 2018). Naturtypen er rødlistet som sterkt truet (VU) og er i tillegg en naturtype med sentral økosystemfunksjon (Framstad, et al., 2020).

I utredningsområdet er det bare kartlagt en naturbeitemarklokalitet, se figur 4-7. Den ligger i nærheten av starten av adkomstveien og er i sein gjenvekst da den er gjengrodd. Den er ennå i svært ekstensiv bruk.



Figur 4-7: Naturbeitemark i sein gjenvekst som gir svært redusert tilstand.

Sørlig nedbørsmyr

Sørlig nedbørsmyr er en underordnet naturtype av nedbørsmyr. Nedbørsmyr omfatter alt myrareal med ombrotrof vegetasjon, dvs. vegetasjon som kun har tilgang til vann gjennom tilgang på regnvann (Lyngstad, Moen, & Øien, 2018). Naturtypen nedbørsmyr påvirkes negativt av oppdyrking, drenering i form av grøfting, torvbryting, gjødsling, skogsbilveier og kjørespor etter skogsmaskiner, skogplanting, grøfting og grøfterens og i tillegg nedbygging til ulike typer infrastruktur. I tillegg er den også påvirket av forurensning (Lyngstad, Moen, & Øien, 2018). Naturtypen er rødlistet som nær truet (NT) og bidrar med flere økosystemtjenester som karbonlagring og flomdemping.

I utredningsområdet er det kartlagt noen få nedbørsmyrer i sør, se figur 4-8. Nedbørsmyrene er kartlagt som sørlige nedbørsmyrer med noe usikkerhet, som er nærmere beskrevet i kap. 4.2.3. De er hovedsakelig i god tilstand, da de er intakte og ikke påvirket av grøfting eller torvuttak, og det er lite slitasje i lokalitetene. Myrene har tydelige myrstrukturer i form av tuer og fastmatter, og det er hovedsakelig størrelsen på lokaliteten (under 10.000 m^2) og få registrerte rødlistearter som fører til at flere ikke får stort naturmangfold.



Figur 4-8: Sørlig nedbørsmyr.

Eksentrisk høymyr

Eksentrisk høymyr er en av tre torvmarksformer som utgjør typisk høymyr. Typisk høymyr har en torvkuppel bygd opp av ombrogen torv, og vegetasjonen på myrflata er ombrotrof. I "god" utforming har typisk høymyr en lagg, som er en kant med kantskog, og ei mer eller mindre åpen myrflate. Eksentrisk høymyr har eksentrisk forma strukturer (høljer og strenger) på myrflata. Toppunktet ligger nær en av kantene. Eksentrisk høymyr forekommer i hovedsak i lavlandet på Østlandet og i Midt-Norge, men har og noen forekomster lenger nord eller høyere opp. Torvmarksformen er rødlista som sterkt truet (EN). Naturtypen er rødlistet på grunn av de samme påvirkningsfaktorene som sørlig nedbørsmyr med unntak av forurensning (Lyngstad, Moen, & Øien, 2018). Naturtypen bidrar med flere økosystemtjenester som karbonlagring og flomdemping.

Det er kartlagt en eksentrisk høymyr sør i vindkraftverket. Lokaliteten grenser til internveinettverket, men den er vurdert å være i god tilstand, da det ikke er tegn til grøfting, spor etter tunge kjøretøy, torvuttak eller slitasje i lokaliteten. Myra har tydelige myrstrukturer i veksling, men er under 50.000 m^2 og får dermed moderat naturmangfold. Vanlige arter i lokaliteten var blant annet bjørneskjegg, hvitlyng, lusegras og røsslyng.

Atlantisk høymyr

Atlantisk høymyr opptrer i oseaniske områder (hovedsakelig sterkt oseanisk seksjon) fra Agder til Nordland. Typen er stort sett begrenset til boreonemoral og sørboreal sone, men kan også finnes i mellomboreal sone (bl.a. i Nord-Norge). Atlantisk høymyr har kupler bygd opp av ombrogen torv, og dette har typen til felles med andre høymyrer. Et viktig skille mellom atlantisk høymyr og typisk høymyr er at kantskråning (kantskog) og lagg mangler. Hvelvingen er ofte svak, og det kan være vanskelig å avgjøre om den skyldes underliggende topografi. Atlantisk høymyr opptrer ofte i veksling med terrengdekkende myr og andre myrtyper i store myrlandskap, og det er i slike tilfeller vanskelig å skille typene fra hverandre. Atlantisk høymyr er rødlistet som følge av lignende påvirkningsfaktorer som for sørlig nedbørsmyr og eksentrisk høymyr. Påvirkningsfaktorene innebærer oppdyrking, drenering i form av grøfting, torvbryting, grøfting og grøfterens, nedbygging til ulike typer infrastruktur. I tillegg er den

også påvirket av forurensning (Lyngstad, Moen, & Øien, 2018). Naturtypen er rødlistet som sterkt truet (EN) og bidrar med flere økosystemtjenester som karbonlagring og flomdemping.

Det er kartlagt ei atlantisk høymyr midt i planområdet, sørvest for Lauvdalsvarden. Høymyra er kartlagt som atlantisk høymyr med noe usikkerhet, som er nærmere beskrevet i kap. 4.2.3. Myra er ikke påvirket av vindkraftverkets infrastruktur i dag, og tilstanden til naturtypen er god. Lokaliteten er en del av et større myrkompleks, men bare den avgrensede delen tilfredsstiller definisjonen til en naturtype etter Miljødirektoratets instruks. Naturmangfoldet er moderat, da størrelsen på lokaliteten en under 50.000 m^2. Vanlig forekommende arter i lokaliteten er blant annet røsslyng, torvmyrull, vier, heigråmose, dvergbjørk, bjønnskjegg, einer, krekling, rypebær, molte, lusegras, mikkelsbær, blåtopp og rome.

Generelt om tilstand på naturtypene

De kartlagte naturtypene over hele Eldsfjellet er noe påvirket av vindkraftverket som har fragmentert naturtypene i en viss grad.

Det er hovedsakelig kjørespor som har ført til en nedgradering i tilstand på naturtypene i planområdet. Det er flere kjørespor spredt gjennom vindkraftverket. Flere av dem er ikke grodd igjen. For eksempel har tilsyn til telemast som står på en topp helt nord i vindkraftverket, medført kjørespor, slik vist på figur 4-9.



Figur 4-9: Kjørespor i myr og lyngheia nord i vindkraftverket ved telemasta der.

En annen type slitasje er fra menneskelig ferdsel. Den største ferdselen i området foregår langs internveiene. Likevel er det noe slitasje i nord og sør i området i forbindelse med to rødmerkede stier, se figur 4-10. Spredt rundt i vindkraftverket ligger det fortsatt igjen noen små løse objekter som hovedsakelig er lagd av plast. Fjellet inngår ikke i noe beiteområde for husdyr og det er dermed ikke noe beitetrykk i området.



Figur 4-10: En rødmerket sti nord i planområdet.

Generelt om naturmangfold i naturtypene

I fjellheia som dekker store deler av planområdet er det registrert få rødlistede arter og funn av rødlistede arter har dermed ikke ført til noe høyere naturmangfold i de fleste kartlagte naturtypelokalitetene. Videre ble det heller ikke registrert noen unisentriske eller bisentriske arter i heia. Det har i hovedsak vært størrelse eller økologisk variasjon innad i lokalitetene som har ført til høyere naturmangfold.

De andre naturtypene har alle andre variabler som bestemmer naturmangfold innad i en lokalitet, dette omtales nærmere under hvert delområde i kap. 5.3.3.

4.3 Andre naturtyper i planområdet

Kartlegging etter Miljødirektoratets instruks er en utvalgskartlegging som betyr at ikke all natur blir kartlagt. Områder som ikke blir kartlagt etter instruksen har likevel verdi og kan være viktig funksjonsområder og habitater for livskraftige arter

Myr

De andre myrene på Eldsfjellet er ikke naturtyper som skal kartlegges iht. M-2209, men iht. utredningsprogrammet til NVE skal de vurderes for verdi, påvirkning og konsekvens under landskapsøkologiske sammenhenger. For omtale av myrene henvises det derfor til kap. 4.5.

Skog

Langs adkomstveien under tregrensen er området hovedsakelig dominert av fattig furuskog, se figur 4-11. Enkelte deler av skogen er kartlagt som gammel furuskog over 200 år (inngangskriteriet for naturtypen gammel furuskog i Miljødirektoratets kartleggingsinstruks), men den største delen av skogen er vurdert som under 200 år. Skogen har innslag av trær av alle aldre og har også innslag av stående død ved flere steder.

Selv om furuskogen ikke blir kartlagt som en del av naturtypekartleggingen etter M-2209, har skogen som har viktige naturmangfoldelementer som dødved, verdi som levested for alle arter, men spesielt flere arter av sopp, lav og insekter, som er helt avhengig av dødved-elementer.



Figur 4-11: Eksempelbilde av skogen langs adkomstveien.

Vanlige naturtyper som ikke blir kartlagt med M-2209 får ubetydelig verdi innenfor registreringskategorien naturtyper i verditabellen til M-1941. De vanlige artene som finnes i slike alminnelige naturtyper, får derimot noe verdi innenfor registreringskategorien arter og økologiske funksjonsområder.

Sterkt endra arealer

Natur stert påvirka av inngrepene gjort ifm. utbygging av vindkraftverket, er revegetert igjen i en viss grad. Vegetasjon har etablert seg langs internveiene, se figur 4-12, men vegetasjonen skiller seg fortsatt fra den stedegne vegetasjonen i en viss grad, i enkelte områder i større grad enn i andre områder. Det vil ta tid før den opprinnelige vegetasjonen har etablert seg i områdene igjen, og langs deler av strekningen vil man kanskje aldri oppnå tilsvarende naturlig vegetasjon. Det er to kabeltraséer i planområdet, se figur 4-13 og figur 4-14. De har på lik linje med grøftene langs interveinettverket begynt å gro igjen, men skiller seg ennå betydelig fra området rundt.



Figur 4-12: Vegetasjonen har etablert seg i veiskulderen, men den skiller seg ennå ut fra den stedegne vegetasjonen. Det er et eksempel på hvor vegetasjonen er tilnærmet lik opprinnelig vegetasjon.



Figur 4-13: Den delvis gjengrodde kabeltraséen midt i planområdet.



Figur 4-14: Den andre kabeltraséen ved Indre Skardet i planområdet.

4.4 Arter og økologiske funksjonsområder

Kategorien arter omfatter/fokuserer på arter av nasjonal og vesentlig regional forvaltningsinteresse som kan gi grunnlag for innsigelse iht. rundskriv T2/16 (Regjeringen.no, 2021), slik disse er avgrenset i Miljødirektoratets «Arter av nasjonal forvaltningsinteresse» (Miljødirektoratet, Arter av nasjonal forvaltningsinteresse, u.d.). I tillegg omfatter kategorien også alminnelige og vidt utbrede arter og deres funksjonsområder.

I naturmangfoldloven er økologisk funksjonsområde definert som et: *område – med avgrensing som kan endre seg over tid – som oppfyller en økologisk funksjon for en art, slik som gyteområde, oppvekstområde, larvedriftsområde, vandrings- og trekkruter, beiteområde, hiområde, myte- eller hårfellingsområde, overnattingsområde, spill- eller parringsområde, trekkvei, yngleområde, overvintringsområde og leveområde*. Artsdatabanken (Hovstad, et al., 2024) beskriver at *«Eit økologisk funksjonsområde er altså eit geografisk område som har ein spesiell funksjon i livssyklusen for ein art eller ei gruppe av artar»* men at det *«I tillegg gir naturmangfaldlova rom for å definere leveområde for ein art som eit økologisk funksjonsområde, men forarbeidet til denne lova indikerer at det siste berre er aktuelt for mindre mobile artar», og videre «Leveområde for ein art er berre aktuelt å avgrense som funksjonsområde der det er mulig å gi ei klar, lokal avgrensing av leveområdet».* Et leveområde beskrives som voksestedet til en art.

4.4.1 Relevant artsutvalg av arter

Vurdering av hvilke arter som bør kartlegges, er basert på potensialet for at arter av nasjonal forvaltningsinteresse kan forekomme i de aktuelle habitatene som kan påvirkes av tiltaket, og hvilke artsgrupper som forventes å bli mest påvirket av tiltaket. I den grad det er gitt ytterligere krav i fastsatt plan-/utredningsprogram, kommer arter omfattet av disse i tillegg.

Karplanter, moser, sopp og lav

Funksjonsområder/leveområder for arter av karplanter, moser, sopp og lav sammenfaller ofte med avgrensinger av naturtypen(e) de forekommer i. Basert på tidligere utredninger for Hitra 1 og Hitra 2 er

det ingen arter som har skilt seg ut som særlig relevant å kartlegge i planområdet på Eldsfjellet. Det ble kartlagt generelt for alle arter, men hovedfokus var på arter av nasjonal forvaltningsinteresse, dvs. trua arter, nær trua arter og ansvarsarter i planområdet.

Adkomstveien går gjennom et skog- og myrområde dominert av furu. I arealer øst (ved Hifjellet) og vest (øst for Håvikfjellet og Kvamslifjellet) for Eldsfjellet som har blitt kartlagt i forbindelse med frivillig vern av skog, er følgende rødlista arter kartlagt: hovedsakelig gubbeskjegg og furustokkjuke, i tillegg til flere enkeltforekomster av artene brunskjene, rosa tusselav, kystdoggnål og furuplett. Flere av dem er knyttet til eldre furuskog eller myr. Dette er derfor også arter som kan forekomme i furuskogen langs adkomstveien. Relevante arter langs adkomstveien er de nevnte, i tillegg til arter knyttet til furu som voksehabitat og myrer generelt.

Fugl

Det skal iht. fastsatt planprogram gis en oversikt over fuglearter i plan- og influensområdet som kan bli vesentlig berørt av tiltaket, spesielt arter av nasjonal forvaltningsinteresse (dvs. trua arter, nær trua arter, freda arter, prioriterte arter, spesielt hensynskrevende arter, ansvarsarter og fremmede arter) samt jaktbare arter og ev. andre arter som er særlig sårbare for kollisjoner med vindturbiner. Det er i vedlegg 4 satt opp en tabell over alle 104 arter av fugl som er registrert i influensområdet ut til 1 km de siste ca. 30 år, og hvordan disse er plassert i en eller flere av disse kategoriene. Det er 12 trua og 10 nær trua arter, 3 arter er spesielt hensynskrevende, 12 arter er ansvarsarter (en av disse, heilo, er også nær trua), 1 art er en spesiell økologisk form (nordlig sildemåke), 18 av artene er jaktbare og 30 arter er her definert som særlig sårbare for vindkraft, basert på fuglegrupper omtalt i (Rydell J. O., 2017).

Det er 40 av de 114 registrerte artene som er livskraftige og uten treff i noen av kategoriene for prioritering omtalt over, i all hovedsak små spurvefugler. Også disse artene kan påvirkes av vindkraft, eksempelvis ved kollisjoner, men store antall samt naturlig høy fødsels- og dødsrate gjør at dette normalt ikke forventes å få noen merkbare bestandseffekter. Disse artene omtales ikke nærmere i denne utredningen.

Flaggermus

Det finnes i dag flere internasjonale vitenskapelige studier som dokumenterer godt hvordan vindturbiner påvirker flaggermus direkte gjennom kollisjoner, så vel som indirekte gjennom tap av habitat og unngåelse (forskyvningseffekt) av turbinområder (Voight, Popa-Lisseanu, Niermann, & Kramer-Schadt, 2012); (Whitby, O'mara, Hein, Huso, & Frick, 2024). I Norge finnes det 11 flaggermusarter, hvorav 6 står på Norsk rødliste for arter 2021 som enten truet (VU) eller nær truet (NT). Det er videre 6 arter som har høy risiko for kollisjon med vindturbiner. Flaggermus generelt kartlegges med ultralydloggere. Dermed vil alle flaggermusarter kartlegges ved feltundersøkelsen utført i forbindelse med denne konsekvensutredningen.

Annet dyreliv

Det er gjennomført to tidligere utredninger av området på Eldsfjellet for blant annet dyreliv i forbindelse med Hitra 1 i 2000 og Hitra 2 i 2010. Basert på tidligere utredninger er det hjort som skiller seg ut som den viktigste arten i området. Andre arter som er nevnt som aktuell er oter, fulgt av hare. Andre arter som rådyr og elg er bare kort omtalt. Artene samstemmer med seinere registreringer som kan finnes i Artskart rundt Eldsfjellet. Det er i tillegg registrert noen ulike sommerfugler i området rundt i Artskart. Basert på tidligere utredninger og det som ligger inne i Artskart anses hjort som arten mest aktuell å undersøke nærmere. Det er i konsekvensutredningen fra 2000 i forbindelse med Hitra 1 nevnt at det er kjent at oter også trekker opp i vassdragene i Straumsdalen. Det er to lokaliteter med oter registreringer og veldig grov nøyaktighet ved Husvatnet og Storvatnet ved starten av adkomstveien.

Det vurderes som lite sannsynlig at oter forekommer på Eldsfjellet. Videre er det ikke planlagt noen inngrep i nærheten av vassdragene der og generelt få inngrep langs adkomstveien. På bakgrunn av det er oter ikke undersøkt nærmere i konsekvensutredningen. Det kan være at eventuelle arter som dukker opp i samtale med lokale myndigheter, organisasjoner og personer vil være relevante å undersøke nærmere. Dersom det blir avdekket arter med små leveområder i ytterkanten av influensområdet, er de ikke blitt undersøkt nærmere i utredningen som følge av at de ikke vil bli påvirket av tiltaket.

4.4.2 Karplanter, moser, sopp og lav

Kunnskapsgrunnlaget for karplanter, moser, sopp og lav er basert på feltbefaringer i forbindelse med naturtypekartleggingen (2024, 2025 og 2026), datasettet arter av nasjonal forvaltningsinteresse, Artsdatabankens Artskart, sensitive artsdata og tidligere utredninger av Hitra 1 og Hitra 2 (Statkraft SF, 2000) (Veiberg & Pedersen, 2009).

Området ble kartlagt utenfor soppsesongen. Potensialet for rødlista sopp anses som lav oppe på Eldsfjellet. Det er et høyere potensial for rødlista sopp i den gamle furuskogen langs adkomstveien. Området er kalkfattig iht. NGUs kartløsning over kalkinnhold. Videre er det som nevnt furudominert. Gruppene innenfor sopp som anses som mest relevante å finne i slike økosystem er kjuker og barksopp. Det er arter som kan opptre utenfor soppsesongen og ble kartlagt. Gamle utforminger av furuskoger kan derimot også ha krevende jordboende arter som må kartlegges i soppsesongen. Arealbeslaget i forbindelse med utbedring av adkomstveien er lav og bare konsentrert til noen få steder. Ingen av de planlagte arealbeslagene ligger innenfor områder kartlagt som gammel furuskog. Potensialet for å finne rødlista jordboende sopp er derfor sett på som relativt lav i arealene som kan bli berørt. Det er dermed valgt å ikke gjennomføre en detaljert kartlegging av jordboende i soppsesongen i tillegg.

Eksisterende kunnskapsgrunnlag

Det ble ikke registrert noen rødlista arter eller andre forvaltningsprioriterte arter i forbindelse med utredning av Hitra 1 og Hitra 2. Det er ligger heller ingen registeringer av rødlista karplanter, moser, sopp og lav i Artskart eller i datasettet arter av nasjonal forvaltningsinteresse innenfor planområdet.

Registrerte rødlista arter

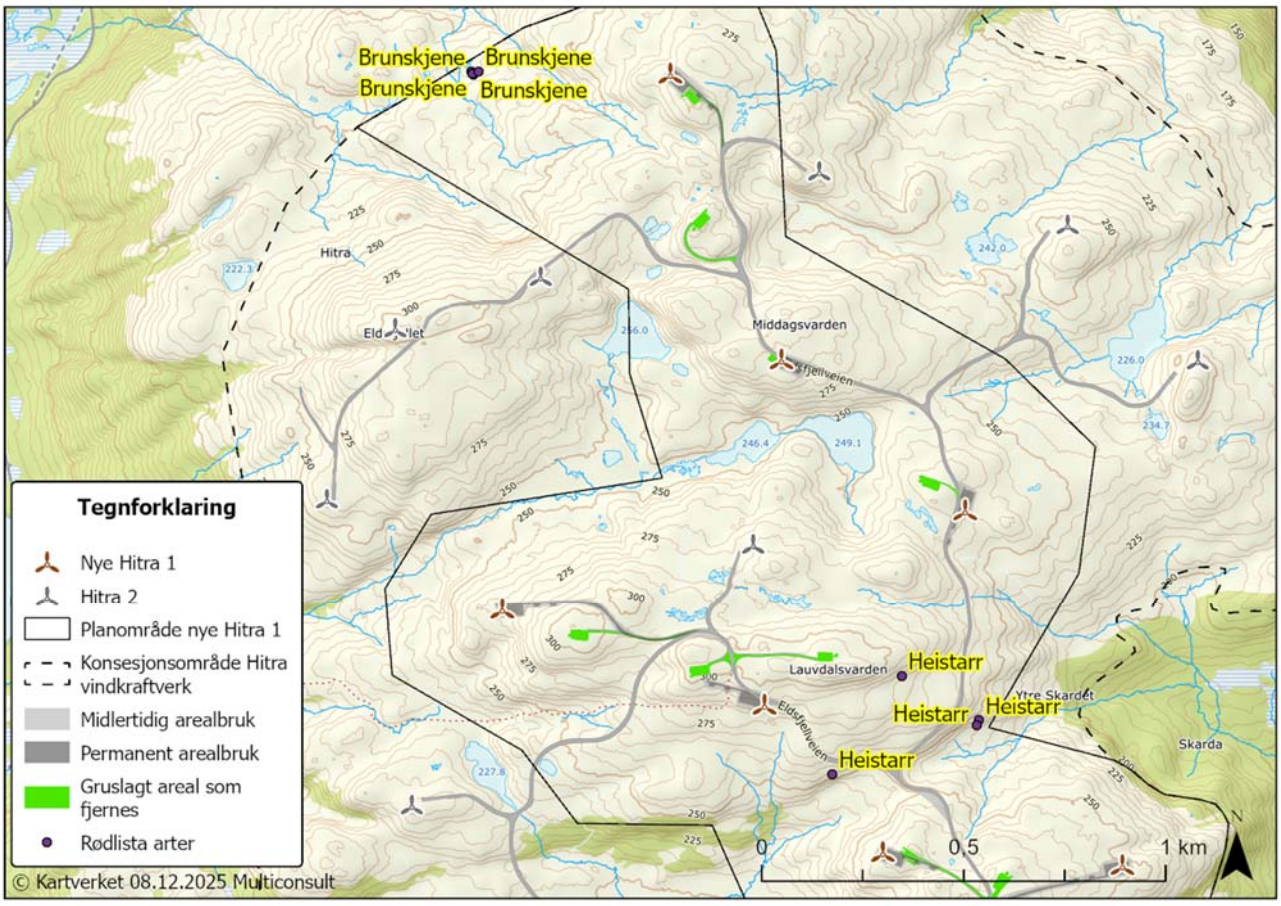
Det ble gjort få registreringer av rødlista planter i planområdet under feltkartleggingene i 2024 og 2025, se figur 4-16. Det ble registrert en forekomst av brunskjene (sårbar (VU)), se figur 4-15, ved planområdets grense i nord. Videre ble det registrert noen få forekomster av heistarr (nær truet (NT)) spredt sentralt i planområdet ved Ytre Skardet og Lauvdalsvarden og en forekomst som kunne være blåstarr (nær trua (NT); denne vil ikke bli omtalt videre da det var noe usikkert rundt om denne var korn- eller blåstarr (ungt individ med kun blader)).

Brunskjene er iht. (Elven, Bjorå, Fremstad, Hegre, & Solstad, 2022) knyttet til myr på baserik grunn. Arten er rødlista som følge av at leveområdene arten er knyttet til har og er utsatt for utgrøfting og nedtapping, både i forbindelse med jordbruk og skogbruk. Arten er også trua av at levestedene gror igjen (Solstad, et al., 2021).

Heistarr er iht. (Elven, Bjorå, Fremstad, Hegre, & Solstad, 2022) knyttet til lynghei og myr på basefattig grunn. Arter er rødlista som følge av at leveområdene til arten er truet av gjengroing (Solstad, et al., 2021).



Figur 4-15: Brunskjene (VU sårbar).



Figur 4-16: Rødlista arter i planområdet.

Registrerte arter uten særskilt forvaltningsprioritet i planområdet

Berggrunnen gjør at Eldsfjellet er hovedsakelig kalkfattig, og dette gjenspeiler seg i vegetasjonen i området. Lyngheia er dominert av kalkfattig vegetasjon med arter som krekling, røsslyng, tyttebær,

blåbær, blåtopp, bjørneskjegg, stivstarr, rypebær, greplyng og risbjørk, se eks. i figur 4-17. Videre er det innslag av arter som kornstarr, blåklokke, fjellkorkje, klokkelyng, vanlig fokklav, vanlig steinskjegg, rabbeskjegg, bråtestarr, lappvier, brun korallav, kvitkrull, lys og grå reinlav, syllav, pigglav, groptagg, fjellkattefot og klokkevintergrønn. I steder som er punktvis noe rikere som følge av rikt kildevann eller lignende kommer arter som fjelltistel, svarttopp, bjørnebrodd, kystmyrklegg, særbustarr, loppestarr, blåknapp og hårfrytle inn.



Figur 4-17: Deler av heia. I dette bildet dominert av lav.

Arter registrert i våtmarkene, se eks. figur 4-18, var blant annet duskmyrull, breimyrull, torvmyrull, rome, klokkelyng, smalsoldogg, rundsoldogg og hvitmaure. Flere av artene registrert i heia ble også funnet i våtmarkene. I kaldkildene inngikk også artene stjernestarr, hvitmaure, flaskestarr, trådstarr, grønnstarr, svarttopp, breiull, særbustarr og gulstarr.



Figur 4-18: Ei typisk myr på Eldsfjellet.

Arter observert i veikantene i vindkraftverket (se figur 4-19) er blåtopp, tiriltunge, tistler, hvitkløver, blåklokke, gulaks, smyle, hestehov og små furu. Det er innslag av arter typiske for lyngheia, men også arter som ikke forekommer naturlig i ei lynghei, f.eks. tette gresspartier med høytvoksende gressarter.



Figur 4-19: Langs veikanten til internveinettverket.

Flere av de vanlige artene er ansvarsarter, dvs. arter der mer enn 25 % av artens europeiske bestand finnes i Norge, ett eks. er greplyng, se figur 4-20. Hvilke av dem som er ansvarsarter framgår av tabell 4-1.



Figur 4-20: Greplyng, ansvarsart.

Økologiske funksjonsområder - vegetasjon

Det er ikke avgrenset et økologisk funksjonsområde for heistarr, habitatkravene er vide; dvs. artens funksjonsområde omfatter hele planområdet. Økologisk funksjonsområde for brunskjeneforekomsten ble avgrenset til myrområdet den ble registrert i.

Det er avgrenset et økologisk funksjonsområde for livskraftige arter i furuskogen langs adkomstveien. Andre arter i resten av planområdet vil få verdi under naturtypen de er kartlagt i eller under myrer i kategorien landskapsøkologiske sammenhenger. Vanlige arter som finnes i livskraftige naturtyper, får noe verdi innenfor registreringskategorien arter og deres økologiske funksjonsområder.

Av livskraftige arter listet opp over er det bare ansvarsarter som er listet opp i tabell 4-1.

Tabell 4-1: Oversikt over registrerte forvaltningsrelevante arter av karplanter, moser, sopp og lav i planområdet.

Art	Rødliste-kategori	Kategori av forvaltnings-interesse	Beskrivelse	Registreringsår	Verdi iht. M-1941
Brunskjene	Sårbar	Særlig stor	Forekomstene og myra de er registrert i	2025	Stor
Heistarr	Nær truet	Stor	Forekomstene og lyngheia i resten av planområdet	2024	Middels
Svarttopp	Livskraftig	Ansvarsart		2024, 2025	Noe
Stivstarr	Livskraftig	Ansvarsart		2024, 2025	Noe
Rypebær	Livskraftig	Ansvarsart		2024, 2025	Noe
Greplyng	Livskraftig	Ansvarsart		2024, 2025	Noe
Risbjørk	Livskraftig	Ansvarsart		2024, 2025	Noe
Lappvier	Livskraftig	Ansvarsart		2025	Noe
Fjellkattefot	Livskraftig	Ansvarsart		2025	Noe

4.4.3 Fugl

Konsekvensutredning 2000 for Hitra vindkraftverk

Den første konsekvensutredningen fra år 2000 for Hitra vindkraftverk (Statkraft SF, 2000) pekte på viktige viltområder for hønsefugl, spetter og andefugl i kommunens viltkart, samt viktigheten av Havmyran i vest og Snæringstjønna i Straumsvassdraget for våtmarksfugl. Av arter ble smålom og storlom, sangsvane, havørn, kongeørn, hønsehauk, hubro, gråspett og lirype trukket fram som arter det var viktigst å ta hensyn til. Med bakgrunn i det åpne landskapet i selve vindkraftverket forventet man likevel ikke konsekvenser for hønsehauk.

Forundersøkelser 2003 Hitra vindkraftverk

I konsesjonsvedtaket for Hitra vindkraftverk satte NVE vilkår om for- og etterundersøkelser av fugl. Forundersøkelser ble utført sesongen 2003, like før byggestart.

Fra oppsummering av forundersøkelsene i (Bevanger, 2010): «*Resultatene bekrefter for flere arter det som tidligere registreringer på Hitra har vist, når det gjelder tetthet og mengde av reirplasser og hekkende par. Det ble også funnet flere nye forekomster, noe som viser at det er vanskelig å finne mer enn en andel av hekkende par og reir. […] Mye av skogen rundt Eldsfjellet har preg av urskog. Dette påvirker også artssammensetningen i områdene her. Den tette bestanden av gråspett er antakelig delvis på grunn av mye ur-skogspreget skog hvor det har foregått naturlig suksesjon. Rødstjert finnes også i bra bestand her. Anleggsveg inn til vindmølleparken gjør hele området lettere tilgjengelig for mange mennesker, inkludert mulighetene til å drive tømmerhogst i området. Dette vil også gjøre det lettere med andre påvirkninger og effekter enn de som er direkte relatert til vindmøller og kraftledninger. Flere av hekkeplassene til de rødlistede fugleartene vil få større problemer med å forbli hekkeplasser i de nærmeste årene. Skal disse bevares, trengs det en beskyttelse av nærområder til reirene og sterke begrensninger av generell ferdsel i området.*»

Etterundersøkelser og konsekvensutredning 2010 for utvidelse av Hitra vindkraftverk (Bevanger, 2010)

Ved etterundersøkelser med hundesøk under alle turbinene i dagens Hitra 1 i 2009, 24 runder som med få unntak ble utført ukentlig fra april til november, ble det funnet tre havørner som alle hadde kollidert ett eller to år før (i tillegg var det tidligere funnet to havørner av driftspersonell), tre liryper (her hadde driftspersonell funnet flere per år), ingen andre arter. Det ble kommentert at NINAs tilsvarende undersøkelser fra Smøla tilsier at kollisjonsraten er signifikant større for ytre turbiner enn for turbiner i kjernen av vindkraftverket.

Undersøkelser i 2009 for konsekvensutredning av Hitra 2 vindkraftverk fant ingen hekkende rovfugler i selve konsesjonsområdet, og ingen slike var kjent siste 10 år. Kjente aktive eller tidligere aktive reirlokaliteter lå på det nærmeste fra selve vindkraftverket ca. 1,7 km unna for hubro, ca. 4,5 km for kongeørn, ca. 2 km for hønsehauk, og ca. 1 km for havørn. Utredningen konkluderte med ikke vesentlig økt konflikt for kongeørn og hønsehauk bortsett fra en generelt økt kollisjonsrisiko som følge av flere turbiner. For hubro ble det trukket fram behov for å avklare om det er et territorium i sør ved Ramnåsheia og en ev. ny atkomstvei fra sør [som ble skrinlagt], og økt kollisjonsrisiko for hubro i et territorium mot nordøst. For havørn ble det forventet flere kollisjonsdrepte fugler som følge av flere turbiner, og mulig redusert hekkesuksess i de tre nærmeste territoriene.

Spurvefugl og vadere ble kartlagt ved transekter gjennom Hitra 2-arealene, og påviste klart fattigere fauna på selve Eldsfjellet (stort sett heipiplerke, steinskvett og heilo) kontra de lavereliggende arealene Korsvatnet–Ramnåsheia sørvest i konsesjonsområdet [utenfor planområdet for nye Hitra 1]. Dette ble vurdert som ikke overraskende basert på den næringsfattige berggrunnen i området (granitt)

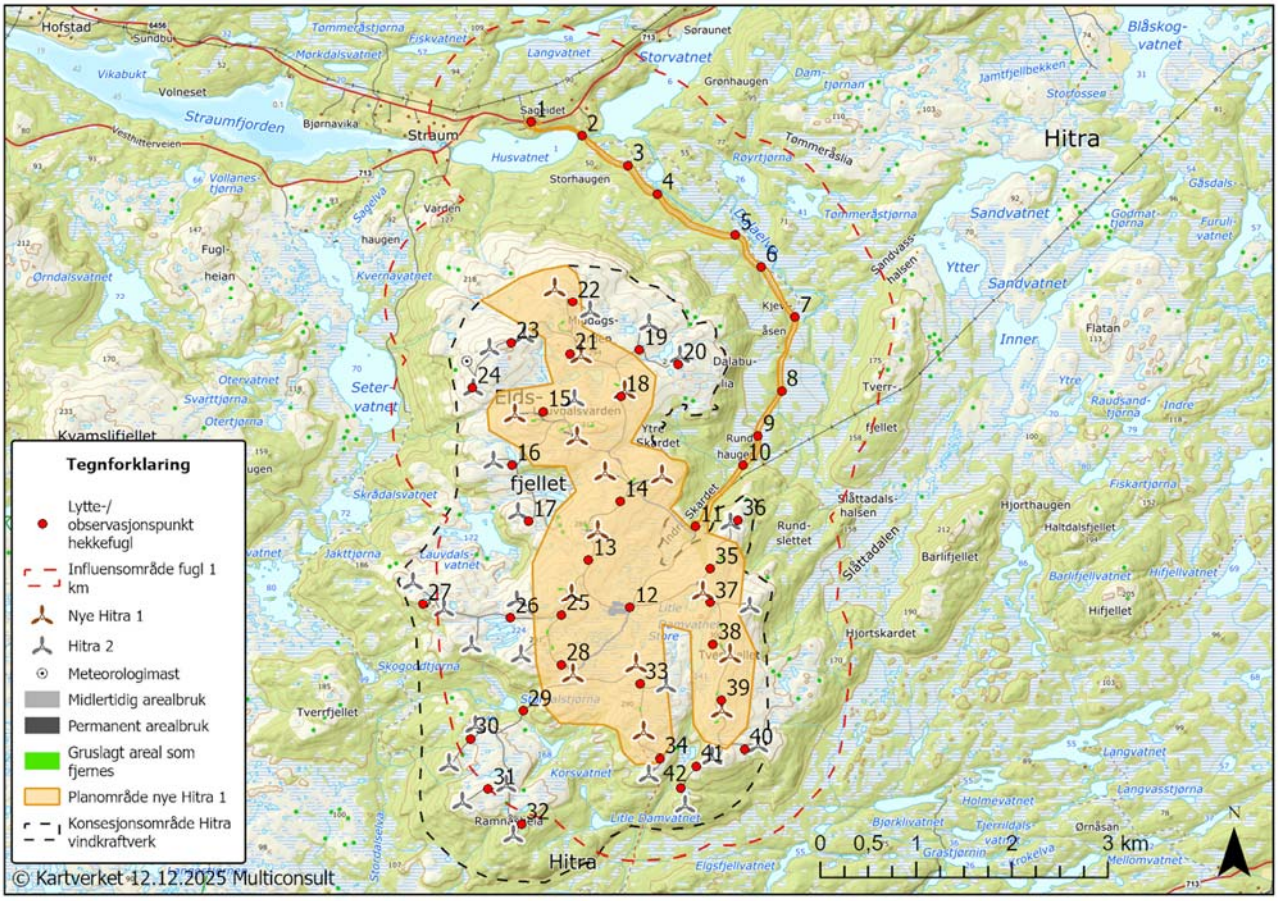
og mangel på løsmasser utenom myrene. Vannfugl var ikke vanlig, hekkende kvinand og stokkand ble påvist, lom ble ikke påvist hekkende i eller nær området. Lirype ble kartlagt ved linjetaksering om høsten på Eldsfjellet samt på Skårfjellet (vest for Havmyran, uten vindkraftverk) i årene 2007–2009. Områdene hadde samme tetthet, i 2009 18–19 fugler per km^2, og det ble antatt at en utvidelse av vindkraftverket heller ikke ville ha nevneverdig påvirkning på lirypebestanden på Eldsfjellet.

Driftsorganisasjonens registreringer av død fugl

Statkrafts personell i Hitra vindkraftverk registrerer all død havørn som påtreffes i anlegget, mens det ikke gjøres løpende registreringer av andre arter som eks. lirype. I løpet av de ni årene 2017–2025 er det registrert totalt åtte havørner, de fleste år ble det funnet ingen eller én havørn, mens 2021 skilte seg kraftig ut med hele fire ørner.

Fuglekartlegginger 2024 og 2025

Ved ny kartlegging av hekkefugl i og nær tiltaksområdet er alle hørte og sette fuglearter registrert. Registreringene ble utført iht. metoden til norsk hekkefugleovervåking (Norsk hekkefugleovervåking, 2022) på 42 faste registreringspunkt over to hekkesesonger. Se kart i figur 4-21. Med bakgrunn i disse registreringene er det, så langt det er vurdert å være grunnlag for det, avgrenset delområder for de artene som er gitt en eller annen type prioritet iht. omtale i kapittel 4.4.1 og liste i vedlegg 4. Delområdene er presentert i kapittel 5.2.



Figur 4-21: Lytte- og observasjonspunkt for hekkefugl ved undersøkelser i 2024 og 2025.

Det er videre utført fokuserte kartlegginger over to hekkesesonger for hubro (CR), hønsehauk (VU) og kongeørn (LC, spesielt hensynskrevende). Disse undersøkelsene er utført ut til 5 km fra planområdet, med utgangspunkt i tidligere kunnskap om kjente hekkelokaliteter. Undersøkelser for konsekvensutredningen er i tillegg sett opp mot øvrige kartlegginger utført på hele øya Hitra i 2025, for

å kunne si noe om generell bestandsstatus og bestandsutvikling for disse artene også utenom nærområdene til Hitra vindkraftverk. Det gis under en oppsummering per art, for nærmere omtale av kongeørn, hønsehauk og hubro vises det til rapport av Martin Pearson Estenstad i vedlegg 6 (åpen/ikke unntatt offentlighet).

Kongeørn (LC, spesielt hensynskrevende)

Det var tidligere fem kjente territorier på Hitra, hvorav to berørte arealer inntil 5 km fra vindkraftverket. Ved kontroll av tidligere reirlokaliteter i 2024 var det ikke tegn til aktivitet på flere år, siste kjente hekkeforsøk har var hhv. i 2019 og 2009, begge mislykket. I 2025 ble samtlige kongeørnterritorier på Hitra kontrollert, og det ble brukt mye tid på å søke etter ev. hittil ukjente reirplasser innen 5 km fra vindkraftverket. I de tre mer fjerntliggende territoriene på øya var det istandsatt reir i det ene og vellykket hekking med minst én unge i de to andre. Det var ikke aktivitet på kjente reirlokaliteter i de to territoriene nærmest vindkraftverket, og det ble ikke funnet alternative reirplasser, men det ble ved to anledninger, på høsten utenfor hekketid, observert ei voksen kongeørn innenfor influensområdet på 5 km.

Det er vanskelig å finne reirplasser til kongeørn, noe som illustreres av at man heller ikke så voksen fugl i de tre territoriene med påvist aktivitet på Hitra i 2025. Nyfunn av reirtrær beror ofte på tilfeldige funn. Siden voksen kongeørn normalt har tilhold i territoriet hele året, kan observasjon av voksen kongeørn nær vindkraftverket i 2025 bety et aktivt territorium, men med ny og ukjent reirplass. Samtidig kan territoriene til kongeørn være svært store, og det kan ikke utelukkes at observasjonene var av fugl som ikke har fast tilhold her.

De kjente, eldre reirområdene for kongeørn er vist på kart i vedlegg 5 unntatt offentlighet. Kunnskapsgrunnlaget tilsier at disse ikke er eller har vært aktive på en stund. Det vil likevel sporadisk kunne være kongeørn i eller nær Hitra vindkraftverk.

Hønsehauk (VU)

Hitra hadde tidligere en av de tetteste bestandene av hønsehauk i Trøndelag. Rundt Eldsfjellet var det fire par/territorier med totalt åtte kjente reirplasser, siste kjente forsøk på hekking her var i 2021. Reirplasser ble kontrollert i 2024 og 2025, det ble lett etter nye reir, og det ble benyttet lyttebokser i 2025 i fem tidligere kjente eller potensielle hekkelokaliteter i influensområdet. Lytteboksene ga ingen resultater. Det ble funnet et nytt reir med hekking, men utenfor influensområdet. Det ble hørt varslende hønsehauk i juli 2025 på Straum av en pålitelig kilde, men befaring i området ga ikke resultater.

Til forskjell fra kongeørn viser undersøkelser ellers på Hitra også en negativ utvikling, med frafall av territorier og få gjenværende, hekkende par.

De kjente, eldre reirområdene for hønsehauk er vist på kart i vedlegg 5 unntatt offentlighet. Kunnskapsgrunnlaget tilsier at disse ikke er eller har vært aktive på en stund. Med henvisning til tidligere konsekvensutredninger vurderes sannsynligheten for sporadisk tilstedeværelse av hønsehauk oppe i det åpne fjellandskapet på Eldsfjellet å være liten.

Hubro (EN)

Hubroforekomstene på Hitra er uvanlig godt kartlagt gjennom årlige undersøkelser, riktignok med noe ulik metodikk og innsats, helt siden 1999. Det var tidligere to territorier i/som berørte influensområdet, i tillegg var det sporadisk tilstedeværelse på motsatt side av Eldsfjellet, men uten noe påvist hekking. I de to kjente territoriene var siste kjente hekkinger i hhv. 2011 og 2005, i sistnevnte ble det hørt et syngende par våren 2022, men uten at det ble påvist tegn på hekking.

Hubrobestandene på de to øyene Hitra og Frøya har siden 1999 hatt en markert nedgang i antall produserte unger og antall aktive territorier. Denne har blitt bremset, men ikke stanset av en stor,

frivillig innsats i perioden 2012–2022 med kråkefuglbekjempelse (over 12 000 fugl tatt ut), minkbekjempelse (760 mink tatt ut), tilskuddsfôring over flere år ved to hekkelokaliteter, og utbedring av reirhyller og bygging av nye reir. Lydopptakere og DNA-analyser har bidratt til detaljert kunnskap om de aktive parene på de to øyene. Frivillige har også brukt mye tid på bidrag i offentlige beslutningsprosesser for å skjerme kjente lokaliteter mot planlagte arealinngrep.

Det ble i 2025 gjennomført en mer omfattende undersøkelse av hubro på Hitra enn noe år tidligere, med 44 lydopptakere i flere perioder. Det ble også søkt i terreng etter tidligere ukjente lokaliteter. Det ble totalt påvist åtte ulike par på Hitra, hvorav fem gikk til hekking. I juni var det én unge i tre av de fem, ved undersøkelse i september ble det ikke registrert noen unger. Det ble påvist to nye par og to nye hekkesteder, ett av disse med fire km til nærmeste turbin i dagens vindkraftverk. Det ble også registrert en hann i en kort periode i et annet territorium, vel 5 km fra nærmeste vindturbin. Totalt vurderes det å være minst 12 ulike, aktive hubroterritorier på Hitra. Dette er flere enn i resten av Trøndelag til sammen i 2025. Året 2025 må likevel karakteriseres som et dårlig reproduksjonsår for hubro på Hitra, muligens pga. en kald og våt mai og juni.

Det ble ikke registrert noen tilstedeværelse av hubro i de nærmeste, tidligere kjente territoriene ved Hitra vindkraftverk. Kjente, i hovedsak ikke aktive reirområder for hubro omkring vindkraftverket er vist på kart i vedlegg 5 unntatt offentlighet. Det vil sporadisk kunne være hubro i eller nær Hitra vindkraftverk, spesielt om vinteren når bruksområdene blir større og årets unger dessuten farter rundt for å ev. finne et sted å slå seg ned.

Fiskeørn (VU), jaktfalk (VU) og vandrefalk (LC, spesielt hensynskrevende)
Disse sensitive artene er registrert i Artsobservasjoner innen 5 km fra planområdet. Det er imidlertid ingen registreringer av hekkeområder for disse i Hitra kommune i databasen Sensitive artsdata.

For fiskeørn er det fem registreringer på Hitra, fire øst på øya og den nærmeste i Straumfjorden, nordvest for vindkraftverket. Ingen av disse tilsier hekking i nærheten av vindkraftverket. For jaktfalk er det tre registreringer på Hitra, to helt øst og nordøst på øya uten aktivitet som tilsier hekking, og en nær Eldsfjellet som er et representasjonspunkt midt i kommunen for en museumsregistrering fra 1902. For vandrefalk er det 45 registreringer i kommunen, fire i nærheten av Eldsfjellet, en næringssøkende ute på Havmyran fra 2021 og tre museumsregistreringer fra 1900–1904 i samme representasjonspunkt nær Eldsfjellet som omtalt for jaktfalk.

Kunnskapsgrunnlaget for disse tre sensitive artene tilsier ingen funksjonsområder nær Hitra vindkraftverk.

Granmeis (VU)
Granmeisen er en standfugl som holder seg innenfor et avgrenset område hele året (Hogstad, 1994). Det er en god og trolig mettet bestand av granmeis i mye av skogsområdene omkring vindkraftverket, spesielt i dalføret omkring atkomstveien.

Gråspett og hvitryggspett (begge LC og spesielt hensynskrevende)
Tidligere og nyere registreringer tilsier en god bestand med gråspett og noe mer spredt forekomst av hvitryggspett i skogssidene omkring store deler av vindkraftverket.

Heilo og rødstilk (begge NT)
Det er spredt med hekkende par av heilo og rødstilk i de åpne fjellheiområdene i Hitra vindkraftverk.

Orrfugl og lirype (begge LC, jaktbare og særlig sårbare for kollisjoner med vindturbiner)
Det er en god tetthet av orrfugl i de mosaikkpregete skogs- og myrområdene rundt Hitra vindkraftverk, noe også undersøkelsene i 2024 og 2025 bekrefter. Tidligere undersøkelser har også vist en brukbar tetthet av lirype oppe i fjellheia i selve vindkraftverket, men dette er ikke bekreftet i 2024 og 2025.

Sangsvane (LC og særlig sårbar)
Det er registrert sikker eller antatt hekking av sangsvane i to vann, i og like utenfor influensområdet.

Kvinand og brunnakke (begge LC og jaktbare)
Av øvrige jaktbare arter av fugl er det med bakgrunn i egne og andres registreringer identifisert enkelte hekkevann for kvinand og brunnakke innenfor influensområdet.

Gråsisik (LC og ansvarsart)
Gråsisiken har trolig nomadisk karakter og hekker der det er gode forhold, trolig primært etter god frøsetting hos bjørk (Røer, 1994), altså uavhengig av hvor den ble klekt eller har hekket tidligere. En flateregistrering av hekkeområde for arten i Arter av nasjonal forvaltningsinteresse er inkludert sammen med orrfugl i et skogsområde vest for vindkraftverket.

Storlom (LC og særlig sårbar)
Det er registrert storlom på Lauvdalsvatnet av en lokal grunneier i 2025, mulig hekking (Martin P. Estenstad, pers. med.)

Andre arter av fugl
Basert på samlet, eksisterende kunnskap er det ikke funnet grunnlag for å avgrense andre særskilte funksjonsområder for øvrige arter av fugl.

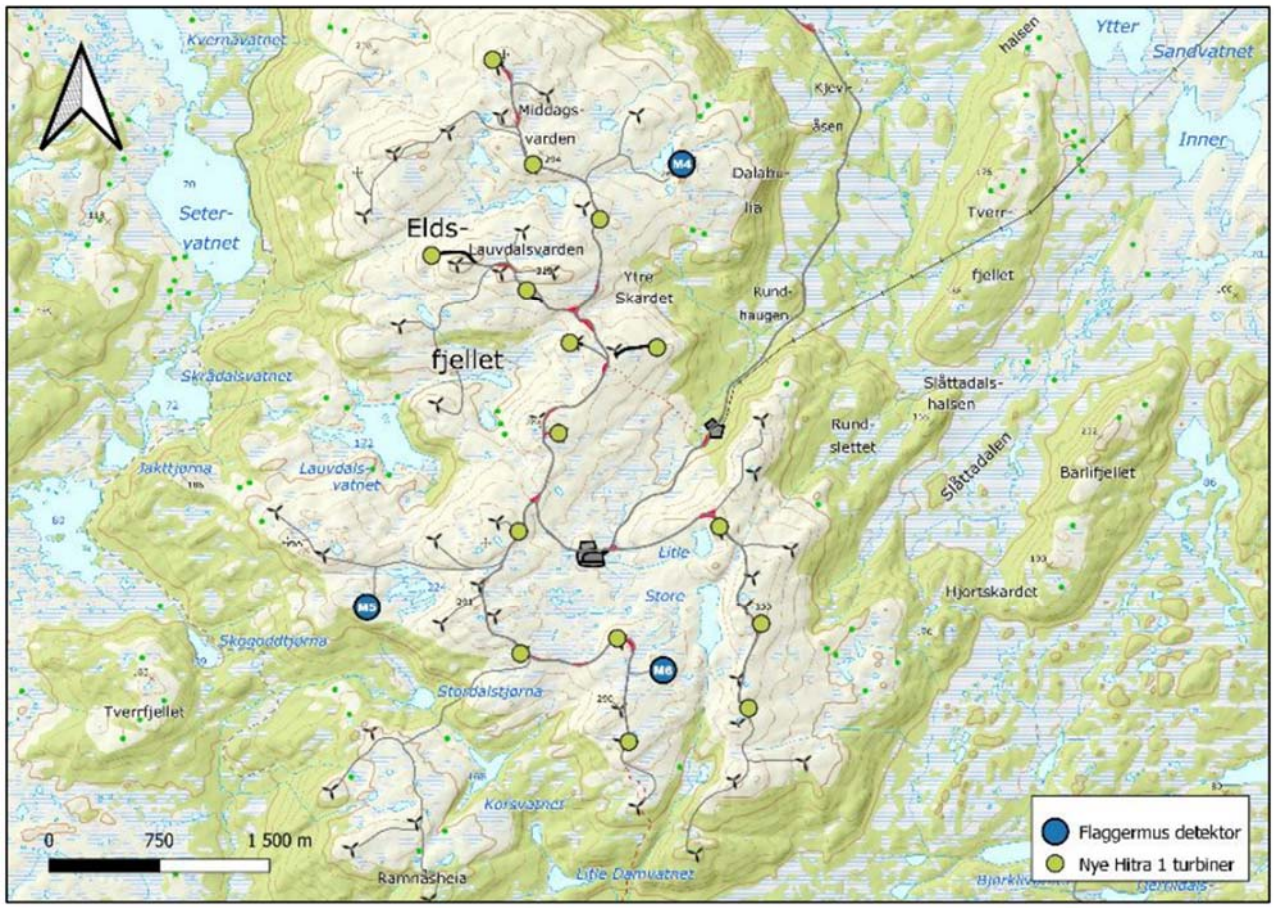
4.4.4 Flaggermus

Utredningen og feltarbeidet for flaggermus er gjennomført av Ecofact (Runa Odden). Her oppsummeres resultatene. Hele rapporten finnes i vedlegg 7.

Kartlegging og datagrunnlag

Tre flaggermus detektorer av typen SongMeter SM4 BAT FS med ultrasonisk mikrofon ble benyttet i perioden 08.04.24 til 04.11.25. Detektorene ble plassert i områder som erfaringsmessig var attraktive habitat for flaggermus, og i områder med en overordnet representativ naturtype for planområdet, for å gi best mulig sammenligningsgrunnlag. Egne utredninger ble supplert med opplysninger fra kilden Artskart om flaggermusarter registrert i nærområdet.

Samlet sett vurderes datagrunnlaget som tilstrekkelig for å belyse planområdets betydning/verdi for flaggermus. Kartleggingen ble gjennomført etter anbefalt metodikk og studieperioden var uten tekniske problem slik at data ble samlet inn fra hele perioden.



Figur 4-22: Plassering av flaggermusdetektorer (blå punkt) og planlagte nye Hitra 1 turbiner (grønne punkt). Eksisterende internveier er markert med grå linje og planlagt nye internveier er markert med svart linje. Hentet fra vedlegg 7.

Registreringer

Resultatene fra kartleggingen identifiserer ikke Hitra vindkraftverk som et viktig område for flaggermus. Gjennom hele studieperioden ble det registrert 58 flaggermus passeringer fordelt på tre arter, nordflaggermus (sårbar (VU)), trollflaggermus (nær truet (NT)) og storflaggermus (sterkt truet (EN)). Materialet bestod hovedsakelig av nordflaggermus (n = 50), mens trollflaggermus (n = 5) og storflaggermus (n = 3) hadde svært få passeringer, og var kun registrert en dag hver, henholdsvis 18.09.25 og 11.07.25.

Antall registrerte flaggermuspasseringer varierte noe mellom detektorene og var fordelt slik: M4 (n = 13), M5 (n = 31) og M6 (n = 14). Detektor M5 registrerte klart flest flaggermuspasseringer, og dette er trolig et resultat av både landskapsformer og naturtype. Plasseringen til M5 ble valgt på grunn av nærheten til et skogkledd dalføre med både elv og små vann, i tillegg til et større vann/myrområde like i nærheten av turbinen. Slike strukturer gir ofte en høyere tetthet av insekter som følgelig tiltrekker seg flaggermus.

4.4.5 Annet dyreliv

Annet dyreliv omfatter i utgangspunktet alle andre dyregrupper utenom fugl og flaggermus, men er i hovedsak begrenset til dyrearter av nasjonal forvaltningsinteresse utenfor disse to gruppene samt hjortedyr.

Behovet for kunnskap om annet dyreliv er sett opp mot sakens karakter, et repower-prosjekt, og § 8 kunnskapsgrunnlaget i naturmangfoldloven. I store deler av området vil en gjenbruke gråarealer

(arealer brukt av dagens Hitra 1). Tiltaket vil medføre få nye arealinngrep sett opp mot andre vindkraftverk.

Kunnskapsgrunnlaget for annet dyreliv er basert på det som ligger inne i eksisterende databaser: arter av nasjonal forvaltningsinteresse, artskart, sensitive arter og hjorteviltregisteret. Videre er utredningene for Hitra 1 og Hitra 2 brukt, som ikke bare forteller om bruk av Eldsfjellet, men også hvilken effekt bygging av Hitra 1 har hatt på annet dyreliv i området. Hitra kommune har ingen artsregistreringer i Miljødirektoratets datasett arter funksjonsområder, som følge av at det gamle viltkartet i kommunen ikke har blitt digitalisert. Skannede utsnitt fra det gamle viltkartet ble oversendt av kommunen til utreder. Det er ingen registreringer av annet dyreliv på Hitra i databasen sensitive artsdata. Det er også innhentet mer kunnskap ved å kontakte myndigheter, organisasjoner og lokalpersoner (driftspersonell i Hitra vindkraftverk, Hitra kommune, Hitra Utmarksråd og enkelte grunneiere). Videre er også rapport «Mål og retningslinjer for forvaltning av hjorteviltet i Hitra kommune 2025– 2027» brukt.

Hitra Utmarksråd er et rådgivende organ og en samarbeidspartner for kommunen innen naturforvaltning, og har en sentral rolle spesielt innen hjorteviltforvaltningen.

Det ble ikke gjennomført en kartlegging av annet dyreliv i felt. Det er, etter sjekk av eksisterende databaser og samtaler med lokale myndigheter og lokalpersoner, konkludert med at det ikke er noen områder på eller rundt Eldsfjellet som har stort potensiale for å utgjøre et leveområde for en hittil ukjent art av nasjonal forvaltningsinteresse, eller en ukjent forekomst av en viktig jaktbar art.

Generelt om hjorteviltbestanden på Hitra

Bestandene av jaktbare arter er som regel menneskestyrt, som for hjort. På Hitra har det vært en økende bestand av hjort over lang tid. Hitra kommune har av den grunn over lengre tid hatt en målsetting om å redusere den økende bestanden. I de siste årene har det av den grunn vært en nedgang i bestanden, og målet er nå endret til å stabilisere bestanden (Hitra kommune, 2025).

Hjorten på Hitra har over de siste tiårene gått ned i både kroppsstørrelse og vekt. Dette har i stor grad sammenheng med økt bestandstetthet og ressurskonkurranse mellom individene. I tillegg er det tatt ut for mange dyr med stor kroppsstørrelse og for lite av små og svakt utviklede individer. Andre årsaker som er nevnt er beitegrunnlaget i Hitra samt mineralmangel, forsinket brunst og parring på høsten, som igjen medfører forsinkelser i tidspunkt for kalvefødsler (Hitra kommune, 2025).

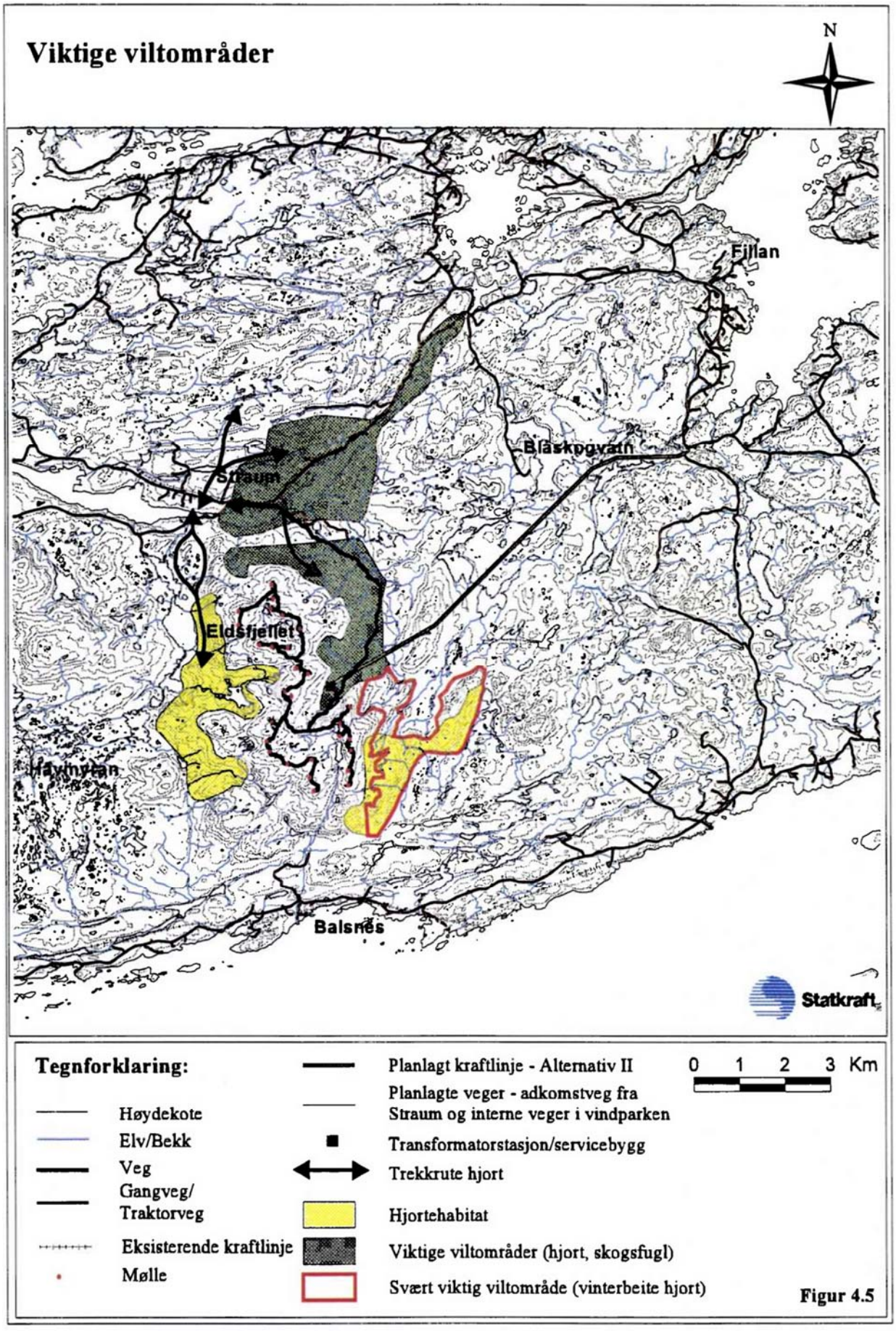
Eksisterende kunnskapsgrunnlag fra tidligere konsekvensutredninger

Annet dyreliv har, i motsetning til flaggermus, vært et aktuelt tema i utredningene til både Hitra 1 og Hitra 2. I begge utredningene er det gjennomført omfattende undersøkelser.

Konsekvensutredning 2000 for Hitra vindkraftverk (Statkraft SF, 2000)
Ved utredning av Hitra 1 i 2000 ble det gjennomført befaring, samtaler med kommunen og lokalkjente personer med kunnskap om fauna, og samlet informasjon fra ulike rapporter. I arbeidet med utredningen ble hjort vurdert som den viktigste viltarten i planområdet. De viktigste hjorteområdene er avgrenset i figur 4-23. Av disse områdene er det sørøstlige området omtalt som et av de beste hjorteområdene i kommunen, fordi det brukes som vinterbeite (kjerneområde) for de fleste kronhjortene fra hele øya. Videre ble også oter kartlagt i planområdet. Oterbestanden på Hitra ble omtalt som en av de største og mest konsentrerte i Norge. Det ble også nevnt at oteren hovedsakelig benytter arealene nær sjøen, men det er kjent at den også går opp i vassdragene i Straumsdalen, det vil si vassdragene nord for planområdet. Yngleområder ble ikke kartlagt i arbeidet. Det ble ikke registrert noen viktige habitater for andre arter innenfor planområdet.

Etterundersøkelser og konsekvensutredning 2010 for utvidelse av Hitra vindkraftverk (Veiberg & Pedersen, 2009)

For Hitra 2 ble det i tillegg til konsekvensutredning også gjennomført etterundersøkelser i forbindelse med Hitra 1. Det ble gjennomført kvantitative registreringer (møkkinvertering i transekt på tvers av Eldsfjellet) for hjort og hare, mens oter ble vurdert på bakgrunn av informasjon fra lokale personer og fagpersoner hos NINA. Møkkregistreringene viste at hjorten i all hovedsak brukte de lavereliggende, skogkledde områdene. Det fantes likevel også flere spor på Eldsfjellet. Den estimerte bestandstettheten av hjort på Eldsfjellet ble beregnet til å være 7,8 og 9,4 dyr/km^2. For desember var estimatet 5,4 dyr/km^2. I utredningen er det nevnt at Eldsfjellet før Hitra 1 var kjent for å være et viktig sommertilholdssted for eldre hanndyr, men at det er registrert mindre nå. Hare ble vurdert til å ha generelt lav bestand på Hitra basert på møkkregistreringene og informasjon i databaser. Det kom ikke inn ny informasjon for oter sammenlignet med kunnskapsgrunnlaget presentert i utredningen for Hitra 1.



Figur 4-23: Kart over viktige viltområder i forbindelse med utredning av Hitra 1 i 2000 (Statkraft SF, 2000).

Eksisterende kunnskapsgrunnlag i databaser

I Artskart etter 2000 er det registrert flere hjorter ved fylkesvei 713. Det er ingen registreringer av annet dyreliv i datasettet arter av nasjonal forvaltningsinteresse innenfor influensområdet.

I rapporten viltet i Hitra kommune (Haugen, 1998) er det nevnt at det beste hjorteterrenget på Hitra blant annet ligger rundt indre deler av Straumfjorden og Straumvassdraget, rundt Eldsfjellet og Barlifjellet. Området ved Barlifjellet og østlige del av Eldsfjellet er omtalt som et svært godt hjortehabitat, som mange større hjort benytter som vinterkvarter. Eldsfjellet nordøst er omtalt som et av de bedre hjorteområdene i kommunen. De avgrensede viltområdene nord og øst for Eldsfjellet i figur 4-23 kommer fra denne rapporten.

Resultater fra samtaler

<u>På Eldsfjellet</u>
At hjort forekommer jevnlig i området bekreftes av at hjortejakt forekommer i planområdet gjennom hele jaktsesongen. Hjortejakta skjer mest på kveldstid når hjorten kommer ut fra skogområdene der den oppholder seg mest iht. (Veiberg & Pedersen, 2009). Videre forteller driftspersonell at de jevnlig ser spor av hjort over hele Eldsfjellet. Eldsfjellet er i dag brukt som et beiteområde, spesielt på vinteren ettersom det er mindre snø der siden området er mer værutsatt (pers. med. Torgeir Sæther). Det oppleves at de større hjortene er mer forsiktige i området i dag (pers. med. Torgeir Sæther). Skyggekast og støy fra vindkraftverkene ble nevnt i samtalen som en mulig årsak.

<u>I influensområdet</u>
Som indikert fra tidligere konsekvensutredninger er skogene rundt Eldsfjellet viktige hjortehabitat. Området sørøst for Eldsfjellet er pekt ut som spesielt viktig. Det samstemmer med dagens situasjon, der det er observert et høyt antall dyr i området mellom Barlifjell til Flatan. Dette er omtalt som et kjerneområde for hjort (pers. med. Hitra Utmarksråd). De resterende områdene er også viktige hjortehabitat i dag (pers. med. Torgeir Sæther). Det er opplevd endringer i deler av hjortehabitatet vest for Eldsfjellet, se figur 4-23. Dette er omtalt som et tidligere godt hjortehabitat, men i dag er det ingen dyr sammenlignet med hvordan det var tidligere (pers. med. Hitra Utmarksråd).

<u>Andre arter</u>
Tidligere konsekvensutredninger for annet dyreliv på Eldsfjellet har oppgitt at harebestanden på Hitra er generelt lav, og at den ikke vil påvirkes av vindkraftverkene. Det er i dag observert en økning i harer på Eldsfjellet (pers. med. Torgeir Sæther). Mulige forklaringer er at vegetasjonsbildet i området har endret seg noe gjennom mer gress (blåtopp) langs internveinettverket, og at det er flere steiner i området. Begge disse faktorene gir flere skjulesteder for haren.

Hitra har en økende bestand av rådyr (Hitra kommune, 2025), men ingen områder på Eldsfjellet eller i skogområdene rundt er vurdert som viktige habitater for rådyr (pers. med. Torgeir Sæther, driftspersonell Hitra vindkraftverk). Dette ettersom planområdet og influensområdet er prega av fjellhei og furuskog, mens rådyret er mer knyttet til kulturlandskapet (Norges Jeger- og Fiskerforbund, 2024). Videre trives ikke rådyr i samme områder som hjorten iht. (Haugen, 1998). Det er bare blitt skutt noen få rådyr ved starten av adkomstveien ved Straum (pers. med. Torgeir Sæther).

4.5 Landskapsøkologiske sammenhenger (grønn infrastruktur)

Landskapsøkologiske sammenhenger er arealer og landskapselementer som er forflytningskorridorer for arter, og som binder sammen viktige arealer for naturmangfoldet. De bidrar dermed til artenes langsiktige overlevelse og opprettholder dermed viktige økologiske funksjoner i landskapet.

En vurdering av landskapsøkologiske sammenhenger kan bedre fange opp effektene av fragmentering enn f.eks. en vurdering av påvirkning på en enkelt naturtypelokalitet.

Kunnskapsgrunnlaget og avgrensning av landskapsøkologiske sammenhenger baserer seg på feltregistreringene for naturtyper, vegetasjon og fugl, tidligere utredninger av Hitra 1 og 2, samtaler med myndigheter, organisasjoner og lokalpersoner iht. annet dyreliv (nevnt under annet dyreliv i kap. 4.4.5), datasettet inngrepsfri natur i Norge, AR5, flyfoto, SatSkog, kartsettet naturskog (v1; inkluderer kartlagene skog etablert før 1941, naturskogsannsynlighet og naturskognærhet) og datasettet arter av nasjonal forvaltningsinteresse. Datasettet arter funksjonsområder dekker ikke Hitra, som følge av at viltkartet i kommunen ikke er digitalisert. Viltkartet ble oversendt av kommunen til utreder. Det er ingen registreringer av annet dyreliv på Hitra i databasen sensitive artsdata.

4.5.1 Registreringer

Kjerneområder (intakte naturområder)

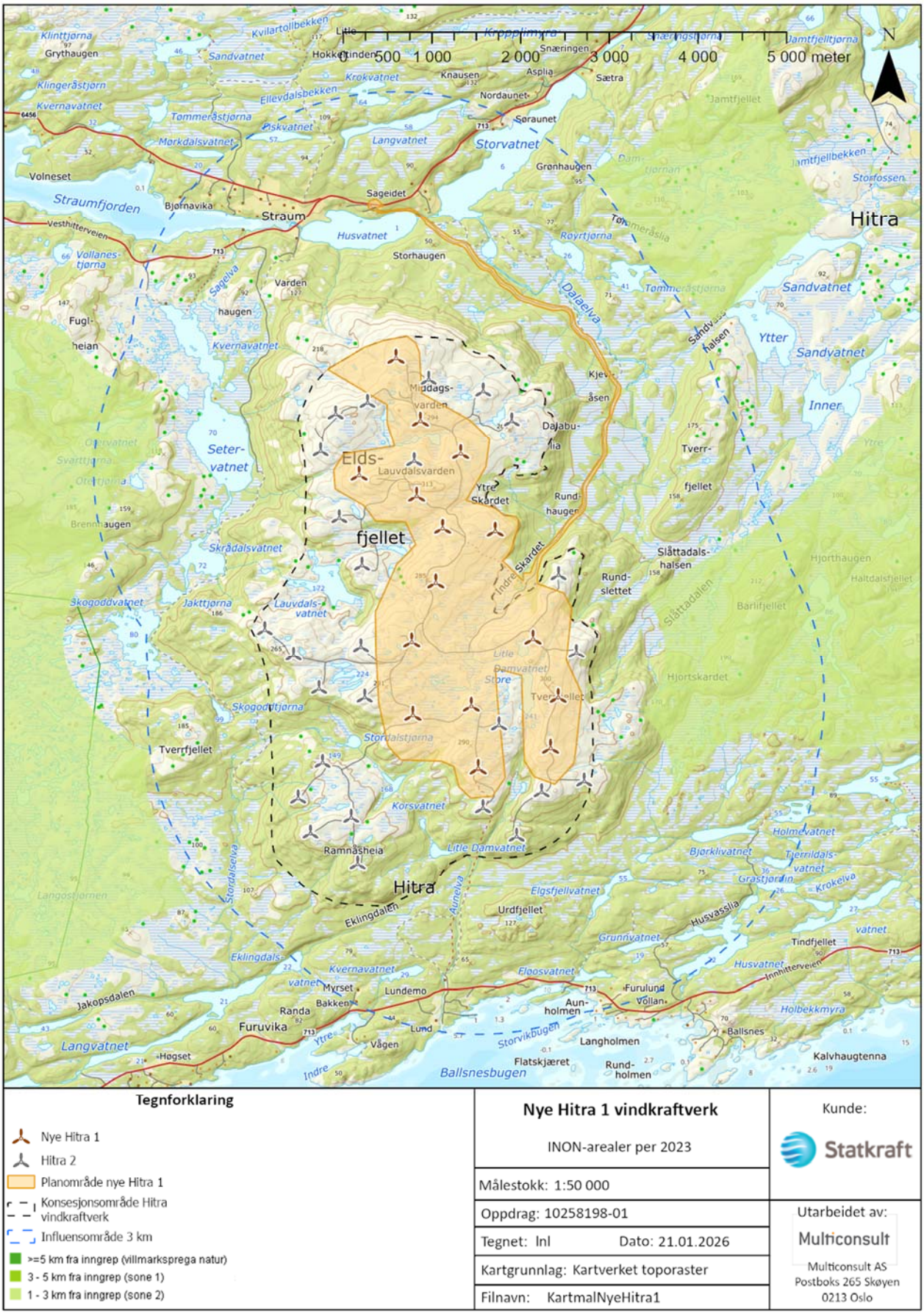
Kjerneområder er viktige økologiske funksjonsområder for arter med kvaliteter og ressurser til å levedyktige bestander (Framstad, Bryn, Dramstad, & Sverdrup-Thygeson, 2018).

Rundt Eldsfjellet, basert på datasettene SatSkog og Naturskog, er det store arealer med eldre furuskog i mosaikk med myr. Særlig verdifulle skogsområder for naturmangfold er knyttet til blant annet gammelskog (Framstad, Bryn, Dramstad, & Sverdrup-Thygeson, 2018). Området øst og vest for Eldsfjellet opplever liten form for kanteffekter ettersom de inngår i arealer for inngrepsfri natur i Norge (sone 2), se figur 4-25. I vest ligger også Havmyran naturreservat, et større myrområde med rik fuglefauna, som også har fått status som Ramsarområde, se figur 4-24.

Arealene i øst og vest har verdi som leve-/beiteområder for hjort. I områdene er det også registrert vegetasjon (eks. gubbeskjegg (NT)) knyttet til eldre skoger iht. datasettet arter av nasjonal forvaltningsinteresse. Det er også naturlig at områdene utgjør leveområder for diverse fuglearter knyttet til habitatene skog og våtmark (eks. granmeis (VU)).



Figur 4-24: Utsikten mot vest og Havmyran naturreservat.



Figur 4-25: Kart over INON-områder rundt Eldsfjellet. INON-arealene er områder i sone 2 (1 - 3 km fra tyngre tekniske inngrep).

Tett nettverk av mindre kjerneområder/delområder

Myrene på Eldsfjellet

I henhold til utredningsprogrammet til NVE skal myrområder på Eldsfjellet vurderes for verdi, påvirkning og konsekvens under landskapsøkologiske sammenhenger, se kap. 1.4.

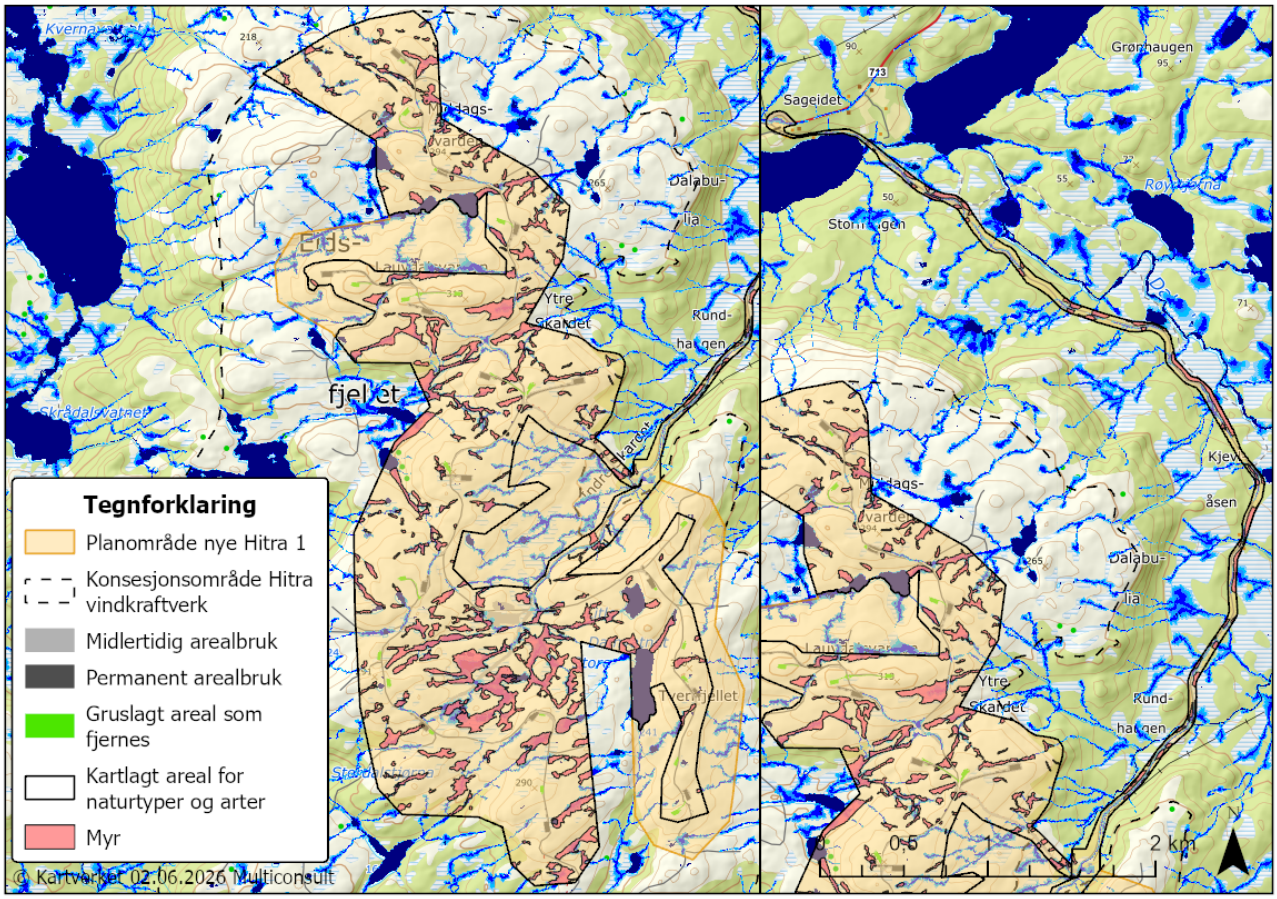
Oppe på Eldsfjellet og langs adkomstveien er det et flertall myrer. Med unntak av noen få som enten ble kartlagt som nedbørsmyr eller rik åpen jordvannsmyr, er de fleste myrene innenfor kategorien åpen fattig jordvannsmyr som vist i figur 4-26. Et flertall av disse er flate myrer dominert av arten rome, men med innslag av andre arter (beskrevet i kap. 4.4.2). Åpen fattig jordvannsmyr inngår ikke i utvalgskartleggingen etter M-2209. Alle myrer over 250 m^2 ble kartlagt med hjelp av arealressurskart (AR5), flyfoto og befaring, iht. utredningsprogrammet.



Figur 4-26: En typisk åpen fattig jordvannsmyr dominert av arten rome på Eldsfjellet.

Det ble kartlagt totalt 274 myrer i området, se figur 4-27. Størrelsen på myrene varierer fra 77 m^2 til 77.209 m^2, men alle myrene utgjør til sammen et stort sammenhengende myrkompleks, da vannsig, bekker og fuktdrag mellom myrene binder de sammen (se figur 4-27). De mindre myrene er som regel myrer som grenser til prosjektgrensen og dermed viser ikke arealet myrens faktiske størrelse. Myr gir som økosystem flere økosystemtjenester, som er omtalt nærmere under kap. 4.8.

Myrene utgjør et nettverk av mindre leveområder for «vanlige arter» innen vegetasjon, men nettverket er også viktige for andre artsgrupper som insekter og fugler.



Figur 4-27: Kartlagte myrer i planområdet (gjennom AR5, flyfoto og befaring) vist sammen med markfuktighetskartet der mørkeblå betyr vann og jo lysere det blir jo mer mindre sannsynlighet for økt fuktighetsforhold i marka.

Sammenhenger eller forflytningskorridorer

Sammenhenger/forflytningskorridorer er arealer som ikke er store nok eller robuste nok til å egne seg som varige leveområder, men som kan være egnet til kortere opphold og forflytning (Framstad, Bryn, Dramstad, & Sverdrup-Thygeson, 2018).

<u>På Eldsfjellet</u>

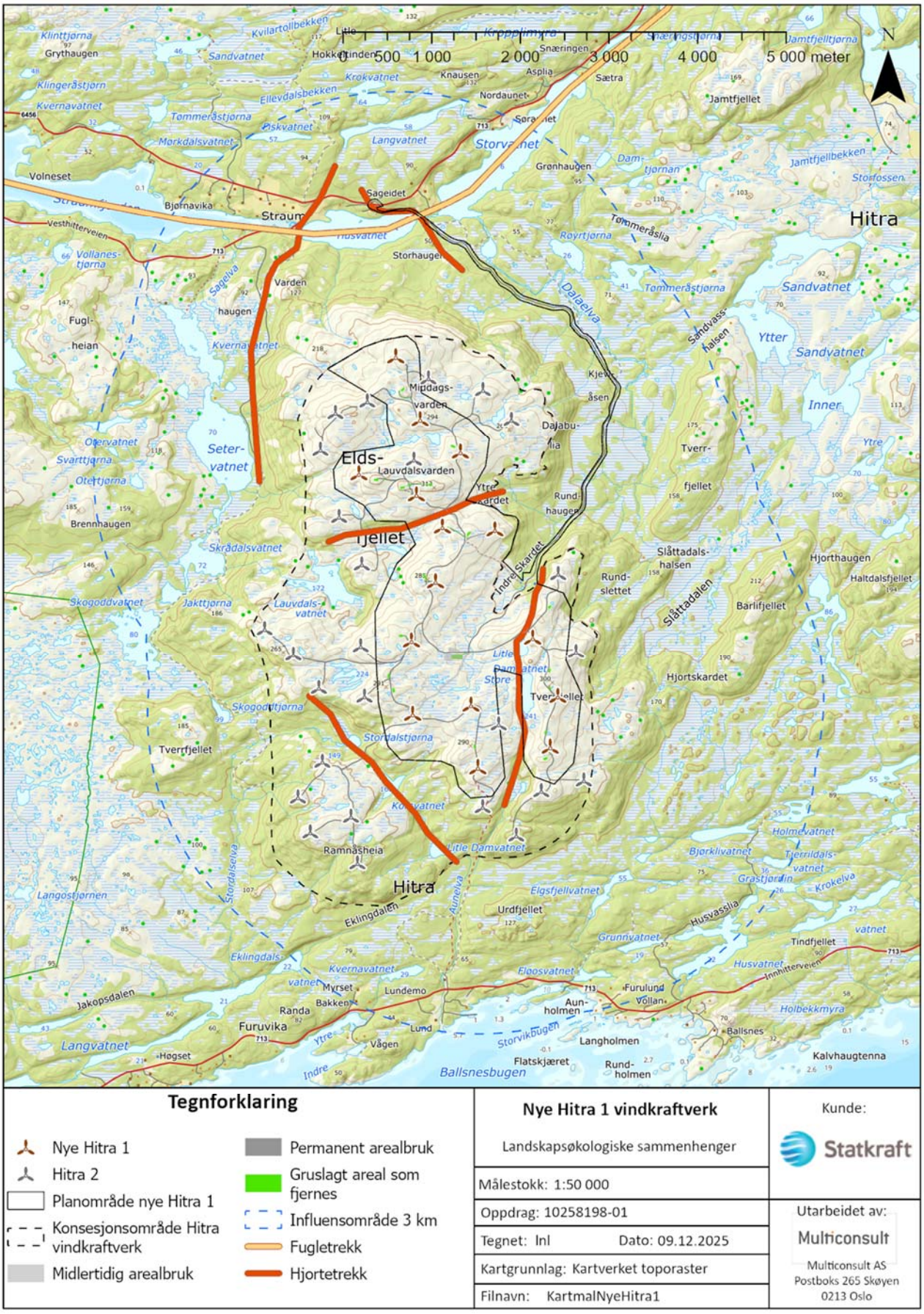
Det er blitt observert at hjort trekker over Eldsfjellet mellom Ytre Skardet i øst, over krysset sør for Lauvdalsvarden og Lauvdalsvatnet i vest (pers. med. driftspersonell Hitra 1 og Hitra 2), se figur 4-28. Det er også nevnt av andre som har observert trekk forbi Lauvdalsvatnet (pers. med. Torgeir Sæther). Observasjonen samstemmer med habitatpreferansene til hjort. I det nevnte området strekker skogen seg, der hjorten oppholder seg mest, tilnærmet helt inn til internveinettverket. Strekket ligger i en forsenkning og er i tillegg kortest vei mellom to viktige hjortvilthabitat på hver side av Eldsfjellet avgrenset i 2000, se figur 4-23. Et annet hjortetrekk nevnt på Eldsfjellet er forbi Korsvatnet i sørvest i planområdet til Hitra 2. Trekket ligger i en skogkledd dal som også samstemmer med habitatpreferansene til hjorten. Det er i tillegg et tredje trekk i sørøst fra Indre Skardet i nord til Litle Damvatnet i sør. Trekkruten gikk før der hvor transformatorstasjonen står i dag. I følge samtale med grunneieren har trekket flyttet seg noe høyere opp i terrenget (pers. med. Ella Karin Strøm, driftspersonell Hitra 1 og Hitra 2).

<u>I influensområdet</u>

Nordlige deler av Hitra er avskåret fra de sørlige områdene av flere vann, blant annet Straumfjorden, Husvatnet og Storvatnet. Naturlige korridorer for mobile arter i influensområdet er i nord, øst og vest

for Husvatnet der det er to mindre strekk med bekker. Det er understøttet ved at det er flere registreringer av hjort langs fylkesvei 713. Det kan også skyldes at det er de arealene som ligger nærmest befolkningen. Strekkene er også omtalt som trekk i konsekvensutredningen fra 2000, se figur 4-23 og i (Haugen, 1998). Hjortetrekkene foregår ennå den dagen i dag (pers. med. Torgeir Sæther).

I nord utgjør vannene Straumfjorden, Husvatnet og Storvatnet en naturlig korridor for fugletrekk fra den nordvestlige delen til den nordøstlige delen av Hitra. Det er fordi korridoren består av en dal med flere vann med kort distanse mellom hverandre. Arter observert i området er blant annet fiskemåke (sårbar (VU)), gråmåke (VU) og rødstilk (nær trua (NT)). Korridoren fortsetter utenfor influensområdet.



Figur 4-28: Oversikt over trekkveier i planområdet og i influensområdet. Avgrensningene er omtrentlige, og de mobile artene vil trekke i en noe bredere korridor enn det som er avgrenset.

4.6 Geologisk mangfold

Geologisk mangfold er iht. naturmangfoldloven fra 2009 en integrert del av naturmangfoldbegrepet.

Kunnskapsgrunnlaget for geologisk mangfold er basert hovedsakelig på NGUs kartløsninger geologisk arv, løsmasser og berggrunn samt Kartverkets skyggerelieff. Kartløsningene over mineralressurser og grus og pukk til NGU og NGUs wms over kalkinnhold i berggrunn og ultramafiske bergarter er også brukt. For landformer spesifikt er også wms over landformer brukt.

4.6.1 Registreringer av geologisk arv

Geosteder (også kalt geologisk arv) er avgrensede områder med særlig verdi for vitenskap, undervisning og opplevelser. På sikt skal Norges geologiske undersøkelse (NGU) som faglig ansvarlig akkumulere alle data om geosteder og vise polygoner med verdi på sine karttjenester. Dette arbeidet pågår, men er ikke ferdigstilt: innlagte geosteder mangler i stor grad verdisetting, og graden av innlegging avhenger av sted og geologisk tema.

I tillegg til NGUs karttjeneste for geologisk arv, anbefaler NGU en viss utsjekk basert på andre kartgrunnlag. Følgende kan sies om planområdet og potensialet for geosteder der:

- Det er ingen kjente registrerte geosteder i planområdet iht. NGUs kart over geologisk arv. Nærmeste registreringer er to registreringer i sør ved strandsonen sør for fylkesveien 713, drøyt 2 km fra planområdet. Geostedene viser en overgang mellom en gammel landskapsoverflate fra devontiden (rundt 420 millioner år gammel) og sedimentære bergarter som ble avsatt oppå denne, og spor etter en gammel dalbunn. Neste geosted er 7 km nord for planområdet ved Melandsgruvan.
- Det er ikke registrert noen ultramafiske bergarter på Hitra iht. NGUs kart over ultramafiske bergarter. Slike bergarter har høyere sannsynlighet for geologisk arv.
- Utredningsområdet er hovedsakelig kalkfattig iht. NGUs kartløsning over kalkinnhold i berggrunnen. Deler av adkomstveien går gjennom svært kalkfattige områder. Flere rødlista landformer og geosteder er knyttet til eks. karstområder/mye kalk i berggrunnen. Det antas med grunnlag i kartlaget at ingen slike forekommer i planområdet.
- Berggrunnen i planområdet består hovedsakelig av dioritt og diorittisk gneis iht. NGUs kartløsning over berggrunn. Deler av adkomstveien går over et område med granitt. Dette er dypbergarter fra den kaledonske fjellkjedefoldingen for ca. 400 millioner år siden. Det er ikke registrert bergarten eklogitt på Hitra. Den har på grunn av sin internasjonale sjeldenhet stor sannsynlighet for å inneholde geologisk arv.
- Det er ikke registrert forekomster eller prospekter av industrimineraler, naturstein eller metaller i eller nær planområdet iht. NGUs kartløsning over mineralressurser. Den nærmeste ligger ved Hatlevik rett nord for fylkesvei 713, knapt 2 km fra planområdet. Det er én registrering av jernmetaller. Registrerte gruver/skjerp/steinbrudd kan ha sannsynlighet for geologisk arv, særlig de historiske i form av tilrettelegging/turmål av ulik grad.
- Planområdet og nærområdet har få bergartstyper (to) og noe til lav terrenguro (mål på "ruhet" i terrengoverflaten, et mål som rangerer området fra flatt/jevnt til svært ujevnt/blokkete). Områder med høy diversitet (mange bergartstyper) kombinert med høy terrenguro har høyere sannsynlighet for særlige geologisk mangfold verdier.
- Det ble i forbindelse med Hitra 2 ikke registrert noen spesielle berggrunnsgeologiske eller kvartærgeologiske verdier.

Det konkluderes med at planområdet er «uten betydning for KU» med tanke på geologisk arv, og det avgrenses og verdsettes dermed ikke delområder for geologisk arv.

4.6.2 Registreringer av geotoper

En geotop er et avgrenset område med en bestemt geologisk sammensetning, som kan være hvor som helst på skalaen fra vanlig til sjelden. Alle arealer inngår dermed i en geotop. Det er per i dag kun geotoper som er rødlista landformer som gir grunnlag for verdivurdering iht. M-1941. Av Norges 85 landformer er 27 rødlista iht. rødliste for naturtyper 2018 (Erikstad, Husteli, Dahl, & Heldal, 2018).

I datasettet landformer er fem prioriterte landformer kartlagt av NGU på oppdrag fra Miljødirektoratet i flere kommuner ved hjelp av LIDAR-data. Hitra kommune er kartlagt for fossile delta, jordpyramider, leirraviner og leirskredgroper. Vurderingene for disse landformene er basert på dette datasettet.

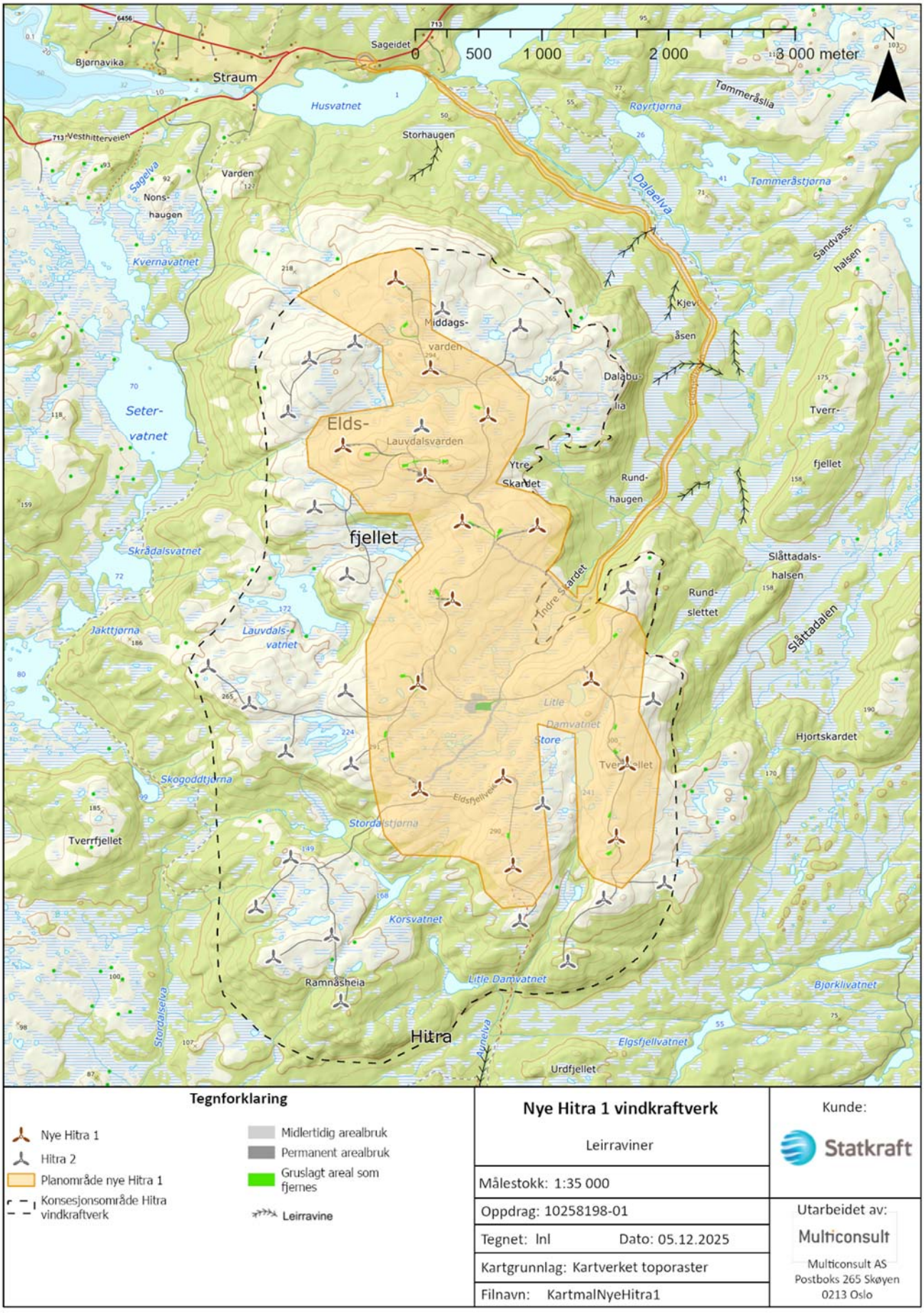
Berggrunnen i planområdet og langs adkomstveien består som nevnt av hovedsakelig dioritt og noe granitt. Av løsmasser er torv og myr spredt over Eldsfjellet og store deler av adkomstveien iht. NGUs kart over løsmasser. I tillegg er det noen små arealer langs adkomstveien bestående av tynn og tykk morene, tynn hav-, fjord- og strandavsetning, marine avsetninger og elve- og bekkeavsetning. Elve- og bekkeavsetningen er nede ved Olderøra.

Basert på NGUs kartløsninger over berggrunn, løsmasser, kalkinnhold, landformer sammen med Kartverkets skyggrelieff anses de fleste rødlista landformer som ikke til stede ut ifra at området:

- Er kalkfattig. Området inneholder ikke kalkrike bergarter som noen rødlista landformer er knyttet til.
- Ikke inneholder isbreer. Syv ulike breformer utgjør rødlista landformer.
- Ikke inneholder arealer med flomavsetning, vindavsetning, meandrerende elver og bare inneholder et lite areal med elve- og bekkeavsetninger. Flere av de rødlista landformene er knyttet til slike løsmasser.
- Ikke er rett ved kysten. En landform er knyttet til slike områder.
- Ikke inneholder 3 av de 4 landformene kartlagt av NGU i Hitra kommune.

Av de resterende rødlista landformene er det bare leirraviner (VU) som er påvist. Adkomstveien og dermed planområdet krysser to leirraviner. I tillegg er det flere leirraviner i nærheten av adkomstveien, se figur 4-29.

Leirraviner er iht. til Natur i Norge «*en relativt liten, skarpt utformet V-formet dal i finkornede (leir og silt) løsmasser som er dannet ved at rennende vann i en permanent eller temporær bekk eroderer i leiren*» (Miljødirektoratet, 2023a).



Figur 4-29: Leirraviner kartlagt av NGU. To leirraviner krysser den eksisterende atkomstveien.

4.6.3 Andre geologiske forhold

Det er ikke kjent eller registrert andre særskilte geologiske forhold innenfor planområdet.

4.7 Fremmede arter

Fremmede organismer er jf. definisjon i naturmangfoldloven (§ 3 bokstav e) «*organismer som ikke hører til noen art eller bestand som forekommer naturlig på stedet*». Fremmede arter kan medføre økologisk risiko ved at de fortrenger stedegent naturmangfold. Flere aktiviteter forbundet med utbygging (eks. massehåndtering, graving, transport og skog- og vegetasjonsrydding) kan medføre spredning av fremmede skadelige arter. Naturmangfoldloven og forskrift om fremmede organismer stiller krav til at utbygger gjennomfører nødvendige tiltak for å unngå spredning av fremmede organismer.

Innhenting av kunnskap om fremmede arter er gjort i forbindelse med øvrig befaring/kartlegging. Det er rettet særlig oppmerksomhet mot arter/slekter som har spesielt stor spredningsrisiko og potensiale for å påvirke det biologiske mangfoldet negativt ved feil massehåndtering. Informasjon om arter som utgjør en biologisk risiko bygger på gjeldende forskrift (forskrift om fremmede organismer §§ 5 og 9) og siste utgave av fremmedartslista (Artsdatabanken , 2023).

4.7.1 Registreringer

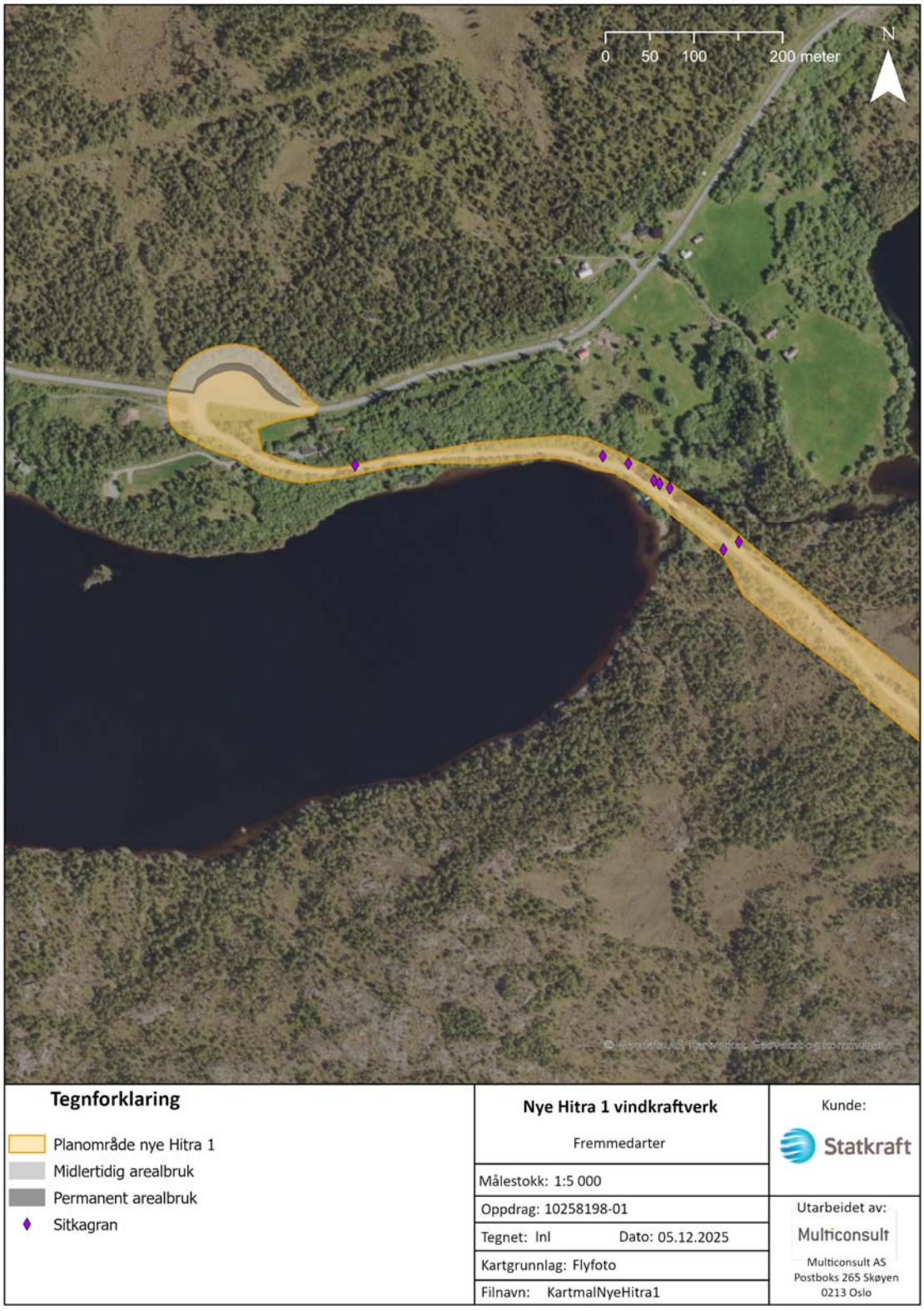
Langs adkomstveien opp til Eldsfjellet er det registrert flere individer av sitkagran (SE – svært høy risiko) i veikanten, se figur 4-30 og figur 4-31. Oppe på Eldsfjellet ble det ikke funnet noen fremmede arter. Da det på Hitra forekommer fremmede furuarter, som bergfuru er det en risiko for at små individer av eks. denne arten ble oversett langs adkomstveien, da små individer kan være svært lik stedegen furu.



Figur 4-30: Sitkagran (SE - Svært høy risiko) i grøften langs nedre del av adkomstveien.

Sitkagran er en art som spres med frø, som igjen blir spredt videre med vinden. Anbefalt tiltak mot arten er å hogge ned forekomstene så langt ned på stammen som mulig.

Det bør lages en forenkla tiltaksplan med tanke på sitkagranforekomstene i forbindelse med detaljplanen, det anbefales å gjøre en detaljert kartlegging for fremmede furuarter i de få stedene der adkomstveien skal utvides. I tiltaksplanen må også tiltak for å hindre spredning av fremmedarter fra andre steder til adkomstveien og Eldsfjellet beskrives.



Figur 4-31: Fremmedarten sitkagran (svært høy risiko – SE) langs adkomstveien.

4.8 Naturmangfoldets økosystemtjenester

Økosystemtjenester er økosystemenes direkte og indirekte bidrag til menneskelig velferd. Begrepet omfatter både fysiske og ikke-fysiske tjenester vi får fra naturen.

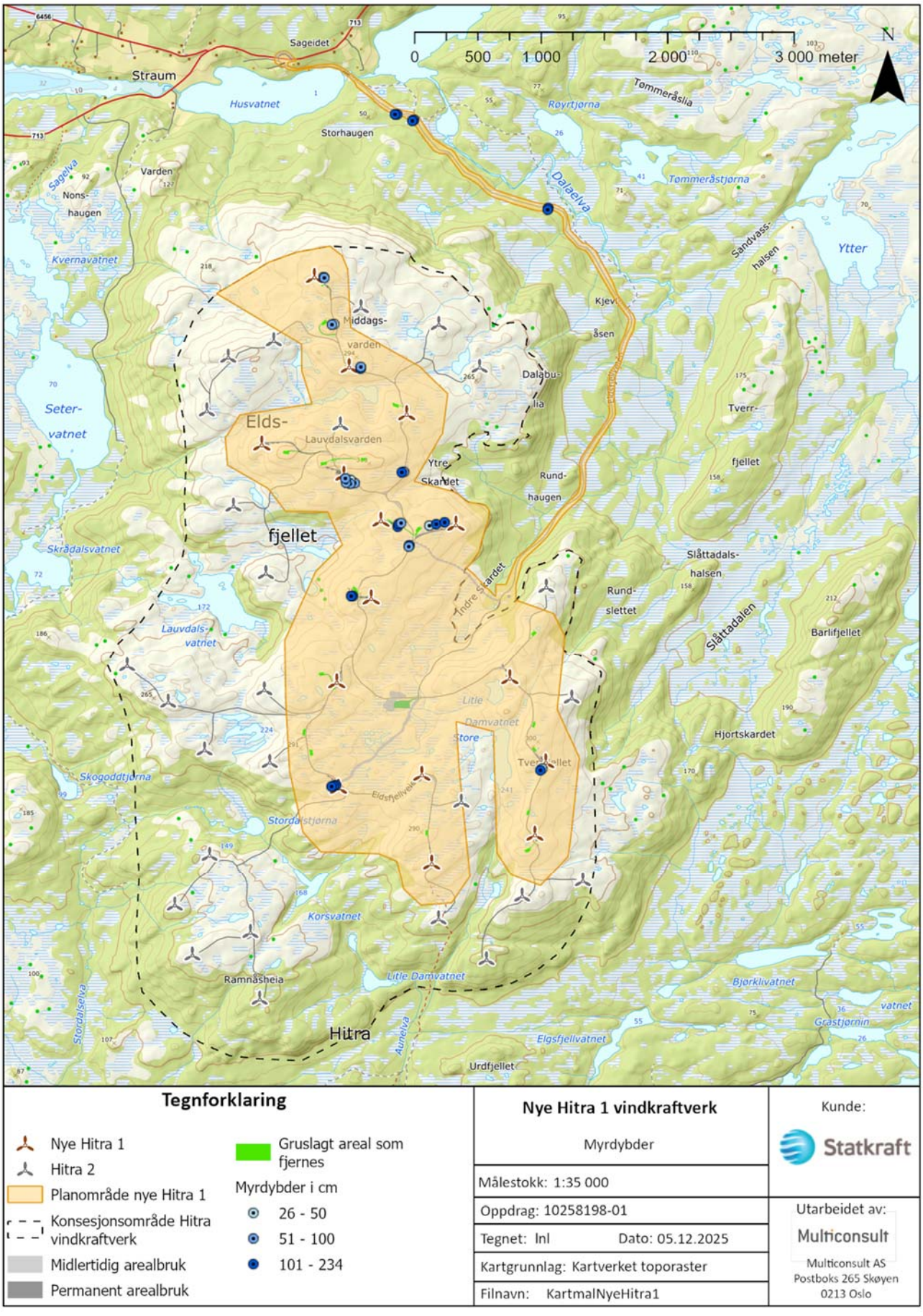
Økosystemtjenester skal iht. M-1941 ikke verdisettes i seg selv, de er i stor grad inkludert i andre verdisatte tema. Om områder som bidrar med økosystemtjenester berøres, kan de imidlertid tillegges vekt ved rangering av alternativer.

Hvilke økosystemtjenester naturmangfoldet i influensområdet gir, er basert på en skjønnsmessig vurdering av funksjonene til de naturtypene, artene og øvrige forholdene som er til stede. Kunnskap om forhold av betydning for økosystemtjenester er framkommet gjennom innsamling av kunnskap i forbindelse med andre registreringskategorier.

4.8.1 Beskrivelse

Klimaregulering

Som beskrevet under kapittel 4.2.5 er det et flertall myrer over Eldsfjellet, som ikke ble kartlagt som en naturtype. Myr, som økosystem, leverer mange økosystemtjenester, deriblant karbonlagring. Myr er den økosystemtypen med størst mengde karbon per arealenhet, omtrent tre ganger større en skog og jordbruksareal. Det er variasjon innenfor myrene iht. karbonlagring. Karbonlagring varierer mellom myrene som følge av variasjon i torvtetthet, dybde og areal. (Kyrkjeeide, Bartlett, Rusch, Sandvik, & Nordén, 2020). Dybdemålingene gjennomført for myrene berørt av tiltaket (se figur 4-32) gir en indikasjon på hvilke av myrene som er mest verdifull. Jo dypere, jo mer potensial for å utgjøre et stort karbonlager. Myrene som blir berørt av tiltaket er alle overveiende under 2 meter dype, med noen unntak der dybden er mellom 2 og 3 meter. Detaljerte beskrivelser av antatt klimagassutslipp grunnet arealinngrep i myr omtales i Multiconsult-rapporten *Konsekvensutredning klimagassutslipp*, 10258198-01-RIM-RAP-004.



Figur 4-32: Oversikt over myrdybder i myrer som blir berørt av tiltaket.

Avrenning til vann- og vassdrag

Myr fungerer også som flomdempere, ettersom de kan fungere som store vannmagasin. For mer informasjon om flom og overvann i området henvises det til Multiconsult rapport 10258198-01-RIVass-RAP-001.

Vannrensing og avfallsbehandling

All drenerende masse, og særlig det øverste jordlaget, har en viktig rensefunksjon gjennom filtrering, fjerning av organiske avfallsstoffer og håndtering av ulike giftstoffer. Det er noe som gjelder myrer og annen våtmark spesielt. (Aziz & Van Cappelen, 2021) gir indikasjoner på at filtreringsevnen er best i åpen sumpmark fulgt av nedbørsmyr og myr-/sumpskog og til slutt åpne jordvannsmyrer. Forurensningsfaren forbundet med vindkraftverk i drift er av en begrenset karakter (NVE, Forurensning, 2025) og dermed vil denne økosystemtjenesten ikke være den med størst gevinst på Eldsfjellet. Det kan likevel oppstå utslipp i forbindelse med anleggsfasen. Faren beskrives nærmere i Multiconsult-rapporten *Konsekvensutredning vannmiljø og forurensning*, 10258198-01-RIM-RAP-003.

Hjortevilt

Eldsfjellet er også et område for hjortejakt. En forsynende tjeneste som hjorteviltet i området gir, er kilde til mat (kjøtt) og skinn eller gevir/trofe. Hjortejakt er også en form for rekreasjon og området gir dermed også noen kulturelle tjenester, selv om den er redusert noe gjennom vindkraftverket.

Andre økosystemtjenester

Andre tjenester som er relevante er tjenester knyttet til opplevelse, som f.eks. er knyttet til friluftsliv. Dette temaet er omtalt i Multiconsult-rapporten *Konsekvensutredning friluftsliv*, 10258198-01-RIM-RAP-001.

5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder

5.1 Generelt om påvirkning fra vindkraftverk på naturmangfold

Innledningsvis i dette kapitlet omtaler vi kort effektene av vindturbiner og vindkraftverkets infrastruktur på naturmangfold og hvordan de evt. er relevant i forbindelse med det nye Hitra 1. Konsekvensvurderingene av hvert delområde er nærmere begrunnet ut fra disse generelle vurderingene.

Naturtyper og vegetasjon

Påvirkning på arter av vegetasjon samfaller ofte med påvirkning på naturtyper som følge av at naturtyper utgjør leveområder for vegetasjon og at de begge som regel er utsatt for de samme påvirkningsfaktorene.

Et vindkraftverk medfører fragmentering gjennom internveinettverket og areabeslag gjennom vindkraftverkets infrastruktur og medfølgende nettilknytning. Det meste av arealbeslaget er permanent, ettersom arealet vil bli tatt i bruk gjennom hele konsesjonens varighet, men noen arealer beslaglegges kun midlertidig, f.eks. snu- og møteplasser. De skal etter bygging istandsettes, men om istandsettingen tilbakefører arealene til opprinnelig natur, er avhenger av flere faktorer og suksessraten er usikker (NVE, 2025). Artsmangfoldet i grøftekantene til internveinettverket i Hitra 1 og Hitra 2 skiller seg ennå delvis ut fra resterende artsmangfold i planområdet og det er variasjon internt i anleggene. Dermed kan midlertidig arealbeslag ofte anses som permanent arealbeslag, avhengig av hvilken naturtype som påvirkes og hvordan tiltakene gjennomføres.

Tilbakeføring til lynghei anses som mindre krevende enn tilbakeføring til myr (med tanke på hvilke inngrep som er gjort her, blant annet masseutskifting av myr, kan myr kan i mange tilfeller ikke tilbakeføres). Arealbeslaget i våtmarkssystem kan også medføre at resten av våtmarkssystemet blir påvirket gjennom hydrologiske effekter. Dette vil som oftest være tilfellet dersom vannveier blir blokkert. Vannveiene blir i prosjektering av vindkraftverk som regel hensyntatt med hjelp av stikkrenner. Selv om vassdragskrysninger og stikkrenner dimensjoneres godt for å opprettholde naturlig vanntransport best mulig, vil veiene kunne føre til lokale endringer i hydrologien noen meter opp- og nedstrøms veikroppen i form av en begrenset drenerende eller oppdemmende effekt. Når turbiner er plassert i bakkemyrer som ligger i hellende terreng, vil myrene ikke kunne hensyntas. Andre type myrer kan også påvirkes, men det må vurderes i hvert enkelttilfelle.

Internveinettverket medfører også fragmentering. Vindkraftverk blir som oftest bygget i større sammenhengende områder fri for eksisterende inngrep. Internveinettverket fører til at områdene blir delt i mindre deler. Områdene mister sine sammenhenger og noen ganger sine økologiske funksjoner. Videre er størrelse ofte et kvalitetselement hos naturtyper. Fragmenteringen reduserer dermed også kvaliteten på gjenværende, ikke nedbygde arealer selv om arealbeslaget totalt i området er liten. I dette tilfellet er store deler av Eldsfjellet allerede betydelig fragmentert gjennom vindkraftverkene Hitra 1 og Hitra 2.

Andre mindre påvirkninger naturtyper og vegetasjon kan bli påvirket av, er slitasje, kjørespor og fremmede arter. Slitasje fra den alminnelige befolkningen vil være konsentrert på adkomstveien og internveinettverket. Da det gjennomføres hjortejakt i området vil jegere kunne medføre noe slitasje i området, både i form av ferdsel til fots eller med firehjuling. Det er eksempelvis sport etter firehjuling utfra adkomstvegen (ved Dalaelva) som kan skyldes jakt.

Det vil være viktig å planlegge kjøring i detaljplanleggingen i forbindelse med utstikkerne fra internveinettverket til de nye turbinene, dette for å unngå nye kjørespor utenfor områder som ikke blir berørt av utlegget. I forbindelse med utarbeidelsen av detaljplanen vil det også være viktig å inkludere

en forenklet tiltaksplan for fremmede arter så ingen nye spres til øvre del av adkomstveien og planområdet. Det er i dag observert bare fremmede arter i starten av adkomstveien.

Fugl

NVE (NVE, Fugl, 2025) oppsummerer at fugler kan påvirkes av vindkraftverk gjennom tap og endring av leveområder, barriere- og fortrengningseffekter, og kollisjoner med vindturbinene/andre anleggsdeler.

En relativt ny oppsummering (Serratosa, 2024) av registrert dødelighet for 45 ulike arter av fugl som trekker mellom Afrika og Eurasia, fant at dødelighet i et flertall av tilfellene skyldtes menneskeskapte forhold. Menneskeskapt dødelighet skyldtes primært elektrokusjon (40,5 %), illegal jakt (21,7 %) og forgiftning (16,2 %). Samlet dødelighet fra energirelatert infrastruktur (elektrokusjon, kollisjon med kraftledninger og med vindkraftverk) utgjorde 49 % av all menneskeskapt dødelighet.

Rydell m.fl. (Rydell J. O., 2017) oppsummerer at vindkraftverk kan medføre dødsfall av alle arter av fugl og kan ha en populasjonsvirkning på noen arter. Disse artene er karakterisert av lavt reproduksjonspotensial slik at de vanskelig kan kompensere for økt dødelighet. I gjennomsnitt dør det 5 til 10 fugler per vindturbin per år, men variasjonen er stor avhengig av plassering, og størst i våte miljøer. Større turbiner gir økt dødelighet per turbin, men mindre per installert MW og produsert strøm. Repowering av eldre anlegg til større og færre turbiner gir dermed lavere total dødelighet av fugl. De fleste drepte fuglene i vindkraftverk er vanlige småfugler/spurvefugler. Rovfugler, måker og hønsefugl er også særlig utsatt, mens svaner, gjess og traner er lite utsatt. Relativt få fugler blir drept under trekk, dødeligheten er generelt større for fugl som holder til i et område i lengre tid (hekke-, raste- og overvintringsområder). Undersøkelser i USA og Canada fant ikke effekter på bestandsnivå, mens man i Nord-Tyskland, med stor tetthet av vindkraftverk, ser effekter på bestandene av glente og musvåk, trolig også av havørn. For unnvikelse og redusert arealbruk er det store variasjoner mellom arter, områder og landskapstyper. Generelt ser unnvikelsen ut til å være minst under hekking, og når den forekommer være begrenset til noen hundre meter. Vadere har størst unnvikelse i hekketid.

Når det gjelder hubro så viser undersøkelser i Midt-Norge (Husby, 2022) en (økt) unnvikelse fra reirplass 4–5 km fra vindkraftverk under og like etter montasje, og peker på mulige årsaker som forstyrrelser, kollisjon eller redusert tilgang på byttedyr. Det er igangsatt et prosjekt med gps-merking av hubro i Rogaland/Agder (B. Oddane, pers. med.), og plottene derfra vil etter hvert kunne gi detaljert kunnskap om i hvilken grad hubroen unnviker vindkraftverk og andre installasjoner.

<u>Tap og endring av leveområder Nye Hitra 1 vindkraftverk</u>

Det samlete fotavtrykket av Nye Hitra 1 er iht. utredningsløsningen omkring 145 dekar (1,8 % av planområdet), hvor ca. 68 dekar er tidligere ikke berørt terreng, og det øvrige er tilbakeførte arealer fra tidligere byggetrinn eller åpne grusarealer i dagens Hitra 1 vindkraftverk. Også nærområder til nye veier og andre anleggsdeler må forventes å få en redusert bruk, avtakende med avstand og varierende med de ulike artenes toleranse for forstyrrelser. Denne effekten på nærområdene vil være stor i anleggsfasen og mindre i driftsfasen som følge av graden av trafikk/menneskelige forstyrrelser.

Det er bokstavelig talt nærliggende å dra inn en sammenligning med Frøya vindkraftverk på naboøya i nord. Dette anlegget har svært kort/ingen atkomstvei slik at tilgangen til området fra P-plass er god for gående og syklende, og det er også gjort tilretteleggingstiltak som gapahuk og turposter. Området var før utbyggingen lite brukt pga. et tunggått terreng med mye tuer, høyvokst grasmyr og røsslyng mv., men har etter utbyggingen blitt et populært turområde langs det etablerte veinettet. Hyppig menneskelig forstyrrelse, også med hunder som ikke nødvendigvis alltid er i bånd i båndtvangstida, har gitt en forsterkende forstyrrelseseffekt av utbyggingen (NN, pers. med.). Med økt forstyrrelse følger økt eksponering av hekkende fugl, og økt predasjon på egg og unger. Hitra vindkraftverk har til sammenligning en lang atkomstvei stengt med bom, er uten tilretteleggingstiltak og er relativt lite

besøkt. Dette gjør bl.a. at det fortsatt er en brukbar tetthet av forventete fjellarter som heilo, heipiplerke og steinskvett imellom vindturbinene.

Barriere- og unnvikelseseffekter Nye Hitra 1 vindkraftverk

Det er ikke noe i kunnskapsgrunnlaget som tilsier at det går markerte sesongtrekk eller næringstrekk av fugl over Eldsfjellet/Hitra vindkraftverk. Området har topografisk preg av å være ei «øy» med fjellhei i et lavereliggende skog- og myrlandskap. For lokale næringstrekk vil det for mange arter av fugl være rasjonelt å unngå den ekstra energikostnaden ved å fly opp og over Eldsfjellet. Et mulig unntak vil være for rovfugl som søker oppdriftsvinder, som normalt oppstår av solvarme i sørvendte fjellsider eller av vind som presses opp og over en høyde. Nye Hitra 1 må forventes å medføre en viss unnvikelseseffekt, men denne vurderes å bli relativt liten sammenlignet med nullalternativet. Dette skyldes at turbinene i Hitra 2 vindkraftverk står lengre ut mot fjellsidene i tilnærmet alle retninger, og disse vil være den primære årsak til barriere- og unnvikelseseffekter for det samlete Hitra vindkraftverk.

Kollisjonstap Nye Hitra 1 vindkraftverk

Fugl kan kollidere både med de roterende turbinbladene og med selve turbintårnet. I nullalternativet består Hitra vindkraftverk av 26 turbiner (Hitra 2) med et samlet «fangstareal» på ca. 280 dekar fra de roterende turbinbladene, og 2,3 km med tårn. Nye Hitra 1 vil øke fangstarealet med ca. 361 dekar fra roterende turbinblader, og 2,0 km med tårn. Dagens Hitra 1 representerer 127 dekar roterende turbinblader og 1,7 km tårn. Sammenlignet med dagens situasjon øker Nye Hitra 1 fangstarealet med ca. 234 dekar fra turbinbladene og 0,3 km med tårn, men det blir minst 9 færre tårn.

NINA (Bevanger, 2010) beregnet en minimum gjennomsnittlig kollisjonsrate i Hitra vindkraftverk (dagens trinn 1) på 0,06 havørn per turbin per år og 0,17 liryper per turbin per år, og anslo et årlig gjennomsnittstap med 24 vindturbiner til like under 2 havørner og 4 liryper. Driftsorganisasjonens tilfeldige funn siste ni år gir et minimumstall på knapt én havørn per år for 50 vindturbiner, men dette er kun visuelle funn uten bruk av hund og uten systematiske søk. Den relative kollisjonsfaren for havørn vil iht. NINAs erfaringer fra Smøla være størst for de ytterste vindturbinene i et vindkraftverk.

Selv om Nye Hitra 1 har større turbiner enn dagens Hitra 1, vil trolig skjermingseffekten av Hitra 2 gjøre at samlet tap av havørn for Nye Hitra 1 isolert sett blir lav. Det er naturlig å anta at en slik skjermingseffekt av Hitra 2 vil gjelde i noe ulik grad også for andre rovfugler enn havørn. Færre tårn, 15 (eller enda færre) mot dagens 24, gjør også at det trolig blir færre kollisjoner av liryper med tårn, selv om tårnene i Nye Hitra 1 er høyere. Lirypekollisjoner med roterende blader må derimot forventes å øke som følge av økt sveipet areal. Den samlete effekten for lirype sammenlignet med tidligere er usikker, den vil avhenge av om det er kollisjoner i lavere eller høyere høydelag som dominerer for denne arten på Eldsfjellet.

Nye Hitra 1 vindkraftverk skal benytte dagens nettilknytning. Anlegget vil derfor ikke medføre noen økt kollisjonsrisiko knyttet til kraftledninger.

Flaggermus

Det er noe usikkerhet knyttet til vurdering av tiltakets påvirkning for flaggermus. Det er stor variasjon i hvordan flaggermus reagerer på vindkraft og flere faktorer spiller inn. Etablering av nye Hitra 1 turbinene innebærer ulike forslag med 12 – 15 turbiner med en høyde på inntil 220 meter, som gir en større rotorsveipsone enn turbinene i dagens Hitra 1. Alternativ med færre turbiner vil være mindre negativt for flaggermus, da avstanden mellom turbinene kan bli større og det er færre strukturer å navigere mellom. Imidlertid vil høyere turbiner med en større rotorsveipsone være negativt da det er et større areal per turbin der flaggermus er utsatt for kollisjon (Rydell, Ottvall, Pettersen, & Green, 2017).

En realisering av nullalternativet dersom konsesjonssøknaden ikke blir innvilget, vil medføre at Hitra vindkraftverk reduseres med 24 turbiner sentralt i kraftverket ved konsesjonsslutt i 2030. Dersom konsesjon for bygging og drift av nye Hitra 1 innvilges vil dette medføre etablering av 12-15 turbiner med tilhørende infrastruktur, som da betyr en de facto reduksjon på mellom 12 og 9 turbiner. Hitra 2 med sine 26 turbiner og tilhørende infrastruktur blir stående til konsesjonslutt i 2045 uavhengig av utfallet til Hitra 1. Ettersom Hitra 2 i stor grad omkranser Hitra 1, blir effekten av å tilbakeføre Hitra 1 noe redusert, da de ytterste turbinene i kraftverket i stor grad blir stående. Dette gjelder også ved en eventuell etablering av nye Hitra 1, der effekten fra en reduksjon i antall turbiner blir redusert av at Hitra 2 blir stående. Antall turbiner i et kraftverk har ofte ikke en direkte sammenheng med dødelighet (Rydell, Ottvall, Pettersen, & Green, 2017), men plassering og størrelse på turbiner, tetthet av turbiner, flaggermus arter i området, landskapsformer og nærliggende naturtyper er relevante. Sammenlignet med dagens situasjon vil tiltaket føre til en lavere tetthet av turbiner i planområdet, men effekten vil også bli noe redusert av at de nye turbinene vil være høyere og ha en større rotorsveipsone enn i dag. Det presiseres imidlertid at nullalternativet er en situasjon uten dagens Hitra 1, og at dersom ny konsesjon innvilges vil dette føre til en økning av antall turbiner i planområdet i forhold til nullalternativet.

Av de tre artene identifisert i undersøkelsen; nordflaggermus (VU), trollflaggermus (NT) og storflaggermus (EN), er alle vurdert til å ha stor risiko for kollisjon med turbiner på land (Rodrigues, et al., 2015). Flaggermus som jakter i åpne områder og over tretoppene er ofte mer utsatt for kollisjon da de oppholder seg i samme høyde som rotorbladene. Også migrerende arter flyr høyere i luften når de er på trekk og flyr ofte fort med vinden (Arnett, et al., 2016) (Goldeberg, Cryan, Gorresen, & Fingersh, 2021) (de Jong, Millon, Håstad, & Victorsson, 2021). Det er fremdeles uklart hvorfor, men flere studier viser at flaggermus til en viss grad blir tiltrukket av turbiner (Cryan, et al., 2014) (de Jong, Millon, Håstad, & Victorsson, 2021). Årsakene er trolig sammensatte, og en teori er at den lyse fargen på turbinene tiltrekker seg insekter som følgelig tiltrekker seg næringssøkende flaggermus. Vindkraftverk og turbiner er også ofte plassert oppå høydedrag der man kan få ansamlinger av insekter, et fenomen kalt «hilltopping» (Guest, et al., 2022)

Annet dyreliv

I dette tilfellet foreligger det noe kunnskap om hvilke faktiske virkninger det eksisterende vindkraftverket, Hitra 1, hadde på dyrelivet i og rundt planområdet. Etterundersøkelsene ble gjennomført i forbindelse med konsekvensutredning av Hitra 2 av NINA (Veiberg & Pedersen, 2009). Det ble i forbindelse med utredningen gjennomført intervju med grunneiere og jegere på og rundt Eldsfjellet om hvordan dagens Hitra 1 hadde påvirket hjorten sitt bruk av planområdet.

Et gjennomgående inntrykk iht. rapporten var at aktiviteten i byggefasen hadde ført til at hjorten i stor grad forsvant fra områdene som lå nærest selve utbyggingsområdet, unntatt et område som fikk tilførsel av hjort. Hjorten kom raskt tilbake til området etter vindkraftverket var ferdig utbygd. Videre kom det fram i intervjuene at flere hadde observert færre dyr i planområdet, selv om den generelle hjortbestanden hadde økt. Vindkraftverket ble påpekt som en forklaring, men det var ikke mulig å fastslå om det stemte. Det ble ikke observert at Hitra 1 hadde hatt noe påvirkning på bestanden av hare eller oter. Kunnskapen om faktiske virkninger er bygd på informasjon fra lokalpersoner, og i mindre grad kvantitativ informasjon.

Det er siden utredningen kommet noe mer kunnskap om påvirkning av vindkraftverk på annet dyreliv, både gjennom forskning og erfaring fra utbygginger, men det er ennå lite konkret kunnskap om effektene.

Et vindkraftverk med tilhørende internveier medfører arealtap og oppdeling av leve– og forflytningsområder for arter. Forstyrrelser og stress er også en viktig påvirkningsfaktor for annet dyreliv, men virkningen av dette variere mellom arter. Ifølge en tysk undersøkelse av vindkraftverk var det ingen tegn til at småvilt som hare endret atferd eller habitatbruk i områder med vindkraftverk (Menzel & Pohlmeyer, 1999). I en annen studie fra Polen har virkningene vist seg å være artsspesifikke; hare og rådyr endret habitatbruken, mens rødrev viste lite tegn til endring av habitatbruk (Łopucki, Klich, & Gielarek, 2017). Undersøkelser i Lista vindkraftverk har vist at hjort og rådyr reduserte bruken av området i tiden rett etter bygging, men at de etter noe tid venner seg til anleggsveiene (Selboe, 2019).

Forstyrrelser og stress er sterkest knyttet til anleggsfasen, men driftsfasen medfører antagelig også stress for dyrene med tanke på konstante bevegelser fra turbinene, endret lydbilde samt økt menneskelig aktivitet i forbindelse med drift og vedlikehold av anlegget. Ny infrastruktur medfører økt tilgang til området og dermed også økt aktivitet fra den generelle befolkningen, som turgåere og jegere. Økt menneskelig aktivitet medfører forstyrrelser og stress for viltet. Samlede virkninger av forstyrrelser fra selve vindkraftverket og forstyrrelser som følge av økt aktivitet som oppstår ved bedre tilgang fra infrastruktur er antatt å være av betydning (NVE, 2025). Økt aktivitet kan også øke faren for viltpåkjørsler og skader på vilt, men påvirkningen vurderes som begrenset ettersom maksimal hastighet i et vindkraftverk er 30 km/t. Det blir også færre områder fri for forstyrrelser for viltet å oppholde seg i.

I nullalternativet er Eldsfjellet allerede tilgjengelig for turgåere og jegere gjennom internveinettverket til Hitra 2. Økt ferdsel vil dermed ikke ha en påvirkning i driftsfasen som for andre vindkraftverk. Anleggsarbeidet vil derimot utgjøre en forstyrrende faktor oppe på Eldsfjellet. Det er uvisst hvor langt ut fra planområdet den forstyrrende faktoren spiller en rolle. Viltet vil i alle fall sky Eldsfjellet i anleggsperioden og trolig noe utover driftsperioden. Varigheten av dette er usikkert. Det er opplevd at de større hjortene er blitt mer forsiktige etter bygging av de eksisterende vindkraftverkene (pers. med. Torgeir Sæther), men det er ikke funnet noe forskning som understøtter det. Videre er det observert at hjorten har minket i hjortehabitatet vest for Eldsfjellet etter bygging av Hitra 2 (pers. med. Hitra Utmarksråd).

Hjort har høy toleranse for menneskelig aktivitet, og populasjonen av denne arten har økt betraktelig de siste 50 årene (NVE, 2025). Ifølge NVE medfører ikke vindkraftverk vesentlig betydning for denne artens bestandsutvikling (NVE, 2025).

Landskapsøkologiske sammenhenger

Påvirkning på landskapsøkologiske sammenhenger utgjør hovedsakelig fragmentering av leveområder og sammenhenger gjennom direkte arealbeslag, støy, visuell og menneskelig forstyrrelse mv., såkalte barrierer. Barrierer utgjør arealer eller landskapselementer som fører til tydelige begrensninger i arters forflytning mellom kjerneområder (Framstad, Bryn, Dramstad, & Sverdrup-Thygeson, 2018). Barrierer kan føre til at forbindelseslinjer brytes, slik at det blir vanskeligere for dyr å bevege seg mellom de ulike funksjonsområdene de bruker i sin livssyklus og vekster å spre sine frø/sporer til andre lokaliteter med egnede habitat. Økt aktivitet og ferdsel kan også ha en effekt.

Arealet på Eldsfjellet er allerede fragmentert betydelig gjennom Hitra 1 og Hitra 2 og det nye Hitra 1 vil ikke fragmentere området betydelig mer. Eldsfjellet framstår som ei «øy» i landskapet, da fjellet er rundt 200 meter høyere over havet enn de lavereliggende skog og myr-områdene omkring. Den åpne lyngheia på Eldsfjellet skiller seg også markert ut fra skog- og myrområdene rundt. Det er å forvente at de fleste arter tilknyttet skog vil søke å trekke rundt Eldsfjellet i stedet for over, ev. preferere mest mulig lavtliggende dalkryssinger. I etterundersøkelsene for Hitra 1 i 2010 gjennomført i forbindelse

med Hitra 2 ble det observert at det var betydelig større sjanse for å observere hjortvilt i skog sammenlignet med på snaufjell, i lynghei og myr, noe som også kan skyldes habitatpreferanser (Veiberg & Pedersen, 2009).

Vindkraftverket forventes i seg selv å ha en viss barrierevirkning for flere arter. Fjerning av Hitra 1 vurderes å kunne redusere denne virkningen noe, men trolig i liten grad gitt det fortsatt omkringliggende Hitra 2 som vil ha en viss barriereeffekt for bl.a. fugl fra nesten alle kanter rundt tiltaksområdet for Nye Hitra 1. Hvor stor barrierevirkningen av vindkraftverk er for hjort er uvisst, da det er registrert betydelig med spor etter hjort i Hitra 1 vindkraftverk i forbindelse med etterundersøkelsene. Det er, som nevnt over, trekkveier for hjort øst og vest for Husvatnet. Bommen og parkeringsplassen ligger ved trekkruta. Menneskelig aktivitet vil, avhengig av omfang, også ha en barriereeffekt. Det er ikke forventet at Nye Hitra 1 vil medføre ytterligere barrierer for leveområder for planter, moser, lav og sopp (vegetasjon).

Som beskrevet for naturtyper, vil all utbygging kunne medføre barrierer som kan påvirke vannbalanse i det sammenhengende myrkomplekset på Eldsfjellet. De fleste myrene henger sammen gjennom vannsig og fuktdrag i planområdet, som vist i figur 4-27.

Geologisk mangfold

I vurdering av påvirkning av tiltaket skal tiltakets innvirkning på geologiske forekomster vurderes både på lokalitetsnivå (geosted/geotop) og på landskapsnivå (geokompleks) der relevant.

Påvirkning på geologisk mangfold vil typisk være knyttet til direkte berøring og nærføring. Direkte påvirkning kan redusert både størrelse og form ved arealinngrep, noe som kan påvirke landformens visuelle og økologiske integritet. Med nærføring menes at tiltaket har en skjemmende virkning på landskapets geologiske karakter, dets geologiske funksjon og inntrykksstyrke (graden av oppmerksomhet og emosjoner et geosted vekker hos den som betrakter det).

5.2 Inndeling i delområder

Influensområdet er delt inn i 61 delområder, se tabell 5-1 og verdikartene i figur 5-2, figur 5-3, figur 5-4.

Nye Hitra 1 vindkraftverk skal erstatte og vil ligge nært dagens Hitra 1, sentralt på Eldsfjellet. Det er i delområdeinndelingen satt fokus på å beholde tilstrekkelig detaljgrad nært tiltaket der arealinngrepene vil forekomme. Delområdene blir generelt større og med mindre detaljgrad med økende avstand til tiltaket.

Det er valgt å gå for overlappende delområder i prosjektet. Det er som følge av at avgrensningene på tvers av registreringskategoriene, overlapper lite, opererer på ulik skala og det er stor variasjon i størrelse. Som følge av det er det heller ikke laget et eget delområdekart for alle kategorier samlet. Det er derimot laget et verdikart for hver enkel kategori, se figur 5-2, figur 5-3, figur 5-4 og figur 5-5. Videre får registreringskategoriene ulik påvirkning som følge tiltaket.

Naturtyper

For naturtyper er det valgt å skille ut naturtypene som vil bli påvirket av arealinngrep eller fragmentering, i egne delområder. Øvrige naturtyper som ligger langt fra der inngrep er planlagt er delt inn i delområder basert på økosystem. Dette er gjort for å beholde relevant detaljgrad for beslutningstakere. Dersom utredningsløsning endres i detaljfasen må det gjennomføres en utsjekk basert på kartleggingen av naturtyper og arter som er gjennomført.

Arter og funksjonsområder – karplanter, moser, sopp og lav

For fastsittende arter er økologisk funksjonsområde som oftest leveområdet de lever i. For heistarr er habitatkravene vide og funksjonsområdet omfatter hele planområdet. Økologisk funksjonsområde for brunskjeneforekomsten ble avgrenset til myrområdet den ble registrert i.

Som følge av at store deler av Eldsfjellet ligger over skoggrensen, der all fastmark inngår i en rødlistet naturtype og myrene i planområdet er adskilt i et eget delområde, vil det være lite øvrig natur som ikke er verdsatt under andre registreringskategorier. Øvrig natur utgjør resterende areal som er furuskogen langs adkomstveien.

Arter og funksjonsområder – fugl

Hensikten med avgrensning av funksjonsområder er å peke ut arealer som framstår som vesentlige for artens overlevelse eller reproduksjon, og som samtidig er mulig å avgrense på en forutsigbar, hensiktsmessig og etterprøvbar måte. Ofte er det hensiktsmessig å avgrense felles funksjonsområder for arter som opptrer i samme habitat og benytter samme kritiske ressurser. Generelt er det et mål at funksjonsområder avgrenses i sin helhet, men der disse er svært store er dette likevel ikke mulig. Konkrete registreringer må normalt suppleres med en analyse av egnet habitat når grensene for funksjonsområdet settes. Kunnskap om typisk størrelse for arters arealkrav, spesielt for hekketerritorier, er nyttig for å avgrense funksjonsområder, enten i form av tilpassete polygoner der habitatkrav lar seg avgrense fra kartgrunnlaget (eks. gammelskog), eller i form av generelle sjablonger i mer homogent landskap for å sikre at arten blir representert på verdikartet (Heggland, 2025).

For fugl er det innledningsvis avgrenset delområder artsvis etter forvaltningsprioritet, før disse ev. er slått sammen der tilgrensende arealer og samme forvaltningsprioritet har gitt grunnlag for det. Enkelte hekkeområder for arter av vannfugl med noe verdi er opprettholdt for seg for å synliggjøre disse. Delområder unntatt offentlighet kan overlappe delområder i det åpne kartet. I tabellen under med delområder er delområder for fugl med samme omtale slått sammen.

For hubro er det i tråd med naturmangfoldlovens prinsipper, og med henvisning til (Heggland, 2025), lagt økt vekt på potensialet for bruk pga. artens rødlistestatus (EN). For granmeis er det på bakgrunn av litteraturstudier lagt til grunn territorier på ca. 200 dekar, avgrenset med støtte fra kartinformasjon om gammel skog og skog/myr. For heilo er registrert hekkeaktivitet i hekketid i 2024 og 2025 avgrenset med tilpassete eller sjablongmessige delområder. Heiloen er territoriell (Fiske, Heilo Pluvialis apricaria, 1994), og det er på bakgrunn av litteraturstudier lagt til grunn hekkeområder på ca. 100 dekar. Rødstilken er ikke utpreget territoriell (Fiske, Rødstilk Tringa totanus, 1994), og hekkeområder for denne er mer skjønnsmessig avgrenset og ev. slått sammen med områder for heilo. Det presiseres at disse avgrensningene skal representere arten i et omtrentlig område, de vil ikke være en presis avgrensning av territoriet/bruksområdet. Skogsområder med registreringer av gråspett og hvitryggspett er avgrenset som større funksjonsområder, disse vil fortsette videre utover i skoglandskapet og er pga. størrelse ikke forsøkt videre avgrenset utenfor influensområdet. Skogsområder omkring Eldsfjellet som ikke har registreringer av gråspett og hvitryggspett er avgrenset som sammenhengende spill-, hekke- og leveområder for orrfugl. Lirype inngår i det generelle delområdet for øvrige arter av fugl oppe på fjellet. For øvrige arter av fugl vil deres forekomster og funksjonsområder inngå i øvrig areal innenfor influensområdet.

Arter og funksjonsområder – flaggermus

På bakgrunn av registrerte passeringer av flaggermus i studieperioden tas det ut et funksjonsområde for flaggermus i planområdet, der nord-, troll- og storflaggermus vurderes samlet. Datagrunnlaget er

imidlertid for tynt til å avgrense dette på kart, og vurdering av påvirkning og konsekvens, samt forslag til avbøtende tiltak gjøres på mer generelt grunnlag.

Arter og funksjonsområder – annet dyreliv

For annet dyreliv gir bare hjort grunnlag til å avgrense økologiske funksjonsområder. Det er ingenting i kunnskapsgrunnlaget som tilsier delområder for andre arter. Det er ingen områder i influensområdet som blir særlig påvirket av tiltaket. Dermed er leveområdene for hjort omtalt under ett.

Landskapsøkologiske sammenhenger

M-1941 beskriver at det for landskapsøkologiske funksjonsområder, er mindre klare kriterier for verdisetting enn for de andre temaene. Verdisettingen av landskapsøkologiske funksjonsområder påvirkes ofte av de øvrige temaene, spesielt kartlagte naturtyper og arter og deres funksjonsområder. De landskapsøkologiske funksjonsområdene henger ofte geografisk sammen med kartlagte naturtyper, og verdien av et landskapsøkologisk funksjonsområde øker med antall arter og funksjonen området har for artene som lever der.

For landskapsøkologiske sammenhenger er myrer, hjortetrekk og fugletrekk vurdert som tre ulike delområder. Det er ikke valgt å dele inn trekkene i flere delområder, dette fordi det var ønskelig å se på blant annet trekkene i området helhetlig. Videre er de urørte kjerneområdene rundt Eldsfjellet delt inn i et delområde, delvis fordi en i henhold til utredningsprogrammet skal vurdere hvordan tiltaket påvirker sammenhengende naturområder med urørt preg.

Geologisk mangfold

De kartlagte leirravinene har blitt to delområder.

Tabell 5-1: Oversikt over delområder i utredningsområdet. NT = Naturtyper, V = Vegetasjon, F = Fugl, FM = Flaggermus, AD = Annet dyreliv, LØ = Landskapsøkologiske sammenhenger.

Delområde	Beskrivelse	Nummerering
Eldsfjellet	Lyngheia som dekker store deler av Eldsfjellet og en rabbe.	NT1
Indre Skardet	Flere rike åpne sørlige jordvannsmyrer.	NT2
Rødlista myrer	Rike åpne sørlige jordvannsmyrer og sørlig kaldkilde utenfor areal med planlagt arealinngrep.	NT3
Gammel furuskog	Flere områder med gammel furuskog i ytterkanten av planområdet og langs adkomstveien utenfor areal med planlagt arealinngrep.	NT4
Eintrøa	Naturbeitemark utenfor areal med planlagt arealinngrep.	NT5
Brunskjene	Brunskjeneforekomstene og leveområdet deres.	V1
Lauvdalsvarden	Heistarrforekomstene.	V2
Skog langs adkomstveien	Øvrig skog langs adkomstveien og i ytterkanten av planområdet.	V3
Gråspett, granmeis	Delområde nord for bebyggelsen i Straum med antatt hekkeområde gråspett og granmeis jf. ArtNasjonal.	F1
Granmeis	Omtrentlige hekketerritorier granmeis iht. egne undersøkelser.	F2, F3, F6
Spetteskog	Skogsområder rundt Eldsfjellet med hekkende gråspett, noe hvitryggspett og tretåspett. Trolig også granmeis, men ikke registrert. Egne og andres registreringer.	F5
Heilo	Omtrentlige hekketerritorier heilo iht. egne undersøkelser.	F7–F11, F13–F18
Heilo og rødstilk	Omtrentlige hekketerritorier heilo med overlappende eller tilliggende hekking rødstilk, egne undersøkelser.	F12, F19, F20

Delområde	Beskrivelse	Nummerering
Orrfugl	Hekke- og leveområde orrfugl, omfatter også F2 og F3.	F21, F27
Sangsvane	Hekkevann for sangsvane, 3 unger i 2025, egne undersøkelser.	F22
Brunnakke, kvinand	Antatt hekkevann for en eller begge artene iht. egne undersøkelser.	F23
Orrfugl, gråsisik	Fortsettelse av F21 for orrfugl iht. egne undersøkelser, hekkeområde gråsisik iht. ArtNasjonal.	F24
Storlom	Antatt hekkevann iht. grunneierobservasjoner 2025.	F25
Kvinand	Antatt hekkevann iht. egne undersøkelser. F28 også myrsnipe.	F26, F28–F30
Øvrige arter av fugl	Øvrig areal med funksjonsområder for vanlige arter i influensområde 1 km.	F31
Hubro U.OFF.	Hekkeområder/territoriesenter for hubro, ett aktivt.	F32–F34
Hønsehauk U.OFF.	Hekkeområder for hønsehauk, ingen aktive reirplasser.	F35–40
Kongeørn U.OFF.	Hekkeområder for kongeørn, ingen aktive reirplasser.	F41, F42
Havørn U.OFF.	Hekkeområder for havørn.	F43–F46
Flaggermus	Funksjonsområde for flaggermus.	FM1
Hjort rundt Eldsfjellet	Skogområdene rundt Eldsfjellet som utgjør leveområder for hjort.	AD1
Myrene på Eldsfjellet	Et større nettverk av myrer som strekker seg over hele Eldsfjellet.	LØ1
Trekkveier for hjort	Flere trekkveier rundt og over Eldsfjellet for hjort.	LØ2
Trekkvei for fugl	Trekkvei langs vannene i Straumdalen.	LØ3
Kjerneområder	De urørte kjerneområdene rundt Eldsfjellet.	LØ4
Leirraviner	To leirraviner som krysses av dagens atkomstvei.	G1, G2

5.3 Konsekvensvurdering av delområder

5.3.1 Påvirkning

Vurdering av påvirkning gjelder varige forringelser ev. forbedringer. Varig påvirkning kan følge både av midlertidige tiltak i anleggsperioden og av det ferdigstilte tiltaket. Rent midlertidig påvirkning i anleggsfasen skal beskrives, men ikke inkluderes i påvirknings- og konsekvensvurderingen med mindre det gir varige virkninger. Midlertidige virkninger kan f.eks. være støy, støv og forstyrrelser i anleggsfasen.

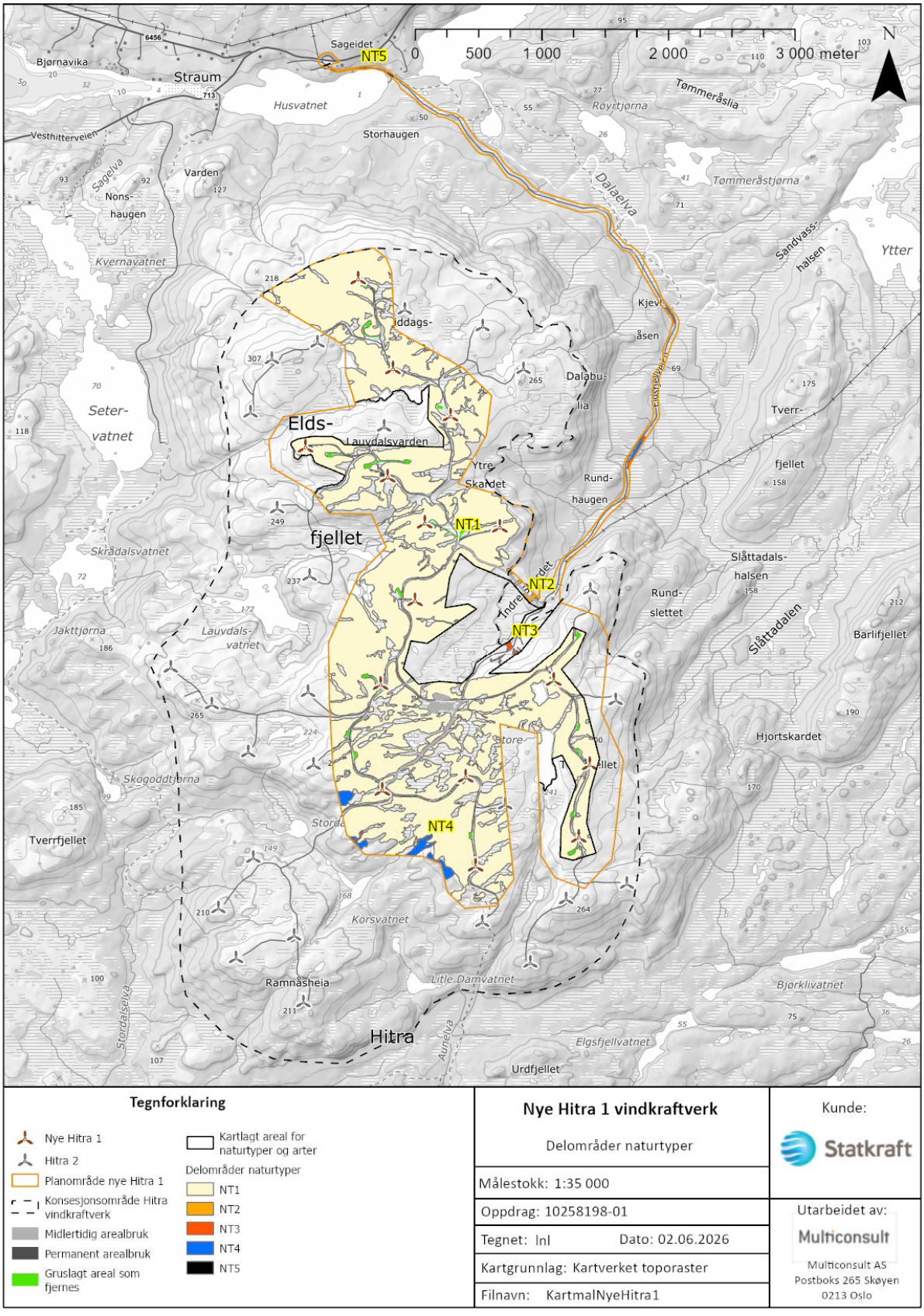
5.3.2 Hitra 1 og Hitra 2

Vurdering av påvirkning av nye Hitra 1 er spesielt ettersom det er et eksisterende vindkraftverk (Hitra 2) rundt planområdet til det nye Hitra 1. Adkomstveien og store deler av internveinettverket av dagens Hitra 1 som fjernes vil forbli som følge av Hitra 2. I denne konsekvensutredningen vil det vurderes hvilken effekt nye vindturbiner, oppstillingsplasser, masseuttak, riggplasser, internveier ut til vindturbinene og utbedring av adkomstveien ifb. med det nye Hitra 1 vil ha på naturmangfold.

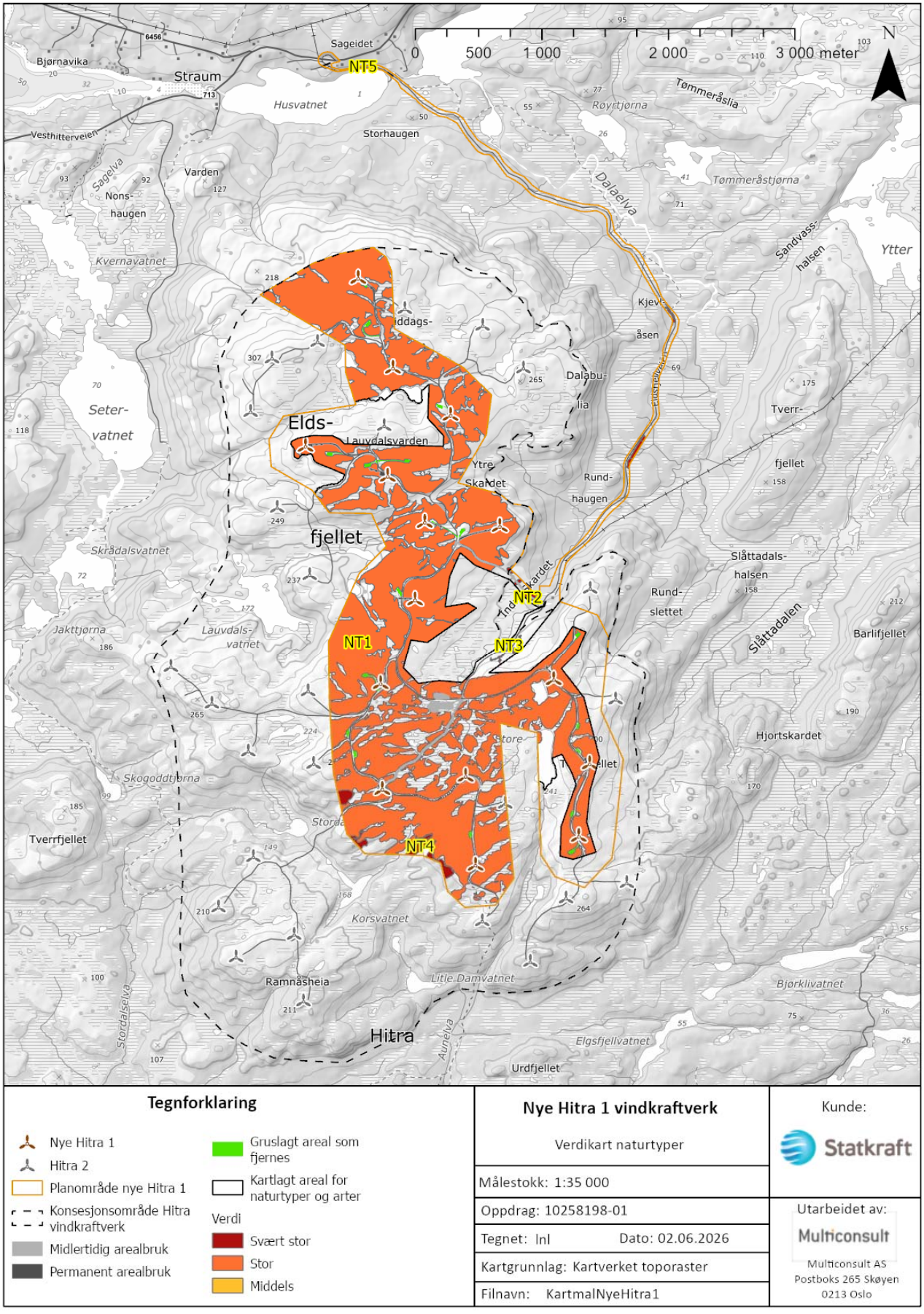
Påvirkningen av dette tiltaket hadde vært større for enkelte temaer (fugl, flaggermus, annet dyreliv og landskapsøkologiske sammenhenger) dersom Hitra 2 og deres turbiner og veier ikke hadde vært en del av nullalternativet. Et vindkraftverk rundt planområdet til det nye Hitra 1 reduserer påvirkningen noe. For naturtyper, vegetasjon og geologisk mangfold utgjør det lite forskjell om Hitra 2 er en del av nullalternativet eller ikke, ettersom Hitra 2 ikke vil påvirke vurderingen av det nye Hitra 1 for disse temaene.

5.3.3 Delområder naturtyper

Delområde- og verdikart



Figur 5-1: Delområder for forvaltningsrelevante naturtyper, dvs. naturtyper angitt i M-2209.



Figur 5-2: Verdikart for delområder innen naturtyper. Nesten hele planområdet inngår i delområdet NT1, lynghei med stor verdi.

Delområde NT1 Eldsfjellet

Avgrensning

Delområdet inkluderer alle fjellheilokalitetene på Eldsfjellet. Verdien basert på at denne ble kartlagt som fjellhei med lav, moderat, høy og svært høy lokalitetskvalitet (se vedlegg 2) er angitt i figur 5-2 og tabell 5-2. I delområdet er også en rabbe inkludert.

Beskrivelse

Fjellheia over hele Eldsfjellet har overveiende lik utforming med tanke på arter og tilstand. Den er dominert av kalkfattig vegetasjon som krekling, røsslyng, tyttebær, blåbær, blåtopp, bjørneskjegg, stivstarr, rypebær, greplyng og risbjørk. Over hele delområdet er det spredt med enkelte kjørespor, trolig i forbindelse med bygging av vindkraftverkene, vedlikehold eller hjortejakt. Friluftsliv i området og hjortejakta har også medført litt slitasje i form av tråkkskader. Bygging av Hitra 1 og Hitra 2 har medført at lyngheia er veldig fragmentert i dag. Videre opptrer heia i en mosaikk med hovedsakelig fattige jordvannsmyrer over hele Eldsfjellet, men spesielt rundt Indre Skardet. I delområdet er det også noe økologisk variasjon, hvor det forekommer noe variasjon mellom kartleggingsenhetene kalkfattig fjell-lyng og lavheier og kalkfattig leside. Denne variasjonen ble observert spesielt mellom Lauvdalsvarden i nord og Varden i sør. I delområdet er det også inkludert en rabbelokalitet med moderat tilstand oppe på Lauvdalsvarden. Den er noe påvirket av at området er et friluftslivsmål og det er både varde, benk og postkasse i området. Beskrivelser av tilstand og naturmangfold i hver lokalitet innen delområdet vil bli tilgjengelig i naturbase.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-2: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde NT1.

Verdivurdering: Delområde NT1 Eldsfjellet **Områdetype: Kalkfattig/kalkrik fjellhei, leside og tundra og kalkfattig rabbe**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Naturtyper rødlistet som nær truet (NT) og med høy og svært høy lokalitetskvalitet får iht. M-1941 stor verdi. Enkelte mindre naturtypelokaliteter som har enten lav eller moderat lokalitetskvalitet er inkludert i det store delområdet. Ifølge M-1941 skal høyest lokalitetskvalitet være gjeldene for verdi til et delområde. Området får dermed stor verdi på bakgrunn av naturtypelokaliteter med høy og svært høy lokalitetskvalitet.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Tiltaket medfører noe arealbeslag, men mindre arealbeslag sammenlignet med andre vindkraftverk som følge av at internveinettverket og adkomstveien til Hitra 2 er der i dag. Videre medfører tiltaket lite ytterligere fragmentering som følge av at delområdet er allerede vesentlig fragmentert i dag.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-

NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).
Alt. 1	▲ Noe negativ konsekvens for delområdet (1-).

Delområde NT2 Indre Skardet

Avgrensning

Delområdet er avgrenset til naturtypelokalitetene rik åpen sørlig jordvannsmyr langs kabeltraseen ved Indre Skardet. Se vedlegg 2 for naturtype ID som kommer i naturbase etter hvert.

Beskrivelse

Delområdet består av syv ulike rikmyrer hvor flere av dem er en del av det samme myrkomplekset utenfor kartleggingsområdet, men er kartlagt som ulike lokaliteter innenfor kartleggingsområdet. De er alle påvirket av kabeltraseen gjennom delområdet som har delt flere av myrene i to, se figur 4-14. Kabeltraseen fungerer som en grøft og påvirker hydrologien og dermed også artssammensetningen delområdet. Tilstanden er derfor satt til dårlig for nesten alle lokalitetene. I flere av lokalitetene er det også kjørespor utenfor kabeltraseen. Naturmangfold er satt til stort på alle lokalitetene i delområdet som følge av at kalkindikatorer som loppestarr, svarttopp og breiull forekommer spredt i lokalitetene kombinert med enten en størrelse på over 2 000 m^2 eller at det er tydelige myrstrukturer (tuer, mykmatte og høljer) i veksling.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-3: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde NT3.

Verdivurdering: Delområde NT3 Indre Skardet **Områdetype: Rik åpen sørlig jordvannsmyr**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
				▲	
Naturtyper med høy og svært høy lokalitetskvalitet og som er rødlistet som sterkt trua (EN), får iht. M-1941 svært stor verdi. Ifølge M-1941 skal høyest lokalitetskvalitet være gjeldene for verdi til et delområde. Delområdet inneholder en lokalitet med svært høy lokalitetskvalitet, og delområdet får derfor svært stor verdi. Det velges derimot å sette verdipilen i nedre del av intervallet som følge av at den nevnte lokaliteten er liten og de resterende naturtypelokalitetene i delområdet er av moderat lokalitetskvalitet.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: I kabeltraseen ved Indre Skardet skal de gamle ledningene til Hitra 1 tas opp. Det skal så legges nye ved siden av kablene til Hitra 2. Traseen er bred (15 m) og det forventes at det vil være mulig å holde anleggsaktiviteten til kabeltraseen som i dag er sterkt endret mark. Det er derimot mulig at en i anleggsperioden vil kunne komme bort i rikmyrene kartlagt på hver side av traseen i form av mellomlagring av masser, slitasje eller kjørespor. Alle disse inngrepene kan medføre varige virkninger. Påvirkning er av den grunn satt til noe forringet.				

Tiltakets konsekvens							
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ			▲				
	Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1				▲			
	Noe negativ konsekvens for delområdet (1-).						

Delområde NT3 Rødlista myrer

Avgrensning

Delområdet inneholder alle resterende rødlista myrer, myrer med sentral økosystemtjeneste og kaldkilder innenfor området kartlagt for naturtyper og arter. Se vedlegg 2 for naturtype ID som kommer i naturbase etter hvert.

Beskrivelse

Spredt gjennom området kartlagt for naturtyper og arter er det registrert flere ulike rødlista myrer (åtte rik åpen sørlig jordvannsmyr og to sørlige kaldkilder). De er alle hovedsakelig langs adkomstveien og Indre Skardet.

Tilstanden til de åtte lokalitetene med rik åpen sørlig jordvannsmyr varier fra god til dårlig tilstand. Det er hovedsakelig kjørespor og grøftingseffekt fra eksisterende vei som fører til at noen av lokalitetene har dårligere tilstand. Naturmangfoldet er for de fleste lokalitetene stort da kalkindikatorer som svarttopp og breiull forekommer spredt, og det er tydelige myrstrukturer i veksling i form av tuer og høljer. I lokaliteten som har moderat naturmangfold, skyldes dette hovedsakelig liten størrelse og at det ikke ble registrert noen kalkindikatorer i denne lokaliteten. Artsmangfoldet i denne besto blant annet av grønnstarr og særbustarr.

Av de sørlige kaldkildene er den ene vurdert til å være i god tilstand og den andre til dårlig tilstand. Lokaliteten som er i dårlig tilstand, er det som følge av slitasje i form av kjørespor som dekker store deler av lokaliteten. Naturmangfoldet for begge lokalitetene er moderat. Kalkindikatorer som svarttopp, gulstarr, breiull og bjørnebrodd forekommer spredt og det er klar kildevannspåvirkning.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-4: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde NT3.

Verdivurdering: Delområde NT3 Rødlista myrer **Områdetype: Rik åpen sørlig jordvannsmyr og sørlig kaldkilde**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
				▲
Delområdet inneholder to ulike naturtyper der rik åpen sørlig jordvannsmyr er rødlistet som sterkt truet (EN) og sørlig kaldkilde er rødlistet som sårbar (VU). Rik åpen sørlig jordvannsmyr har også status som naturtype med sentral økosystemtjeneste. Ifølge M-1941 skal naturtypen med høyest lokalitetskvalitet og rødlistestatus være gjeldene for verdi til et delområde, dersom flere lokaliteter inngår i et delområde. Da delområdet inneholder sterkt truet (EN) naturtypelokaliteter med svært høy lokalitetskvalitet får delområdet svært stor verdi.				

Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲			
	Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				

Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Delområdet vil ikke blir påvirket av tiltaket.				

Tiltakets konsekvens							
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Delområde NT4 Gammel furuskog

Avgrensning

Delområdet inneholder alle naturtypelokaliteter kartlagt som gammel furuskog i området kartlagt for naturtyper og arter. Se vedlegg 2 for naturtype ID som kommer i naturbase etter hvert.

Beskrivelse

Langs adkomstveien og i de lavereliggende liggende skogområdene i sørvest er det kartlagt gammel furuskog, enten med gamle trær, stående død ved eller furudominert naturskog. Alle lokalitetene innehar elementer som er typiske for gammel furuskog, som grove trær, død stående ved med vridde stammer, og høy andel stående og/eller liggende død ved.

Alle lokalitetene er i god tilstand, da det er lite til ingen slitasje i lokalitetene, ikke spor etter tunge kjøretøy og ingen registrerte fremmedarter.

Naturmangfoldet varierer fra lite til stort, hovedsakelig som følge av antall dødvedenheter og størrelse på lokalitetene. Alle lokalitetene er kuttet av prosjektgrensa og den faktiske størrelsen er større enn oppgitt for lokalitetene. Lokalitetene er registrert som bærlyngskog og er dominert av lyngarter som blåbær, blokkebær og tyttebær med innslag av røsslyng.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-5: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde NT4.

Verdivurdering: Delområde NT4 Gammel furuskog **Områdetype: Gammel furuskog med gamle trær, gammel furuskog med stående død ved og gammel furudominert naturskog**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
				▲ Delområdet inneholder flere gamle furuskoglokaliteter med ulik lokalitetskvalitet. Ifølge M-1941 skal høyest lokalitetskvalitet være gjeldene for verdi til et delområde. Naturtyper med sentral økosystemfunksjon og svært høy lokalitetskvalitet for iht. M-1941 svært stor verdi. Verdipila settes i nedre del av intervallet som følge av at delområdet inneholder flere lokaliteter med lavere lokalitetskvalitet og det ikke er registrert rødlistearter i lokalitetene.

Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲			

	Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Delområdet vil ikke blir påvirket av tiltaket.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Delområde NT5 Eintrøa

Avgrensning

Delområdet er avgrenset til naturtypelokalitetens grenser. Se vedlegg 2 for naturtype ID som kommer i naturbase etter hvert.

Beskrivelse

Delområdet består av en naturbeitemark i svært redusert tilstand, se figur 4-7. Lokaliteten var sist åpen i 1967 og hadde begynt å gro igjen mellom 1967 og 1983, ifølge historiske flybilder. Naturbeitemarka er i dag i sein gjenvekstfase med bjørk og hassel i tresjiktet. Det er ennå noen arter knyttet til semi-naturlig mark i området i dag i form av gulaks og blåklokke. Lokalitetene er ikke påvirket av gjødsling eller fremmedarter.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-6: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde NT5.

Verdivurdering: Delområde NT5 Eintrøa **Områdetype: Naturbeitemark**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Naturtyper med svært lav lokalitetskvalitet og som er rødlistet som sårbar (VU) får iht. M-1941 middels verdi.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Delområdet vil ikke blir påvirket av tiltaket.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-

NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).

5.3.4 Delområder vegetasjon

Delområde V1 Brunskjene

Avgrensning

Delområdet er avgrenset til brunskjeneforekomstene (sårbar (VU)) og den spesifikke myra der arten ble observert (se figur 4-16) ettersom endringer i hydrologien til myra kan ha en påvirkning på forekomstene.

Beskrivelse

Flere forekomster av brunskjene forekommer i en myr helt nord i planområdet. Forekomstene er begrenset til en liten kalkrik del av myra. I den kalkrike delen forekommer også andre kalkkrevende arter som svarttopp og loppestarr. Myra for øvrig er kalkfattig.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-7: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde V1.

Verdivurdering: Delområde V1 Brunskjene **Områdetype: Økologisk funksjonsområde for vegetasjon**						
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi		
▲ Sårbare (VU) arter og funksjonsområdet deres får iht. M-1941 stor verdi.						
Tiltakets påvirkning						
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.					
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Myra og rødlisteforekomstene vil ikke bli påvirket av tiltaket.					
Tiltakets konsekvens						
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Delområde V2 Lauvdalsvarden

Avgrensning

Delområdet er avgrenset til forekomstene av heistarr og lyngheia i resten av planområdet ettersom habitatkravene er vide, dvs. samme avgrensning som delområde NT1.

Beskrivelse

Flere forekomster av heistarr er registrert i området mellom Lauvdalsvarden og Ytre Skardet midt i planområdet. En forekomst ble registrert i åpen lynghei, mens resten ble registrert i kanten av skogområder. Områdene de ble registrert i, var alle overveiende kalkfattige.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-8: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde V2.

Verdivurdering: Delområde V2 Lauvdalsvarden **Områdetype: Økologisk funksjonsområde for vegetasjon**						
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi		
▲ Nær trua (NT) arter og funksjonsområdet deres får iht. M-1941 middels verdi.						
Tiltakets påvirkning						
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.					
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: De observerte forekomstene av arten vil ikke bli påvirket av tiltaket. Tiltaket vi derimot beslaglegge noe areal av funksjonsområdet deres. Arealet til det gjenværende funksjonsområdet er så stort at arealbeslaget vurderes som minimalt og at det ikke vil svekke artens bestand lokalt eller redusere funksjonene til funksjonsområdet.					
Tiltakets konsekvens						
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					

Delområde V3 Skog langs adkomstveien

Avgrensning

Kartlegging etter Miljødirektoratets instruks (M-2209) er en utvalgskartlegging som betyr at ikke all natur blir kartlagt. Områder som ikke blir kartlagt etter instruksen har likevel verdi og kan være viktige funksjonsområder for livskraftige og rødlista arter. For naturtyper og vegetasjon består delområdet av naturtyper og funksjonsområder som ikke er verdisatt som delområder for naturtyper og vegetasjon, og vist over. Delområdet er avgrenset til de resterende skogområdene langs adkomstveien. Alle myrer i planområdet er et delområde under landskapsøkologiske sammenhenger og inngår dermed ikke her.

Beskrivelse

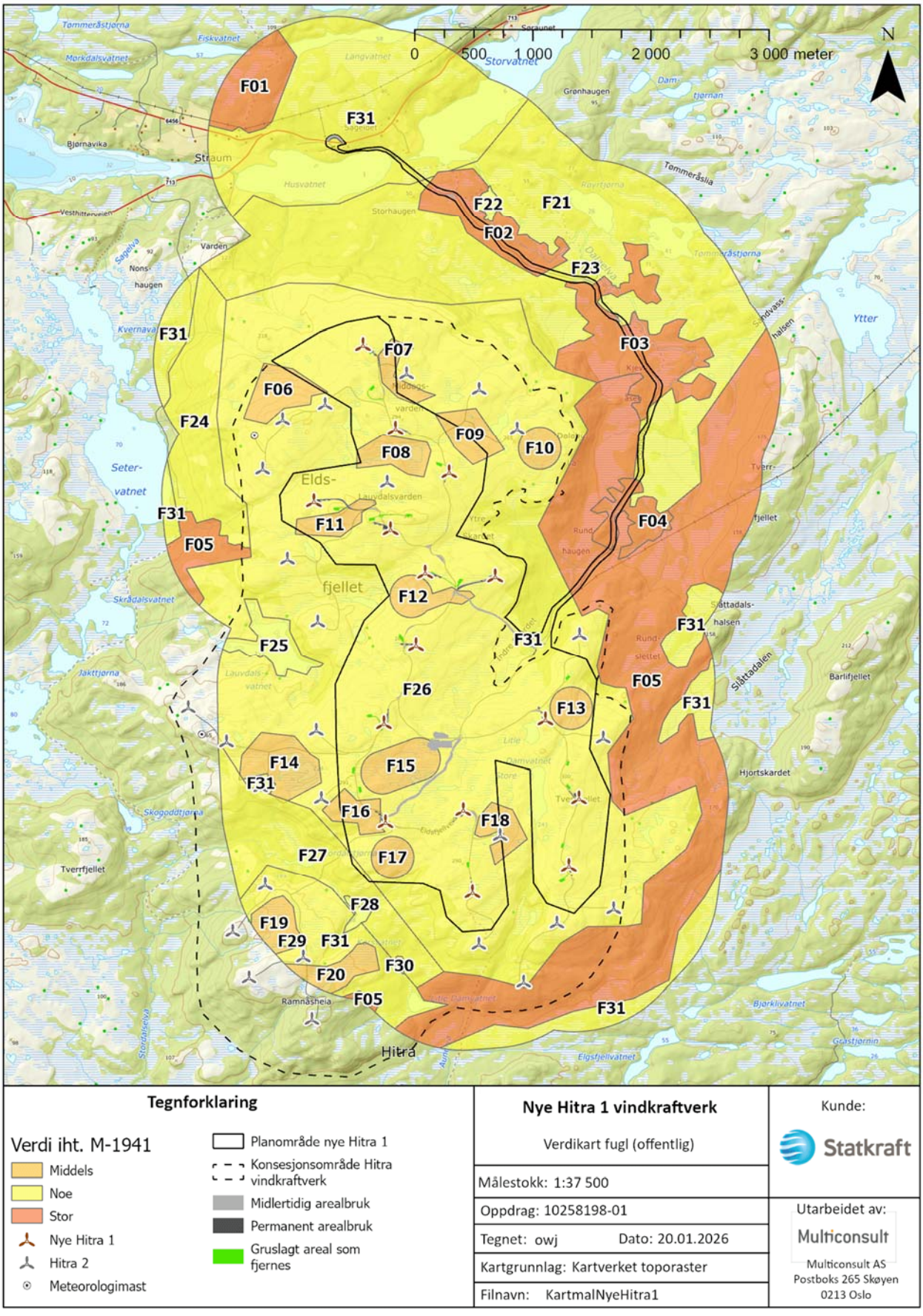
Skogene langs adkomstveien er eldre furuskog som er mellom 100 – 200 år gammel. Skogen er i mosaikk med myr, se eks. figur 4-11. Skogen har innslag av trær av forskjellig alder og har også innslag av stående død ved flere steder.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-9: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde V3.

Verdivurdering: Delområde V3 Skog langs adkomstveien **Områdetype: Økologisk funksjonsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet får noe verdi som følge av at skogene utgjør økologisk funksjonsområde for alminnelige og vidt utbrede arter og deres funksjonsområde. Skogene langs adkomstveien er eldre og kan dermed utgjøre leveområder for arter knyttet til eldre skoger, deriblant rødlista arter. Av den grunn settes verdipilen i øvre del av intervallet.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Adkomstveien vil måtte utbedres tre steder langs adkomstveien og dermed medføre noe arealbeslag. Videre kan det forekomme noe forurensning iht. støv og lignende i anleggsfasen. Utenom det vil området ikke blir påvirket.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Noe negativ konsekvens for delområdet (1-).						

5.3.5 Delområder fugl



Figur 5-3: Verdikart med delområder for fugl, offentlig versjon. Delområder for hubro og rovfugl er vist på eget kart i vedlegg 5 unntatt offentlighet.

Delområde F1

Avgrensning

Området er inkludert på grunnlag av registreringer i Artskart/Artsobservasjoner med dårlig nøyaktighet, og er avgrenset skjønnsmessig langs skoggrensa mot innmarka i sør. Avgrensning mot øst er usikker, mens øvrige kanter er gitt av influensområdets ytterkant.

Beskrivelse

Hekkeområde, helårsterritorium for granmeis (VU) og gråspett (spesielt hensynskrevende).

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-10: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F1.

Verdivurdering: Delområde F1 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**						
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi		
▲ Antatt hekkeområde for granmeis (VU) og gråspett (spesielt hensynskrevende). Basert på forvaltningsstatus er verdien stor, her vurdert til midt i verdiklassen pga. lite tilleggsinformasjon om kvalitet.						
Tiltakets påvirkning						
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Ingen endring fra nullalternativet.					
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Minst 500 m fra snuplass og skjermet av terreng og skog.					
Tiltakets konsekvens						
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					

Delområde F2, F3 og F4

Avgrensning

Totalt 6 ulike gransmeisterritorier avgrenset med henblikk på typisk territoriestørrelse på ca. 200 dekar i gammel skog, avgrenset etter antatt egnet habitat basert på syngende hanner, datasett for skogsalder og ortofoto med avgrensning av skog mot åpne myrområder. F2 og F3 er slått sammen av hhv. to og tre tilgrensende territorier.

Beskrivelse

Hekkeområde/helårsterritorium.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-11: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F2, F3 og F4.

Verdivurdering: Delområder F2, F3 og F4 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
			▲		
Hekke-/helårsterritorier for granmeis (VU). Basert på forvaltningsstatus er verdien stor, observert god tetthet og trolig mettet bestand i dette skogsområdet er bakgrunn for en noe forhøyet verdi innenfor verdiklassen.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲			
		Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Ingen endring fra nullalternativet.			
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
		▲			
		Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring, noe forskjøvet mot noe forringet. Begrunnelse: Det kan bli gjort mindre tiltak i noen innersvinger med senking av terreng. Få trær vil bli berørt da veikroppen ikke planlegges utvidet, dvs. lite tap av kritiske ressurser for arten som det antas å være god tilgang på i området. Territoriene vil dermed kunne fungere som før.			
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ			▲				
			Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).				
Alt. 1			▲				
			Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).				

Delområde F5

Avgrensning

Skogsområder med gammel furuskog med spredte innslag av lauvtrær, avgrenset mot åpen fjellhei i overkant og åpne myrområder eller influensområdet i ytterkant. Disse skogsområdene med viktige elementer fortsetter i stor grad videre utover/nedover fra influensområdet, til dels langt utover i sør og sørøst, oppbrutt av myrstrenger. Størrelsen gjør at det ikke er gjort forsøk på å inkludere hele funksjonsområdet utenfor influensområdet.

Beskrivelse

Hekkeområde/helårsterritorium for gråspett og hvitryggspett (begge spesielt hensynskrevende).

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-12: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F5.

Verdivurdering: Delområde F5 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			▲	

Helårs territorier inkludert hekkeområde for gråspett (spesielt hensynskrevende) i god tetthet, også noe hvitryggspett (spesielt hensynskrevende). Basert på forvaltningsstatus er verdien stor, arealstørrelse (videre utover fra influensområdet) og antatt god tetthet (riktignok på noe tynt underlag) gir bakgrunn for en noe forhøyet verdi innenfor verdiklassen.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Ingen endring fra nullalternativet. Stor avstand til turbiner i dagens Hitra 1.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Stor avstand til nye turbiner i Nye Hitra 1, som ikke kommer nærmere enn turbiner i Hitra 2. Noe økt forstyrrelse forventes å få effekt kort avstand innover fra skogkanten mot fjellet.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Delområde F6–F18

Avgrensning

Territorier for heilo (NT) avgrenset til ca. 200 dekar, enten som sirkelsjablong eller mer skjønnsmessig tilpasset terreng med egnet vegetasjon og uten nærliggende anlegg. Plassering er basert på observasjoner av par eller territoriehevdende aktivitet i hekketid. Hekketerritoriene vil trolig kunne variere en del fra år til år, men det er lagt vekt på å få vist arten iht. feltgrunnlaget og representere en relevant tetthet i området. Arealer mellom delområdene vil ikke være uten verdi for arten. Områder er slått sammen med naboterritorium eller med hekkeområde rødstilk (NT) der registreringer tilsa det. Fjerntliggende heiloterritorier, her avgrenset til de som i sin helhet ligger mer 850 m fra Hitra1-turbiner, jf. forstyrrelsesavstand for heilo i vindkraftverk (Rydell J. O., 2017), er ikke inkludert her.

Beskrivelse

Hekketerritorium/hekkeområde.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-13: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F6–F18.

Verdivurdering: Delområde F7–F18 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
▲ Omtrentlige hekketerritorier for heilo (NT), i F12 også hekkeområde rødstilk (NT). Basert på forvaltningsstatus er verdien middels, settes til midt på siden fjellet har en mosaikk av enkeltterritorier, ikke bare ett enslig territorium.				
Tiltakets påvirkning				

Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket (dagens Hitra 1) vurderes som noe forringet mot forringet. Begrunnelse: Territoriene oppfattes i dag å ligge på gjenværende, ikke nedbygde arealer av tilstrekkelig størrelse, helst i noe avstand fra turbiner. I nullalternativet vil det være mindre forstyrrelse/økt kvalitet på territoriene, og det må antas også en noe lavere mortalitet som følge av redusert kollisjonsrisiko. Dagens Hitra 1 reduserer funksjoner i området, men svekkelsen av artens bestand vurderes ikke som større enn lokal til regional, noe som iht. M-1941 gir noe forringet.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket (Nye Hitra 1) vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Turbinene i Nye Hitra 1 vil medføre redusert kvalitet og ev. størrelse på territoriene. Dette vurderes til en lokal til regional bestandseffekt. Sammenlignet med dagens Hitra 1 får Nye Hitra 1 færre turbiner og dermed noe lavere arealmessig forstyrrelse (positivt), men nesten en tredobling i «fangstareal» fra de sveipende turbinbladene (negativt). Dette drar i hver sin retning, og utreder antar derfor samme påvirkningsnivå i sum som for dagens Hitra 1. Det vises ellers til at større og færre turbiner gjerne slår positivt ut for fugl, jf. erfaringer fra repowering iht. (Rydell J. O., 2017).				

Tiltakets konsekvens							
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Noe negativ konsekvens for delområdene (1-).						
Alt. 1	▲ Noe negativ konsekvens for delområdene (1-).						

Delområde F19 og F20

Avgrensning

Territorier for heilo (NT) avgrenset til ca. 200 dekar, enten som sirkelsjablong eller mer skjønnsmessig tilpasset terreng og anlegg. Slått sammen med naboterritorium eller med hekkeområde rødstilk (NT). Disse to territoriene ligger på Ramnåsheia, i praksis et separat fjellområde med et dalføre med skog mellom her og Eldsfjellet, og over 850 m fra Hitra1-turbiner, jf. forstyrrelsesavstand 850 m for heilo iht. (Rydell J. O., 2017).

Beskrivelse

Hekketerritorium/hekkeområde.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-14: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F6, F10, F19 og F20.

Verdivurdering: Delområde F6, F10, F19, F20 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
▲ Omtrentlige hekketerritorier for heilo (NT) og rødstilk (NT), middels verdi iht. M-1941.				
Tiltakets påvirkning				

Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Delområdene ligger så langt fra dagens Hitra 1 at de ligger utenfor forventet forstyrrelsesavstand, og trolig også utenfor bruksarealer med forhøyet mortalitet som følge av kollisjonsrisiko med Hitra 1-turbiner (for Hitra 2-turbiner stiller det seg annerledes).				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Delområdene ligger så langt fra Nye Hitra 1 at de ligger utenfor forventet forstyrrelsesavstand, og trolig også utenfor bruksarealer med forhøyet mortalitet som følge av kollisjonsrisiko med Nye Hitra 1-turbiner (for Hitra 2-turbiner stiller det seg annerledes).				

Tiltakets konsekvens							
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdene (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdene (0).						

Delområde F21, F24 og F27

Avgrensning

Skogsområder og skog-/myrmosaikk avgrenset mot åpen fjellhei i overkant og vann, influensområdet mv. i ytterkant.

Beskrivelse

Hekke- og leveområde.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-15: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F21, F24 og F27.

Verdivurdering: Delområde F21, F24, F27 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
▲ Hekke- og leveområder for orrfugl (LC, jaktbar) i god tetthet, også ansvarsarter som gråsisik og heipiplerke. Vanlige arter med noe verdi iht. M-1941.				

Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tilstrekkelig avstand til delområdene til at tilleggsforstyrrelsen ut over den som følger av Hitra 2 vurderes til ubetydelig. For orrfugl forventes lite bruk av eller kryssing av fjellheiene og derav lav kollisjonsfare.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet

	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tilstrekkelig avstand til delområdene til at tilleggsforstyrrelsen ut over den som følger av Hitra 2 vurderes til ubetydelig. For orrfugl forventes lite bruk av eller kryssing av fjellheiene og derav lav kollisjonsfare.
Tiltakets konsekvens	
Alternativ	3/4+ | 1/2+ | 0 | 1- | 2- | 3- | 4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdene (0).
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdene (0).

Delområde F22, F23, F25, F26, F28, F29 og F30

Avgrensning

Småvann/tjern og mindre innsjøer, avgrensning inkluderer nærmeste vannkant omkring for reirplassering.

Beskrivelse

Hekkevann for våtmarksfugl som hekker i umiddelbar nærhet til vannet.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-16: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F22, F23, F25, F26, F28, F29 og F30.

Verdivurdering: Delområde F22, F23, F25, F26, F28, F29, F30 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Sikre eller antatte hekkevann for våtmarkfugl (sangsvane, brunnakke, kvinand, storlom), F28 også myrsnipe. Alle er livskraftige arter. Basert på forvaltningsstatus er verdien noe, men det er ikke alle vann som har disse artene, og de vurderes til i øvre sjikt av «hverdagsnatur» og derfor til høyt på noe verdi.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet mot ubetydelig endring. Begrunnelse: Dagens Hitra 1 medfører en viss forstyrrelse samt kollisjonsrisiko. Samtidig ligger de ulike hekkevannene enten nær etablert vei eller i god avstand fra/skjermet fra etablert veinett. Ingen vann er direkte berørt. Bare F26 ligger innenfor 500 m fra en turbin i dagens Hitra 1, men over 300 m, slik at normal ferdsel i driftsperioden ikke vurderes å være vesentlig forstyrrende.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet mot ubetydelig endring. Begrunnelse: Nye Hitra 1 vil medføre en viss forstyrrelse samt kollisjonsrisiko. Samtidig ligger de ulike hekkevannene enten nær etablert vei eller i god avstand fra/skjermet fra etablert og planlagt nytt veinett. Ingen vann blir direkte berørt, og veinettet i nærheten endres ikke. Bare F26 ligger innenfor 500 m fra en turbin i Nye Hitra 1, men over 300 m, slik at normal ferdsel i driftsperioden ikke vurderes å bli vesentlig forstyrrende.				
Tiltakets konsekvens					

Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdene (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdene (0).						

Delområde F31

Avgrensning

Influensområdet minus delområdene over.

Beskrivelse

Hekkeområde og andre funksjonsområder for vanlige arter.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-17: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde F31.

Verdivurdering: Delområde F31 **Områdetype: Økologisk funksjonsområde fugl**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Øvrig areal innenfor influensområdet, med funksjonsområder for vanlige arter av fugl (LC). Basert på forvaltningsstatus er verdien noe, og her er det ikke kjent forhold som tilsier noen økt eller redusert verdi innenfor verdiklassen.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet, trukket mot forringet. Begrunnelse: Dette arealet omfatter bl.a. alle turbiner i dagens Hitra 1. Arealbeslag, forstyrrelser og tap i turbiner vurderes til en viss lokal svekking av flere vanlige arter. Tiltaket forventes å ha små virkninger på trekkmuligheter. Her inngår bl.a. hekkeområder for lirype (LC) som er særlig kollisjonsutsatt, men som tåler en viss dødelighet, jf. også etterundersøkelser (Bevanger, 2010) som fant omtrent samme tetthet av ryper på Eldsfjellet som på et nærliggende fjell uten vindturbiner etter installasjonen av dagens Hitra 1.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet, trukket mot forringet. Begrunnelse: Alle turbiner i Nye Hitra 1 ligger innenfor dette arealet. Arealbeslag, forstyrrelser og tap i turbiner vurderes til en viss lokal svekking av flere vanlige arter. Tiltaket forventes å ha små virkninger på trekkmuligheter. Her inngår bl.a. hekkeområder for lirype (LC) som er særlig kollisjonsutsatt, men som tåler en viss dødelighet, jf. også etterundersøkelser (Bevanger, 2010) som fant omtrent samme tetthet av ryper på Eldsfjellet som på et nærliggende fjell uten vindturbiner etter installasjonen av dagens Hitra 1. Sammenlignet med dagens Hitra 1 vurderes påvirkningen som litt mindre, jf. erfaringer fra repowering iht. (Rydell J. O., 2017).				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).

Delområde F32–F46 for sensitive arter

Nærmere omtale med kart og delområdetabeller for sensitive arter er gitt i eget vedlegg 5 unntatt offentlighet. Det gis her en forenklet omtale i tabell 5-18.

Tabell 5-18: Forenklet samletabell for sensitive arter. Detaljer framgår i vedlegg 5 unntatt offentlighet.

Delområde	Konsekvens	Konsekvensgrad	Anleggsperiode	Merknad
F32	Ubetydelig	0	Ingen avbøtende tiltak foreslås	Hubro
F33, F34	Noe negativ	1-	Ingen avbøtende tiltak foreslås	Hubro
F35–F40	Ubetydelig	0	Ingen avbøtende tiltak foreslås	Hønsehauk
F41, F42	Noe negativ	1-	Ingen avbøtende tiltak foreslås	Kongeørn
F43	Noe negativ	1-	Mindre begrensninger i perioden februar til ut juli foreslås	Havørn
F44–F46	Ubetydelig	0	Ingen avbøtende tiltak foreslås	Havørn

5.3.6 Delområder flaggermus

Delområde FM1 Flaggermus

Avgrensning

Datagrunnlaget er for tynt til å avgrense dette på kart.

Beskrivelse

Funksjonsområde for flaggermus med nordflaggermus lagt til grunn.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-19: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde FM1

Verdivurdering: Delområde FM1 Flaggermus **Områdetype: Økologisk funksjonsområde flaggermus**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Ved vurdering av verdi blir nordflaggermus lagt til grunn, da det er flest observasjoner av denne arten og den forekommer relativt jevnlig i datasettet fra midten av juli til midten av september.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Påvirkningen vil være omtrentlig lik som beskrevet under alternativ 1. Påvirkningen fra dagens Hitra 1 er litt større ettersom dagens har en høyere turbintetthet enn det nye Hitra 1.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Nordflaggermus jakter gjerne i mer åpne områder og over tretoppene som gjør den utsatt for kollisjon da den flyr opp i rotorsone. Arten er hovedsakelig stasjonær, men kan også trekke mellom yngleområder om sommeren og overvintringssteder, og kan forflytte seg langt hver dag mellom ynglekolonien/dagleie og områder brukt til næringssøk (Eldegard, et al., 2021) (Russ, 2021). Slik aktivitet skjer også gjerne i høyere luftlag som gjør nordflaggermus utsatt for kollisjon med turbiner. Etableringen av 12-15 turbiner i planområdet med maksimal høyde på 220 meter vil påvirke nordflaggermus negativt sammenlignet med nullalternativet der samtlige turbiner i Hitra 1 fjernes. Trollflaggermus er en trekkende art som kan trekke over 2000 km mellom sommer og vinterområder (Eldegard, et al., 2021) (Russ, 2021). Arten kan trekke langs norskekysten på seinsommeren/høsten, og tidspunktet for registreringen støtter opp under at dette sannsynligvis var et eller flere trekkende individer som fløy over Hitra vindkraftverk. Ettersom trollflaggermus er en trekkende art som bruker høyere luftlag vurderes arten til å ha stor risiko for kollisjon med vindturbiner. Trekk foregår ofte rundt rotorsone og dyrene flyr ofte fort med vinden, som øker kollisjonsrisikoen. Arter som trekker langt, har en ytterligere problemstilling med at dødelighet i tiltaksområdet også vil påvirker bestanden av arten i andre regioner av Norge eller andre land. Denne problemstillingen går begge veier og det er kjent fra et studie i Tyskland at Skandinaviske og Baltiske flaggermus blir funnet turbindrept i tyske vindkraftverk (Lehnert, et al., 2014). Storflaggermus er en av de artene som har den høyeste kollisjonsrisikoen med turbiner i Europa, sammen med dvergflaggermus, tusseflaggermus og trollflaggermus (Rydell, Ottvall, Pettersen, & Green, 2017). Det er en typisk høytflyvende art som liker å jakte i åpne områder og kan fly i				

	rotorhøyde både under næringssøk og trekk (Eldegard, et al., 2021) (Russ, 2021). Storflaggermus er en trekkende art og følgelig kan påvirkninger i bestanden lokalt ha konsekvenser for artens bestand også nasjonalt og internasjonalt (Lehnert, et al., 2014). Alternativ 1 vil medføre ulemper for flaggermus som benytter planområdet. Dette vurderes å ha innvirkning på artsgruppen både lokalt og regionalt. For de trekkende artene så kan virkningene være over et større område. Det er imidlertid svært få passeringer av disse slik at påvirkningen er begrenset.

Tiltakets konsekvens							
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ					▲		
	Middels negativ konsekvens for delområdet (2-).						
Alt. 1					▲		
	Middels negativ konsekvens for delområdet (2-).						

5.3.7 Delområder annet dyreliv

Delområde AD1 Hjort rundt Eldsfjellet

Avgrensning

Delområdet er avgrenset til skogområdene som ligger rundt Eldsfjellet.

Beskrivelse

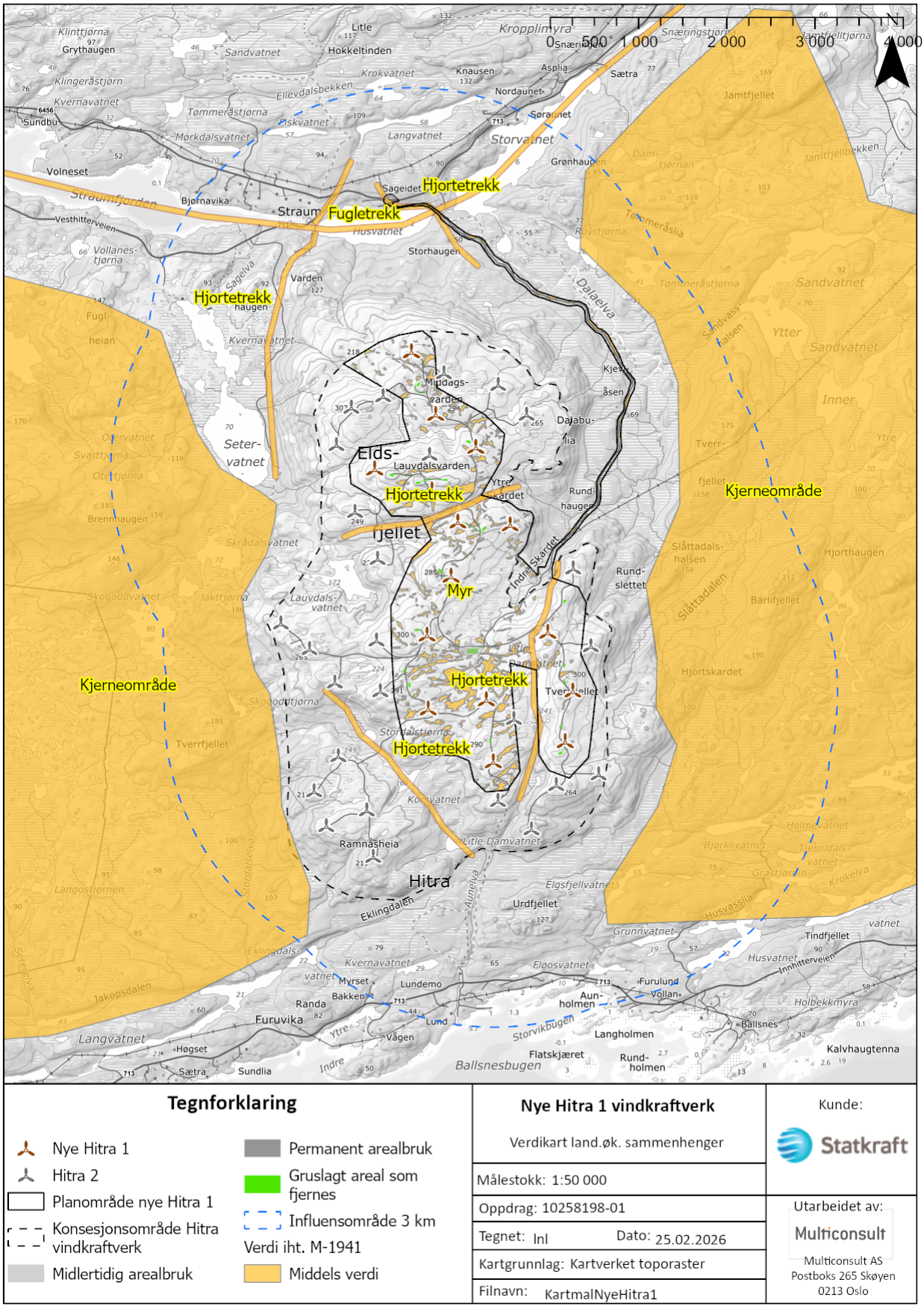
Skogene rundt Eldsfjellet er omtalt som leveområder for hjort basert på flere kilder. Dette er områder som framstår som relativt urørt natur med unntak av noen få hytter på hver side av Eldsfjellet.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-20: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde AD1.

Verdivurdering: Delområde AD1 Hjort rundt Eldsfjellet **Områdetype: Økologisk funksjonsområde annet dyreliv**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲					
Hjort har status som livskraftig art. Alminnelige arter og vidt utbrede arter og deres funksjonsområder får iht. M-1941 noe verdi. Verdipila settes i øvre del av noe verdi som følge av at området sørøst for Eldsfjellet ved Barlifjellet er omtalt som et særlig viktig hjortehabitat.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Det er kjent at hjorten skyr vindkraftområder i anleggsfasen som følge av forstyrrelser i form av blant annet støy. De vil da trekke til andre leveområder lengre borte, som da en stund får flere hjort enn vanlig over en periode. Det kan potensielt føre til en overpopulasjon over en liten periode ettersom Hitra er ei øy. Av erfaring returnerer de til området en stund etter anleggsfasen, men det er usikkerhet knyttet til tidshorisonten. Som følge av at tidshorisonten er usikker og det forventes en effekt et stykke ut i driftsfasen, er det vurdert som en varig påvirkning. Det ble også fortalt at det ble vesentlig mindre hjort i et leveområde vest for Eldsfjellet etter bygging av Hitra 2. Det er også observert at de store hjortene har blitt mer forsiktig/bruker fjellet mindre. Vindkraftverket er nevnt som en mulig begrunnelse for begge, men det kan ikke bekreftes gjennom noe forskning ettersom det ikke er funnet noe før- og etterundersøkelser for hjort ved bygging av vindkraftverk. Påvirkningen vurderes derfor til noe forringet, men med noe usikkerhet knyttet til den.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.3.8 Delområder landskapsøkologiske sammenhenger



Figur 5-4: Verdikart for delområder innen landskapsøkologiske sammenhenger. Avgrensningene er omtrentlige.

Delområde LØ1 Myrene på Eldsfjellet

Avgrensning

Delområdet består av alle myrene over 250 m^2 som er avgrenset på Eldsfjellet. Noen få inngår også som delområder innen naturtyper da de er rødlista naturtyper eller naturtyper med økologisk funksjonsområde. Den landskapsøkologiske funksjonen deres verdisettes under dette delområdet, mens verdien som naturtype verdisettes under delområder for naturtyper.

Beskrivelse

Delområdet består av et større nettverk av myrer på hele Eldsfjellet. De henger sammen som et våtmarkskompleks bestående av et nettverk av myrer som bindes sammen gjennom bekker, vann- og fuktsig og skal iht. utredningsprogrammet vurderes som et delområde innen landskapsøkologiske sammenhenger. Myrene består av typen åpen fattig jordvannsmyr. De er alle overveiende kalkfattig, mens noen få er intermediære. Landskapet på Eldsfjellet er noe kupert og de fleste myrer forekommer langs forsenkninger eller på større flater. Lokalt vil arter knyttet til fuktige habitat følge myrene og fuktdragene i forsenkningene som skaper mindre korridorer i landskapet. Videre gir alle myrene økosystemtjenester som karbonlagring og flomdemping.

Myrene har med stor sannsynlighet vært enda mer sammenvevd før vindkraftverkene Hitra 1 og Hitra 2 ble etablert. Mange av dem er fragmentert gjennom internveiene innenfor vindkraftverkene og av adkomstveien. På enkelte steder er samme myr fragmentert i flere enn to deler. Det er derimot ikke sett noen tydelige markante tegn i myrvegetasjonen på at veiene har utgjort markante barrierer for vanngjennomstrømningen. Det viser at stikkrenner har fungert slik de var tiltenkt.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-21: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde LØ1.

Verdivurdering: Delområde LØ1 Myrene på Eldsfjellet **Områdetype: Tett nettverk av mindre kjerneområder**						
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi		
▲						
Delområdet får middels verdi basert på at nettverket av myrer på Eldsfjellet utgjør naturområder og naturstrukturer som bidrar til å binde sammen nøkkelområder for økologiske prosesser i økosystemene.						
Tiltakets påvirkning						
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
NÅ	▲					
	Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.					
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
	▲					
	Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Noen myrer vil bli berørt, men myrene vil oppleve lite arealbeslag som følge av at de nye oppstillingsplassene, turbinpunkt og nye avstikkere til turbinpunkt er plassert nært eksisterende turbiner som i nullalternativet regnes som sterkt endret mark. De nye turbinene vil i liten grad medføre ytterlige fragmentering som følge av at de fleste myrene den dagen i dag allerede er betydelig fragmentert som følge av internveinettverket.					
Tiltakets konsekvens						
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-

NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).
Alt. 1	▲ Noe negativ konsekvens for delområdet (1-).

Delområde LØ2 Trekkveier for hjort

Avgrensning

Delområdet inkluderer alle trekkveiene for hjort rundt og over Eldsfjellet.

Beskrivelse

Delområdet inneholder flere lokale hjortetrekk som binder sammen leveområder for hjort. På Eldsfjellet går trekkene hovedsakelig lengre nede i terrenget, langs smådaler og søkk hvor det gjerne også er skjul i form av skog. Det er bare mindre deler av trekkene som ligger åpent. I nord legger vannene opp til to naturlige korridorer ved Straum, på hver side av Husvatnet. Det er lang avstand til neste mulige trekkrute til den nordlige delen av Hitra.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-22: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde LØ2.

Verdivurdering: Delområde LØ2 Trekkveier for hjort **Områdetype: Landskapsøkologiske sammenhenger**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet er gitt middels verdi som følge av at det har verdi som lokalt viktig vilttrekk.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Det er ikke planlagt noen turbinpunkt eller lignende i områder som vil blokkere hjortetrekk på eller rundt Eldsfjellet. Anleggsfasen vil derimot påvirke trekkrutene noe, ettersom det er kjent at hjorten skyr vindkraftområder i anleggsfasen som følge av forstyrrelser i form av blant annet støy. Hjortetrekket øst for Husvatnet i nord vil kunne bli ekstra påvirket av anleggsfasen som følge av at den går forbi starten av adkomstveien der en vil kunne forvente en god del anleggstrafikk, særlig på morgenen når hjorten er mest aktiv. Av erfaring returnerer hjorten til området en stund etter anleggsfasen, men det er usikkerhet knyttet til tidshorisonten. Som følge av at tidshorisonten er usikker og påvirkningen også vil foregå et stykke ut i driftsfasen er dette vurdert som en varig påvirkning. Tiltaket vurderes dermed som en mindre svekking av trekkrutene.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Alt. 1	▲ Noe negativ konsekvens for delområdet (1-).

Delområde LØ3 Trekkvei for fugler

Avgrensning

Delområdet består av den landskapsøkologiske sammenhengen gjennom vannene langs Straumdalen nord for planområdet. Området er avgrenset basert på artsdata og topografisk norgeskart.

Beskrivelse

Området er en naturlig korridor med flere vann som «skiller» nordvestre del av Hitra fra resten av Hitra. Korridoren binder sammen flere vann: Straumfjorden, Husvatnet, Storvatnet, Snæringstjørna, Øverdalsvatnet, Vollavatnet og Barmfjorden. Vannkorridoren blir brukt til næringssøk av for det meste måker som fiskemåke og gråmåke, som det er observert flere av iht. Artskart. Det også kartlagt lom i vannene iht. Artskart, så de bruker med stor sannsynlighet også korridoren til næringssøk.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-23: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde LØ3.

Verdivurdering: Delområde LØ3 Trekkvei for fugler **Områdetype: Landskapsøkologiske sammenhenger**						
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi		
▲ Delområdet er gitt middels verdi som følge av at det har verdi som lokalt viktig fugletrekk.						
Tiltakets påvirkning						
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.					
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Det forventes ingen varige påvirkninger på vannkorridoren som følge av store deler av infrastrukturen er der i området i dag. Korridoren kan oppleve noen midlertidige påvirkninger i anleggsfasen i form av støy og anleggstrafikk.					
Tiltakets konsekvens						
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					

Delområde LØ4 Kjerneområder

Avgrensning

Delområdet består av de urørte kjerneområdene rundt Eldsfjellet. I områdene inngår også INON-områdene i sone 2 (1-3 km fra tyngre tekniske inngrep).

Beskrivelse

Øst og vest for Eldsfjellet er det to større urørte kjerneområder. Områdene fortsetter utenfor influensområdet og utgjøre de to største urørte kjerneområdene på Hitra. Det østlige området er delt i to av kraftledningen fra transformatorstasjonen i vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon i øst, men framstår fortsatt som urørt.

Begge områdene utgjør viktige kjerneområder for arter der det østlige området består av Havmyran naturreservat (større våtmarksområde og utenfor influensområde) og et større område rundt reservatet bestående av en mosaikk av eldre skog og myr). Det vestlige området består på lik linje med det østlige området også av en mosaikk av eldre skog og myr.

Mosaikken av myr og skog rundt Eldsfjellet utgjør viktige leveområder for et mangfold av arter, deriblant hjort, fugler knyttet til gammelskog (deriblant hekkende granmeis, gråspett, hvitryggspett og tretåspett) og vegetasjon (som eksempelvis de registrerte rødlisteartene furustokkjuke, gubbeskjegg og granbendellav i arter av nasjonal forvaltningsinteresse).

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde

Tabell 5-24: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde LØ4.

Verdivurdering: Delområde LØ4 Kjerneområder **Områdetype: Landskapsøkologiske sammenhenger**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet er gitt middels verdi, og da øvre del av intervallet, som følge av at delområdet består av deler av de to største kjerneområdene på Hitra.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Ingen endring fra nullalternativet. Stor avstand til turbiner i dagens Hitra 1.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket vil ikke medføre endring i de inngrepsfrie naturområder, stort sett som følge av at det nye Hitra 1 nesten er omringet av Hitra 2. Tiltaket vil heller ikke føre til nytt arealbeslag i delområdet av samme grunn. For mobile arter vil noe økt forstyrrelse forventes å få effekt kort avstand innover fra skogkanten mot fjellet.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).

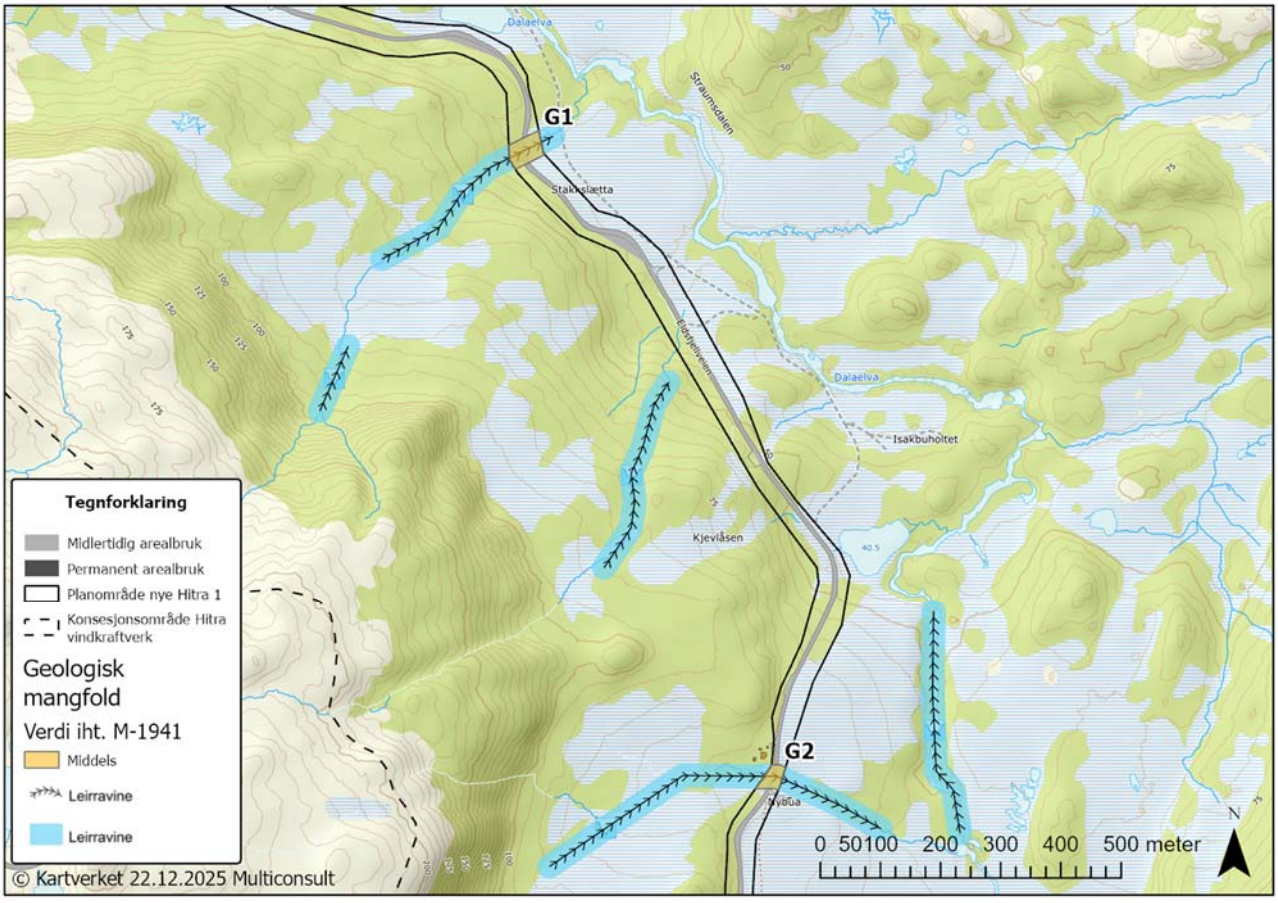
5.3.9 Delområder geologisk mangfold

Som omtalt i kapittel 4.6.1 er det ikke funnet grunnlag for å avgrense delområder for geologisk arv. Det er iht. omtale i kapittel 4.6.2 to geotoper i form av den rødlista landformen leirravine (sårbar - VU) innenfor planområdet, og disse er inkludert som delområder jf. kart i figur 5-5.

NGU har som en del av sin gjennomgang på Hitra verdivurdert de aktuelle leirravinene iht. kriteriene beskrevet i M-1941, se tabell 5-25. Verdiene satt av NGU legges til grunn her.

Tabell 5-25: Verdisetting av delområder geologisk mangfold.

Delomr./geotop	Utforming	Tilstand	Kvalitet	Verdi iht. M-1941
G1 leirravine	2 Tydelig	2 Noe forringet	2 Middels	Middels
G2 leirravine	2 Tydelig	2 Noe forringet	2 Middels	Middels



Figur 5-5: Delområder geologisk mangfold, leirraviner som krysses av eksisterende atkomstvei. Det er ikke grovprosjektert tiltak som berører delområdene.

Tabell 5-26: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens delområde G1 og G2.

Verdivurdering: Delområde G1 og G2, leirravine krysset av atkomstveien **Områdetype: Geologisk mangfold**				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi

▲ Delområdene får middels verdi iht. NGUs verdivurderinger. Siden en stor del av de avgrensede delområdene alt er berørt av den eksisterende atkomstveien, settes verdien i nedre del av intervallet.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Det er ingen forskjell mellom nullalternativet og dagens tilstand.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Grovprosjekterte behov for utbedringer på atkomstveien tilsier ikke behov for tiltak som berører disse delområdene. Dagens tilstand forventes derfor å videreføres uendret.				
Tiltakets konsekvens					
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.4 Midlertidige virkninger

Midlertidig anleggsvirksomhet vil i all hovedsak skje på, eller i umiddelbar nærhet til de permanente anleggene, og vil på slike arealer ikke medføre noen ekstra påvirkninger. I nærområdet omkring planområdet må det forventes anleggsstøy og generelle forstyrrelser som følge av menneskelig aktivitet over en lengre periode. Anleggsvirksomheten vil ha en avvisende effekt på både fugl og annet dyreliv. I noen tilfeller kan den også medføre mislykket hekking som følge av at påbegynt hekking oppgis eller økt predasjon. For annet dyreliv kan økt anleggsaktivitet i området øke sjansen for viltpåkjørsler, men påvirkningen anses som begrenset som følge av at maksimal hastighet i et vindkraftverk er 30 km/t. Videre kan det forekomme noe forurensning iht. støv og lignende på naturtyper og vegetasjon i anleggsfasen.

En nærmere vurdering av midlertidige virkninger for sensitive arter er gitt i vedlegg 5 unntatt offentlighet.

5.5 Usikkerhet iht. NT1

Det er som beskrevet i kap. 4.2.3 usikkerhet knyttet til lyngheia på Eldsfjellet og hvilken naturtype det burde kartlegges som. Det er valgt å gjennomføre en worst-case vurdering for lyngheia. Det vil si om konsekvensen for lyngheia iht. M-1941 hadde blitt større dersom den hadde blitt kartlagt som kystlynghei.

I henhold til forskrift om utvalgte naturtyper etter naturmangfoldloven § 3 nr. 6 bokstav b er all kartlagt kystlynghei med en lokalitetskvalitet «svært høy», «høy», «moderat» eller «lav» klassifisert som en utvalgt naturtype. Utvalgte naturtyper skal gis verdien svært stor iht. verditabellen i M-1941.

Tabell 5-27: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for lyngheia som kystlynghei.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi

				▲	
Utvalgte naturtyper skal gis verdien svært stor iht. M-1941. Dersom lyngheia hadde blitt kartlagt som kystlynghei hadde det blitt valgt å sette verdien i lavere enden av svært stor verdi. Dette som følge av at det er få rødlista arter i området og at den er veldig fragmentert som følge av dagens Hitra 1 og Hitra 2.					
Tiltakets påvirkning					
Alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲			
	Det er ingen forskjell mellom nullalternativet og dagens tilstand.				
Alt. 1	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
			▲		
	Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Samme påvirkning som delområde NT1.				

Tiltakets konsekvens							
Alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ			▲				
	Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1				▲			
	Noe negativ konsekvens for delområdet (1-).						

Dersom lyngheia hadde blitt kartlagt som kystlynghei ville lyngheia endt opp med samme endelig konsekvens som delområde NT1 som er kartlagt som fjellhei, noe negativ konsekvens (1-), se tabell 5-2 og tabell 5-27. Som følge av det vil usikkerheten knyttet til valg av naturtype ikke ha betydning for samlet konsekvens av tiltaket.

6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer

6.1 § 10 Samlet belastning

Naturmangfoldloven § 10 lyder:

> *En påvirkning av et økosystem skal vurderes ut fra den samlede belastning som økosystemet er eller vil bli utsatt for.*

Samlet belastning er iht. M-1941 summen av konsekvensene for alle delområdene innenfor influensområdet, inklusive også andre pågående og planlagte tiltak. Dessuten skal ev. konsekvenser for en arts utbredelse i regional eller nasjonal sammenheng vurderes. Endelig skal det vurderes om andre faktorer, som klimaendringer, vil bidra til en ytterligere belastning.

Videre er det et grunnlag for å sette samlet konsekvensgrad for naturmangfold i tabell 6-1.

For samlet belastning er nullalternativet lagt til grunn, der dagens Hitra 1 er fjernet. Vurderingen av samlet belastning gjøres derfor for forskjellen i samlet påvirkning mellom nullalternativet og Nye Hitra 1, sammen med eksisterende belastning fra Hitra 2 og andre inngrep i influensområdet.

I influensområdet er det hovedsakelig naturtypen fjellhei (nær trua (NT)) (eller kystlynghei (sterkt trua (EN)) og utvalgt naturtype) som vil bli påvirket av det nye Hitra 1, fulgt av noen enkelte rike åpne sørlige jordvannsmyrer (EN). Tiltaket vil medføre arealbeslag i lyngheia. Rikmyrene vil kunne oppleve noe arealbeslag i kanten. Fjellhei er en naturtype der klimaendringer og den medfølgende heving av skoggrensen er den dominerende årsaken til rødlistestatusen. Kystlynghei er rødlista grunnet endret skjøtsel, om dette er en kystlynghei, er skjøtsel opphørt for svært lenge siden. Rik åpen sørlig jordvannsmyr er rødlistet som følge av flere påvirkningsfaktorer, deriblant oppdyrking, drenering gjennom grøfting, treplantasjer, forurensning og nedbygging til ulike typer for infrastruktur. Arealbeslaget det nye Hitra 1 medfører er lite sammenlignet med nye vindkraftverk, og vil ikke bidra til en økt samlet belastning for naturtypene, spesielt sett opp mot rødlistevurderingen for fjellhei (eller for kystlynghei).

For fugl er det artene som hekker i fjellheia på Eldsfjellet, som heilo, rødstilk (begge NT) og lirype (livskraftig (LC)), som blir mest direkte påvirket ved arealtap, fortrengning ut over dette, forstyrrelser og kollisjonsrisiko. Det er i dag jevnlig tilstedeværelse av kråke og ravn på Eldsfjellet, noe som ikke var tilfelle før vindkraftverket ble etablert (M. P. Estenstad, pers. med.). Dette skyldes trolig muligheten for å finne kollisjonsdrept fugl og økt mulighet for å oppdage reir/unger hos fugl som blir jaget opp i hekketida. Økt predasjonstrykk fra kråkefugl vil redusere hekkesuksessen i anlegget. Den samlete belastningen på bestandene av disse artene vurderes likevel til å være lokal på Eldsfjellet, og tilsier derfor ikke noen økt konsekvensgrad ut over den som er gitt for de berørte delområdene.

For rovfugl er det kongeørn (LC, spesielt hensynskrevende) som utpeker seg som mest berørt, da trolig to av totalt fem territorier på Hitra er negativt påvirket av vindkraftverket. Dette tilsier en bredere påvirkning på denne arten ut over influensområdet, begrenset til øya Hitra, og dermed en noe økt konsekvensgrad ut over den som er gitt for de berørte delområdene. Arten er imidlertid livskraftig, og det forventes ikke noen effekt på bestandsmålene for arten på et større regionalt eller nasjonalt nivå.

For hubro er trolig minst ett territorium forlatt som følge av Hitra vindkraftverk. Det er i 2025 registrert aktivitet i 12 territorier på Hitra, og det er muligens inntil 16 territorier på øya, jf. rapporten fra M. P. Estenstad i vedlegg 6. Undersøkelser i Trøndelag i 2025 har påvist aktivitet i svært få av territoriene hvor arten tidligere har vært registrert (G. Bangjord, pers. med.). Hitra framstår, sammen med ett annet område i indre Trøndelag, som et gjenværende kjerneområde for arten i regionen. Arten er likevel i tilbakegang også på Hitra, og (det samlete) Hitra vindkraftverk er en tilleggsbelastning i tillegg til mange andre faktorer som påvirker arten negativt. DNA-analyser har vist svært lite utveksling av

hubro mellom Hitra og naboøya Frøya (M. P. Estenstad, pers. med.), noe som tilsier at øya Hitra med sin skjærgård trolig kan ses som ett økosystem for hubro over ganske mange generasjoner. Eksisterende belastning er iht. nullalternativet primært Hitra 2-turbinene samt fellesanlegg med dagens Hitra 1 som nettilknytning, transformator- og driftsbygg, samlet veinett, vindmålemaster og mobilmast. En repowering vil tilføre Nye Hitra 1-turbiner og et ellers moderat tillegg i arealbruk. Funksjonelt vurderes tilleggsbelastningen for hubro av dette som moderat, som følge av det omkransende Hitra 2 og i praksis felles veinett og menneskelige forstyrrelser. Tilleggsbelastningen er knyttet til en økt kollisjonsrisiko og et tap/redusert verdi av mulige jaktområder på den åpne fjellheia, primært om vinteren utenom hekketid fordi det pga. Hitra 2 vurderes som lite sannsynlig med reetablering av hekkende hubro nær Eldsfjellet. Effekten på bestandsmålene for arten på regionalt eller nasjonalt nivå vurderes som mulig negativ, men liten, og tilsier følgelig en liten økning i konsekvensgrad ut over den som er gitt for de berørte delområdene.

Alle de tre flaggermusartene identifisert i kartleggingen er rødlistet som følge av bestandsnedgang, få reproduserende individer eller en kombinasjon av disse (Eldegard, et al., 2021). Resultatene identifiserer ikke Hitra vindkraftverk som et spesielt viktig område for flaggermus basert på aktivitetsnivået, verken til næringssøk eller trekkaktivitet. Aktivitetsnivået for artene er noe krevende å vurdere ettersom flaggermus er forholdsvis lite undersøkt i Norge, spesielt nord i landet. Dette gir et svakt sammenligningsgrunnlag for resultatene fra undersøkelsen. Imidlertid er det kjent fra studier at aktivitetsnivå ikke alltid kan predikere dødelighet når det kommer til vindkraft (Lintott, Richardson, Hosken, Fensome, & Mathews, 2016) (Solick, Pham, Nasman, & Bay, 2020), og at flere andre faktorer spiller inn som landskap, habitat, tetthet av turbiner, turbinplassering og turbinhøyde/rotorsveipsone. Også indirekte konsekvenser som habitattap som følge av unnvikelse er relevant for de registrerte artene. Imidlertid vil Hitra 2 redusere effekten av færre turbiner både ved fjerning av Hitra 1 og etablering av nye Hitra 1.

Det planlagte tiltaket innebærer 12–15 vindturbiner med en høyde på 220 meter, som følgelig har en større rotorsveipsone enn lavere turbiner. Realisering av alternativ 1 medfører et større areal der flaggermus blir utsatt for kollisjon og en høyere tetthet av turbiner enn dersom nullalternativet realiseres. Sammenlignet med dagen situasjon vil tiltaket føre til en lavere tetthet av turbiner i planområdet. En lavere turbintetthet etter gjennomført tiltak vil trolig redusere kollisjonsrisikoen for flaggermus noe, men effekten vil også bli redusert av at de nye turbinene vil være høyere og ha en større rotorsveipsone enn i dag. At Hitra 2 med 26 turbiner blir stående vil også redusere effekten av lavere turbintetthet ved etablering av nye Hitra 1. Det er imidlertid nullalternativet som skal ligge til grunn for vurderingene av påvirkning og konsekvens. Forskjellene mellom alternativ 1 og alternativ NÅ er vanskelig å kvantifisere for fagtema flaggermus. Konsekvensene av alternativ 1 vil trolig være noe mindre enn for dagens situasjon, men på grunn av faktorene nevnt over vil forskjellen være minimal og begge alternativene oppnår samme konsekvensgrad.

Nordflaggermus var den klart vanligste arten og det er kjent fra kadaverundersøkelser i vindkraftverk i Rogaland at arten blir turbindrept i Norge (Bjarne Oddane pers.medd.). Økt dødelighet som følge av vindkraftverk kan påvirke bestanden negativt regionalt, og den totale belastningen av vindkraftverk langs norskekysten kan ha konsekvenser for den nasjonale bestanden som allerede er i nedgang.

Trollflaggermus og storflaggermus er begge migrerende arter som er ekstra utsatt for kollisjon med turbiner på trekk (Lehnert, et al., 2014) (Rydell, Ottvall, Pettersen, & Green, 2017). Svært få passeringer ble registrert av disse artene som begge hovedsakelig har sin nordlige yttergrense i Trøndelag (Artskart). Slike randpopulasjoner er ekstra sårbare for økt dødelighet i populasjonen, da flaggermus ofte er stedegne og foretrekker å komme tilbake til de samme yngle- og næringsområdene hvert år (Arnett, et al., 2016). Det er en ytterligere problemstilling knyttet til trekkende arter ettersom

dødelighet ikke bare påvirker bestanden regionalt eller nasjonalt, men også internasjonalt (Frick, et al., 2017).

Både trollflaggermus og storflaggermus er blant de vanligste artene å finne turbindrept i europeiske vindkraftverk, sammen med dvergflaggermus og tusseflaggermus (Rydell, Ottvall, Pettersen, & Green, 2017). Begge artene kan trekke 1000–2000 km mellom yngleområder om sommeren og overvintringsstedet (Eldegard, et al., 2021), og slik aktivitet skjer ofte langs kystlinjer der også vindkraftutbygging er konsentrert. Det er krevende å kvantifisere den samlede belastningen for flaggermus da artsgruppen kan bevege seg over store avstander og bevegelsesmønsteret i Norge er relativt dårlig undersøkt.

Hjort er en art der bestanden hovedsakelig er regulert gjennom jaktkvoter. Påvirkningen det nye Hitra 1 sammen med Hitra 2 vil utgjøre en marginal del av den samlede belastningen på bestanden på Hitra.

6.2 Sammenstilling av konsekvenser

Samlet konsekvens for planområdet og influensområdet er satt basert på konsekvensgrad for hvert delområde og en helhetsvurdering av samlet belastning. Bare ett delområde, funksjonsområde for flaggermus, har fått middels negativ konsekvens (2-). Dette som følge av stor risiko for kollisjon med vindturbiner. Resterende delområder har enten fått noe negativ konsekvens (1-) eller ubetydelig konsekvens (0). Konsekvensene der er knyttet til noe arealbeslag i flere naturtypelokaliteter og noen myrer og skog langs adkomstveien. Arealbeslaget er derimot en god del mindre sammenlignet med nye vindkraftverk ettersom infrastrukturen til Hitra 2 foreligger i området, og arealene beslaglagt av gamle Hitra må ennå vurderes som sterkt endra mark i nullalternativet. Videre medfører Nye Hitra 1 noe endring av leveområder for fugl og kollisjonsrisiko med vindturbinene/andre anleggsdeler. Anleggsperioden vil også medføre at hjort skyr området i anleggsfasen og noe ut i driftsfasen. En sammenstilling av konsekvensgradene for de ulike delområdene gir iht. M-1941 en samlet konsekvens av noe negativ. Tiltaket er vurdert til å medføre økt samlet belastning for naturverdier registrert i influensområdet. Samlet konsekvens oppjusteres av den grunn til **middels negativ**. Nullalternativet er rangert foran alternativ 1 med Nye Hitra 1, fordi sistnevnte vil være mer belastende for naturmangfoldet.

Det er gjort en sammenligning av dagens Hitra 1 mot Nye Hitra 1 i sammenstillingen under, formelt sett via en mellomliggende sammenligning av nullalternativet/referansetilstanden mot dagens situasjon (alternativ NÅ). Dette er en vurdering som ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet, men som er inkludert som et alternativ jf. den tabellariske gjennomgangen av hvert enkelt delområde i kapittel 5. Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det Nye Hitra 1. Mindre og flere vindturbiner sammenlignet med større og færre utgjør lite forskjell for de fleste delområder/funksjonsområder. Forskjellen er hovedsakelig det nye arealbeslaget og ny anleggsfase som kan få varige konsekvenser og fører til noe negativ konsekvens for flere delområder.

Med tanke på samlet belastning kan Nye Hitra 1 i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som alt er der i dagens situasjon.

En sammenstilling av konsekvenser er vist i tabell 6-1. Delområder med samme verdi, påvirkning og konsekvens er slått sammen i tabellen for å lette lesbarheten.

Tabell 6-1: Oppsummering av konsekvens for hvert delområde og samlet vurdering for de ulike alternativene. Alle alternativene inkluderer Hitra 2. NT = Naturtyper, V = Vegetasjon, F = Fugl, FM = Flaggermus, AD = Annet dyreliv, LØ = Landskapsøkologiske sammenhenger.

Delområder	**Alt. 0** Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt. 1** Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt. NÅ** Dagen situasjon med dagens Hitra 1	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1
NT1 Eldsfjellet	0	1-	0	1-
NT2 Indre Skardet	0	1-	0	1-
NT3 Rødlista myrer	0	0	0	0
NT4 Gammel furuskog	0	0	0	0
NT5 Eintrøa	0	0	0	0
V1 Brunskjene	0	0	0	0
V2 Lauvdalsvarden	0	0	0	0
V3 Skog langs atkomstveien	0	1-	0	1-
F1 Gråspett, granmeis	0	0	0	0
F2, F3, F6 Granmeis	0	0	0	0
F5 Spetteskog	0	0	0	0
F7 - F18 Heilo, rødstilk	0	1-	1-	0
F6, F10, F19, F20 Heilo, rødstilk	0	0	0	0
F21, F24, F27 Orrfugl, gråsisik	0	0	0	0
F22, F23, F25, F26, F28, F29, F30 Hekkevann for våtmarksfugl	0	0	0	0
F31 Øvrige/vanlige arter av fugl	0	0	0	0
F32 Hubro U.OFF	0	0	0	0
F33 Hubro U.OFF	0	1-	1-	0
F34 Hubro U.OFF	0	1-	1-	0
F35–40 Hønsehauk U.OFF	0	0	0	0
F41, F42 Kongeørn U.OFF	0	1-	1-	0
F43 Havørn U.OFF	0	1-	1-	0
F44–F46 Havørn U.OFF	0	0	0	0
FM1 Flaggermus	0	2-	2-	0
AD1 Hjort rundt Eldsfjellet	0	0	0	0
LØ1 Myrene på Eldsfjellet	0	1-	0	1-
LØ2 Trekkveier for hjort	0	1-	0	1-
LØ3 Trekkvei for fugler	0	0	0	0
LØ4 Kjerneområder	0	0	0	0
G1, G2 leirraviner atkomstveien	0	0	0	0
Samlet vurdering	**Ingen konsekvens**	**Middels negativ konsekvens**	**Middels negativ konsekvens**	**Noe negativ konsekvens**

Delområder	Alt. 0 Etter fjerning av dagens Hitra 1	Alt. 1 Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet	Alt. NÅ Dagen situasjon med dagens Hitra 1	Alt. 1 minus Alt. NÅ Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens.	Tiltaket vil medføre en begrenset konflikt med naturmangfold innenfor influens-området, noe som underbygges av kun lave konsekvens-grader for delområder med unntak av flaggermus. Samla belastning-vurderingen tilsier en skjerping for hubro og kongeørn. Vi legger her til grunn en skjerping med en hel konsekvensgrad for alle delområdene for disse artene. Iht. M-1941 blir da samlet konsekvensgrad middels negativ konsekvens som følge av mer enn to delområder med middels negativ konsekvens.	Som til venstre.	Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det nye Hitra 1. Større og færre turbiner gjør liten forskjell fra dagens mindre og flere. Det nye arealbeslaget og ny anleggsfase som kan gi noen mer varige konsekvenser fører til noe negativ konsekvens for flere delområder. Iht. M-1941 blir da samlet konsekvens noe negativ konsekvens som følge av overvekt av delområder med noe negativ konsekvens eller ubetydelig konsekvens.
Rangering	1	2	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Begrunnelser for rangering	Ingen konsekvens for delområder. Ingen alternativer gir positiv konsekvens for delområder.	Nye Hitra 1 vil medføre inntil 15 ekstra turbiner med tilhørende arealbeslag ut over Hitra 2, og er dermed mer belastende for naturmangfoldet enn nullalternativet med kun Hitra 2.	[Det er formelt og teknisk ikke mulig å videreføre dagens anlegg uendret. Det er inkludert for å vise ev. forskjeller i konsekvens mellom dagens anlegg og Nye Hitra 1.]	[Ikke et alternativ. Det er inkludert for å vise forskjell mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1]

6.3 Forslag til ytterligere avbøtende tiltak

Dette er tiltak som ikke er inkludert i investeringskostnaden og inngår dermed heller ikke som grunnlag for vurdering av konsekvens. Lista er ikke uttømmende. Disse tiltakene, og eventuelt ytterligere tiltak vil bli nærmere vurdert i forbindelse med utarbeidelse av detaljplan. Aktuelle avbøtende tiltak som anses som realistiske for å redusere konsekvensene av tiltaket for temaet naturmangfold er listet opp under. De vil redusere konsekvenser, men ikke betydelig nok til at det har utfall på konsekvensgrad.

- Flytting av vindturbin VT_10 for å unngå ei større bakkemyr som er mellom 1 og 2,5 meter dyp. Beslaglegging av den øvre delen av myra vil kunne påvirke resten av myra nedenfor. Myra har verdi gjennom landskapsøkologiske sammenhenger og gjennom økosystemtjenester. Flytting av vindturbinen vil redusere konsekvensen for myra til ubetydelig, og fungere som et tiltak som unngår skade i henhold til tiltakshierarkiet. Vindturbinen anbefales flyttet til omkringliggende arealer med lynghei. Dette fordi lyngheia er mer robust for inngrep enn ei myr.

- Anleggsområdet må opparbeides på en skånsom måte, ved sluttføring bør vegetasjonen reetableres med arter som er naturlig hjemmehørende i området og i de respektive naturtypene som blir berørt. Tiltaket vil fungere som et begrensende tiltak i henhold til tiltakshierarkiet. Tiltakene bør gjennomføres i samhandling med miljørådgiver.
- Ved tilbakeføring til naturlik tilstand av områder som i dag brukes til vindkraftverk og som ikke blir tatt i bruk igjen av den Nye Hitra 1, bør det brukes miljørådgiver og landskapsarkitekt med erfaring i tilbakeføring av terreng og i restaurering av natur for å få et best mulig resultat.
- For fugl og annet dyreliv bør forstyrrelser generelt minimeres, spesielt i hekke- og yngletida. Dagens praksis med stengt bom og ingen tilretteleggingstiltak for allmenn ferdsel i anlegget bør derfor videreføres.
- For å hensynta hekkende havørn anbefales det å unngå anleggsaktivitet innenfor et begrenset geografisk område i den sårbare perioden fra februar og ut juli, jf. nærmere omtale i vedlegg 5 unntatt offentlighet.
- Hitra vindkraftverk ser i noen grad ut til å tiltrekke kråkefugl som følge av økt mattilgang på fjellet. Dette gir et predasjonspress som øker den negative påvirkningen av anlegget for andre arter av fugl. Dette kan i noen grad motvirkes ved kråkefuglbekjempelse i anlegget ved bruk av kråkefeller. Utplassering og forsvarlig skjøtsel/drift av noen slike i anlegget gjennom konsesjonsperioden foreslås derfor som et tiltak.
- Av de tre identifiserte flaggermusartene blir alle vurdert til å ha stor kollisjonsrisiko med turbiner på grunn av atferd under næringssøk og/eller at de er en trekkende art. Detaljplassering av turbiner vil i dette tilfellet kunne være et avbøtende tiltak, se vedlegg 7 for eksempel på kart.
    - Turbiner bør ikke etableres med rotorsveipsone nærmer enn 50 meter fra kantsoner eller insektsdannende strukturer som vann, elver eller våtmark. Ved å bruke en 50 meter buffer fra tuppen av turbinbladene der flaggermus typisk driver med næringssøk kan sannsynligheten for kollisjoner reduseres noe.
    - Studier viser at aktivitetsnivået synker med avstand fra kantsoner eller andre viktige strukturer, og at plassering av enkelte turbiner er en viktig faktor når man undersøker dødelighet per turbin (NatureScot (Scottish Natural Heritage), Natural England, Natural Resources Wales, RenewableUK, Scottish Power Renewables, Ecotricity Ltd, the University of Exeter, the Bat Conservation Trust (BCT), 2021). EUROBATS anbefaler en buffersone på 200 meter til nærmeste struktur (Rodrigues, et al., 2015). Et direkte tiltak vil være å fjerne vegetasjon som trær og busker i en radius rund turbinen, slik at kantsonen som flaggermus bruker til næringssøk og forflytting får en større avstand til turbinen (Leroux, Kerbiriou, Le Viol, Valet, & Barré, 2022) (Ellerbrok, Delius, Peter, Farwig, & Voigt, 2022)

6.4 Virkninger som ikke følger av tiltaket (indirekte virkninger)

Samlokalisering av Hitra 1 og Hitra 2 er positivt med tanke på flere temaer, inklusive naturmangfold. Vindkraftverk har tidsbegrensa konsesjonsperioder. Dermed vil en kunne forvente at det på de fleste vindkraftverk i Norge vil søkes om en fornying når konsesjonsperioden løper ut, slik det nå gjøres for Hitra 1 og trolig også vil bli gjort for Hitra 2 når denne nærmer seg konsesjonsperiodens utløp. Dersom det gis konsesjon for nye Hitra 1, vil konsekvensene av en fornying av Hitra 2 med stor sannsynlighet bli redusert for flere tema ettersom vindkraftverket omringer Hitra 1. Dermed vil konsesjon av nye Hitra 1 ha den indirekte virkningen at en fornying av Hitra 2 har en økt sannsynlighet for å få konsesjon.

6.5 Usikkerhet

6.5.1 Usikkerhet knyttet til kunnskapsgrunnlaget

Kartlegging av naturtyper og arter

Det foreligger flere usikkerheter knyttet til kunnskapsgrunnlaget for konsekvensutredningen. For naturtyper er usikkerheten knyttet til valg av naturtype ved naturtypekartleggingen etter Miljødirektoratets kartleggingsinstruks. Usikkerheten er nærmere omtalt i kap. 4.2.3.

Selv om området er undersøkt for rødlistede arter av karplanter, mose, sopp og lav i forbindelse med utredningen vil det alltid være noe usikkerhet knyttet til kartlegging av disse artsgruppene da arter kan være vanskelig å oppdage samt at ikke alle arter har fruktlegemer (sopp) eller blomster (karplanter) på kartleggingstidspunktet. Arter i artsgruppene moser, sopp og lav er små og individer kan være oversett. Kartleggingstidspunktet i 2025 og 2026 var noe tidlig med tanke på kartlegging av karplanter. Dette gir noe usikkerhet knyttet til vurdering av eventuelle verdier i området. I kombinasjon med tidligere utredninger og eksisterende registreringer i området mener vi likevel at kunnskapsgrunnlaget for rødlistede arter av karplanter, lav, sopp og mose er godt nok for å fange opp verdier i influensområdet.

Mobile arter

Fuglenes mobilitet og variasjoner fra år til år innebærer at det alltid vil være gjenværende usikkerheter både om hvilke arter som bruker et område, hvor hekkeplassen er, hvor ev. territoriegrenser går, og hva som er mest brukte forflytningsruter. Tidligere konsesjonssaker med konsekvensutredninger av Eldsfjellet samt andre programmer og initiativer for kartlegging av ulike arter av fugl på Hitra over mange år gjør at kunnskapsgrunnlaget for fugl samlet sett må kunne sies å være meget godt, med mindre gjenværende usikkerhet enn i mange andre større utbyggingsprosjekter. På artsnivå er det én truet art, svartrødstjert (EN), som kan nevnes spesielt: Denne er registrert én gang med antatt hekking inne i vindkraftverket i 2025, men med en geografisk usikkerhet på 1500 m. Dette er også den eneste registreringen av arten noen gang på hele Hitra i Artskart. Registreringen er derfor ikke lagt til grunn for noe delområde.

Det er relativt lite usikkerhet knyttet til resultatene fra kartleggingen av flaggermus. Plasseringen av detektorer var nøye planlagt, og ingen tekniske problemer oppstod i studieperioden. Det er gjennomført en omfattende undersøkelse for flaggermus etter anbefalt metodikk som dekket hele den aktive perioden til norske flaggermus. Selv med et godt kunnskapsgrunnlag presiseres det at det alltid er usikkerheter knyttet til om alle forekomster i området er oppdaget, spesielt når det gjelder arter som kan bevege seg over store områder. Det er noe mer usikkerhet knyttet til vurderingene om påvirkning og konsekvens. Det er fremdeles mye som er ukjent om flaggermus sin adferd, reaksjon på endringer, bestandsstatus og bevegelsesmønster. Artsgruppen er lite studert i Norge, spesielt lenger nord i landet, slik at eksisterende kunnskap og sammenligningsgrunnlaget er svakt. Dette gjør det krevende å vurdere i hvilken grad tiltaket vil påvirke artsgruppen og hvilket omfang denne påvirkningen vil ha. Som nevnt i vil den samlede belastningen av vindkraftverk langs norskekysten, og Europa for øvrig, påvirke flaggermus populasjoner negativt. Utbyggingen av nye Hitra 1 vil bidra til denne samlede belastningen, men i hvilken grad er svært vanskelig å kvantifisere. Med bakgrunn i usikkerhetene knyttet til norske flaggermus populasjoner inkluderes føre-var-prinsippet i vurderingene gjort i rapporten.

For annet dyreliv er usikkerheten knyttet til leveområdene for hjort vurdert som lav basert på at hjort som tema har vært utredet to ganger tidligere. I denne utredningen er det tatt kontakt med relevante

personer for å samle inn informasjon om dagens status for både trekk og leveområder. Det er knyttet mer usikkerhet til vurdering av påvirkning.

6.5.2 Usikkerhet knyttet til tiltaket

Det er også usikkerhet knyttet til lokalisering og utforming av selve tiltaket. Her gjelder det rigg- og anleggsområder, forming av sideterreng, tilpassing til omgivelsene. Utforming og arealinngrep er også usikkert og kan få andre konsekvenser enn vurdert i denne utredningen. I hvilken grad endret utforming vil medføre endringer i konsekvenser vil bli vurdert i en kommende detaljplan etter energiloven, dersom det innvilges konsesjon.

6.6 Vurderinger etter særlovverk, retningslinjer etc.

6.6.1 Forholdet til naturmangfoldloven

Naturmangfoldloven har en rekke bestemmelser som er relevante for arealinngrep som følger av vindkraftverk. I det følgende gjennomgås forholdet til de mest sentrale bestemmelsene som angår dette tiltaket.

Samlet belastning etter § 10 er vurdert i kap. 6.1.

Forvaltningsmål for naturtyper, økosystemer eller arter (§§ 4 og 5)

Naturmangfoldloven § 4 lyder:

> *Målet er at mangfoldet av naturtyper ivaretas innenfor deres naturlige utbredelsesområde og med det artsmangfoldet og de økologiske prosessene som kjennetegner den enkelte naturtype. Målet er også at økosystemers funksjoner, struktur og produktivitet ivaretas så langt det anses rimelig.*

Naturmangfoldloven § 5 lyder (relevant utdrag):

> *Målet er at artene og deres genetiske mangfold ivaretas på lang sikt og at artene forekommer i levedyktige bestander i sine naturlige utbredelsesområder. Så langt det er nødvendig for å nå dette målet ivaretas også artenes økologiske funksjonsområder og de øvrige økologiske betingelsene som de er avhengige av.*

Vurderingene opp mot §§ 4 og 5 henger tett sammen med vurderingene etter § 10 der disse omtaler virkninger på regionalt og nasjonalt nivå, dvs. ut over lokale virkninger. Se vurderingene etter § 10 i kapittel 6.1.

§ 8 Kunnskapsgrunnlaget

Naturmangfoldloven § 8 lyder:

> *Offentlige beslutninger som berører naturmangfoldet skal så langt det er rimelig bygge på vitenskapelig kunnskap om arters bestandssituasjon, naturtypers utbredelse og økologiske tilstand, samt effekten av påvirkninger. Kravet til kunnskapsgrunnlaget skal stå i et rimelig forhold til sakens karakter og risiko for skade på naturmangfoldet.*
>
> *Myndighetene skal videre legge vekt på kunnskap som er basert på generasjoners erfaringer gjennom bruk av og samspill med naturen, herunder slik samisk bruk, og som kan bidra til bærekraftig bruk og vern av naturmangfoldet.*

Denne konsekvensutredningen er basert på eksisterende kunnskap og på nye feltundersøkelser iht. gjeldende metodikk, og på gjeldende forvaltningsprioritering av arter og naturtyper. Kunnskapsgrunnlaget vurderes som godt sett opp mot tiltakets karakter, med relativt lav,

gjenværende usikkerhet. Usikkerhet forbundet med type lynghei ble tatt hensyn til ved at det er vurdert om konsekvensen for lyngheia iht. M-1941 hadde blitt større dersom den hadde blitt kartlagt som kystlynghei (kap. 5.5).

§ 9 Føre-var-prinsippet

Naturmangfoldloven § 9 lyder:

> *Når det treffes en beslutning uten at det foreligger tilstrekkelig kunnskap om hvilke virkninger den kan ha for naturmiljøet, skal det tas sikte på å unngå mulig vesentlig skade på naturmangfoldet. Foreligger en risiko for alvorlig eller irreversibel skade på naturmangfoldet, skal ikke mangel på kunnskap brukes som begrunnelse for å utsette eller unnlate å treffe forvaltningstiltak.*

Med henvisning til det gode kunnskapsgrunnlaget, sakens karakter (repowering av et eksisterende anlegg omkranset av et annet) og gjennomføring av en worst-case vurdering av lyngheia er det vår faglig vurdering at det ikke er grunnlag for at prinsippet kommer til anvendelse.

§ 11 Kostnadene ved miljøforringelse skal bæres av tiltakshaver

Naturmangfoldloven § 11:

> *Tiltakshaveren skal dekke kostnadene ved å hindre eller begrense skade på naturmangfoldet som tiltaket volder, dersom dette ikke er urimelig ut fra tiltakets og skadens karakter.*

I samsvar med dette prinsippet vil kostnadene knyttet til miljøtilpasninger, avbøtende tiltak og miljøovervåkning inngå som en del av utbyggings- og driftskostnadene til anlegget. Kostnader forbundet med konsesjonsvilkår eller planbestemmelser satt for å begrense skade på naturmangfoldet som tiltaket volder, skal også bæres av tiltakshaver. Vi viser til våre anbefalinger til avbøtende tiltak og overvåkningsprogrammer for å minimere tiltakets virkninger for naturmangfoldet.

§ 12 Miljøforsvarlige teknikker og driftsmetoder

Naturmangfoldloven § 12 lyder:

> *For å unngå eller begrense skader på naturmangfoldet skal det tas utgangspunkt i slike driftsmetoder og slik teknikk og lokalisering som, ut fra en samlet vurdering av tidligere, nåværende og fremtidig bruk av mangfoldet og økonomiske forhold, gir de beste samfunnsmessige resultater.*

Bestemmelsen har betydning for forvaltningens skjønnsutøvelse ved avgjørelse av konsesjonsspørsmålet og tilhørende vilkår og planbestemmelser. Vi viser til våre anbefalinger til avbøtende tiltak og overvåkningsprogrammer for å minimere tiltakets virkninger for naturmangfoldet.

6.6.2 Andre lover

Forbud mot nedbygging av myr - forslag på høring

Inngrep i myr er svært omdiskutert. Myr lagrer store mengder karbon, dvs. den er viktig å ivareta for å unngå store klimagassutslipp. Myr er også viktige leveområder for flere arter, også rødlista arter, og flere myrtyper er i seg selv rødlista naturtyper. Videre bidrar myr til å rense vann og dempe flom.

Miljødirektoratet sendte 02.07.2025, på vegne av Klima- og miljødepartementet og Kommunal og distriktsdepartementet, på høring et forslag om forbud mot nedbygging av myr. Frist for høringsuttalelser var 01.11.2025. Det er bedt om å «innføre et moratorium på nedbygging av myr til utbyggingsformål» inntil dette er avklart. I lovforslaget står det: «Som nedbygging regnes alle

midlertidige eller permanente tiltak på myra som endrer vannbalansen i jorda, eller reduserer eller forringer myras økologiske funksjon eller funksjon som karbonlager».

Videre står det i lovforslaget at «Forbudet mot nedbygging av myr i § 1-8 a første ledd går foran reguleringsplaner vedtatt før [ikrafttredelsen av 1-8 a]». Om det likevel vurderes at inngrep i myr skal planlegges, er det derfor viktig å først kartlegge vannbalanse, økologisk funksjon (naturtyper og arter) og karbonlager i den spesifikke myra. Det må deretter vurderes om den planlagte utbyggingen medfører forringelse på disse. I forslagets § 1-8 a tredje ledd framgår det at forbudet ikke skal gjelde for tiltak med konsesjon etter energiloven § 3-1, vannressursloven eller vassdragsreguleringsloven. Et ev. forbud iht. lovforslaget vil derfor ikke gjelde for Nye Hitra 1.

Verdien myrene har som karbonlager er blitt utredet under klimagass (Multiconsult rapport 10258198-01-RIM-RAP-004). Denne rapporten (konsekvensutredning naturmangfold) omhandler verdien myrene på Eldsfjellet har som naturtyper, økologiske funksjonsområder og landskapsøkologisk sammenheng. Videre omhandler også denne rapporten hvilken påvirkning utbyggingen kan medføre på myrene og påfølgende konsekvenser.

Myr er forsøkt unngått i utlegget, men det er ennå noen myrområder som blir berørt pga. tekniske og topografiske begrensninger. Det henvises til kap. 6.3 for omtale av flere avbøtende tiltak angående myr.

6.6.3 Norsk rødliste for naturtyper 2025

Den nye rødlista for naturtyper ble lansert 26. november 2025. Miljødirektoratet har senere publisert at siden endringene er såpass store, vil den nye rødlista for naturtyper først legges til grunn for bruk i arealforvaltning fra 1.1.2027. I denne konsekvensutredningen er derfor naturtyper og geotoper verdisatt iht. norsk rødliste for naturtyper 2018.

Det ble under kartleggingen i 2024, 2025 og 2026 kartlagt naturtypene fjellhei (nær trua (NT)), rabbe (NT), gammel furuskog (med gamle trær og stående død ved; sentral økosystemfunksjon), semi-naturlig eng (sårbar (VU) og sentral økosystemfunksjon), rik sørlig åpen jordvannsmyr (EN) og sørlig kaldkilde (VU).

Rabbe, gammel furuskog og sørlig rik jordvannsmyr har ikke endret rødlistestatus.

Det er flere naturtyper som derimot har endret rødlistestatus. Fjellhei har gått fra nær truet til sårbar. Semi-naturlig eng har gått fra sårbar til kritisk truet. Sørlig kaldkilde har gått over fra sårbar til nær truet eller livskraftig. Den er sortert i fire ulike naturtyper.

Én livskraftig naturtype har kommet inn på den nye rødlista: sørlig blåbær-bærlyngskog med bartrær i mellomseksjonene. Naturtypen er rødlista som nær truet. Mye av skogen langs adkomstveien vil trolig komme inn under denne naturtypen.

Som følge av ny rødlistevurderingen kan flere naturtyper som har fått høyere rødlistekategori få høyere verdi etter M-1941. Ettersom konsekvens i en konsekvensutredning framkommer fra en matrise av verdi og påvirkning, kan det være at konsekvensen for flere delområder ville vært høyere etter en kommende, oppdatert M-1941.

7 Oppfølging og overvåkningsprogrammer

Det foreligger noen usikkerheter i kunnskapsgrunnlaget, og det er av den grunn anbefalt supplerende undersøkelser og overvåkningsprogrammer for å følge opp de potensielt vesentlige virkningene av vindkraftverket.

- Kartlegging av fremmede furuarter langs adkomstveien i de få stedene der adkomstveien skal utvides.
- Istandsatte og tilbakeførte areal bør overvåkes for å se om tiltakene har hatt en effekt og oppfylt sin hensikt. Om det i samhandling med miljørådgiver vurderes at måloppnåelse ikke innfris, bør det vurderes å igangsette ytterligere tiltak.
- Hitra vindkraftverk ligger i et kjerneområde for hubro i Trøndelag. Selv om vindkraftverket kun utgjør en mindre del av de negative faktorene som begrenser artens bestand på øya, bidrar det til den samlete belastningen på arten. Gitt den nedadgående trenden på Hitra og ellers i regionen, er den samlete belastningen på arten for stor. For å ha kontroll med artens utvikling er det nødvendig med fortsatt overvåkning av tilstedeværelse og bestandsutvikling for hubro på Hitra. Slikt arbeid krever bruk av systematiske lydopptak og lydanalyser, søk etter hekkeområder for par hvor reirhylle ikke er kjent, kontroll av hekkestatus i juni og av ungeoverlevelse i september/oktober, samt innsamling av biologisk materiale og DNA-analyser for å avdekke i hvilken grad individer i hekkende par blir skiftet ut, hva som er kildeterritorier og motsatt (source/sink). Konsesjonær kan her bidra økonomisk i samarbeid med miljøforvaltningen, herunder forsøke å få Hitra inn i oppfølging gjennom nasjonal handlingsplan for hubro, og innenfor eller utenfor en slik ramme være pådriver for ulike forsøk på tiltak for å forbedre, ikke bare overvåke bestandssituasjonen for hubro på Hitra.

8 Referanser

Arnett, E. B., Baerwald, E. F., Mathews, F., Rodrigues, L., Rodríguez-Durán, A., Rydell, J., & Voigt, C. C. (2016). Impacts of wind energy development on bats: a global perspective. I *Bats in the Anthropocene: conservation of bats in a changing world* (ss. 295-323).

Artsdatabanken . (2023). *Fremmede arter i Norge - med økologisk risiko 2023*. https://www.artsdatabanken.no/lister/fremmedartslista/2023.

Aziz, T., & Van Cappelen, P. (2021). Economic valuation of suspended sediment and phosphorus filtration services by four different wetland types: A preliminary assessment for southern Ontario, Canada. *Hydrological Processes*.

Bevanger, K. D. (2010). *Ornitologisk etterundersøkelse og konsekvensutredning i tilknytning til planer for utvidelse av Hitra vindkraftverk*. Trondheim: NINA Rapport 503.

Biodiversity Information System for Europe. (u.å.). *Grasslands*. Hentet fra https://biodiversity.europa.eu/natura2000/en/grasslands?activeTab=25d8a55d-c085-4d42-ba50-86060a6478ee

Cryan, P. M., Gorresen, P. M., Hein, C. D., Schirmacher, M. R., Diehl, R. H., Huso, M. M., & Dalton, D. C. (2014). Behavior of bats at wind turbines. *Proceedings of the National Academy*, 15126-15131.

de Jong, J., Millon, L., Håstad, O., & Victorsson, J. (2021). Activity pattern and correlation between bat and insect abundance at wind turbines in South Sweden. *Animals*, 3269.

Eldegard, K., Syvertsen, P., Bjørge, A., Kovacs, K., Støen, O.-G., & van der Kooij, J. (2021). *Pattedyr: Vurdering av arter for Norge*. Hentet fra Rødlista for arter 2021: https://lister.artsdatabanken.no/rodlisteforarter/2021/28742

Ellerbrok, J. S., Delius, A., Peter, F., Farwig, N., & Voigt, C. C. (2022). Activity of forest specialist bats decreases towards wind turbines at forest sites. *Journal of Applied Ecology*, 2497-2506.

Elven, R., Bjorå, C. S., Fremstad, E., Hegre, H., & Solstad, H. (2022). *Norsk flora*. Det Norske Samlaget.

Erikstad, L., Husteli, B., Dahl, R., & Heldal, T. (2018). *Landformer*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://www.artsdatabanken.no/Pages/259126

Fiske, P. (1994). Heilo Pluvialis apricaria. I J. O. Gjershaug, *Norsk hekkefuglatlas*. Klæbu: Norsk Ornitologisk Forening.

Fiske, P. (1994). Rødstilk Tringa totanus. I J. O. Gjershaug, *Norsk fugleatlas*. Klæbu: Norsk Ornitologisk Forening.

Framstad, E., Blom, H. H., Branderud, T. E., Bär, A., Johansen, L., Olsen, S. L., . . . Øien, D. I. (2020). Naturtyper etter Miljødirektoratets instruks. Dokumentasjon av sentral økosystemfunksjon. *NINA Rapport 1781*.

Framstad, E., Bryn, A., Dramstad, W., & Sverdrup-Thygeson, A. (2018). *Grønn infrastruktur. Landskapsøkologiske sammenhenger for å ta vare på naturmangfoldet*.

Fremstad, E. (1997). *Vegetasjonstyper i Norge*. NINA Temahefte 12.

Frick, W. F., Baerwald, E. F., Pollock, J. F., Barclay, R., Szymanski, J. A., Weller, R. J., & McGuire, L. P. (2017). Fatalities at wind turbines may threaten population viability of a migratory bat. *Biological Conservation*, 172-177.

Goldeberg, S. Z., Cryan, P. M., Gorresen, P. M., & Fingersh, L. J. (2021). Behavioral patterns of bats at a wind turbine confirm seasonality of fatality risk. *Ecology and Evolution*, 4843-4853.

Guest, E. E., Stamps, B. F., Durish, N. D., Hale, A. M., Hein, C. D., Morton, B. P., & Fritts, S. R. (2022). An updated review of hypotheses regarding bat attraction to wind turbines. *Animals*, 343.

Haugen, R. (1998). *Vitet i Hitra kommune*.

Heggland, A. S.-S. (2025). *Veiledning for økologiske funksjonsområder*. Oslo: Multiconsult 10259634-01-RIM-RAP-02.

Hitra kommune. (2025). *Mål og retningslinjer for forvaltning av hjorteviltet 2025-2027*. Hitra kommune.

Hogstad, O. (1994). Granmeis Parus montanus. I J. O. Gjershaug, *Norsk hekkefuglatlas*. Klæbu: Norsk Ornitologisk Forening.

Hovstad, K. A., Johansen, L., Arnesen, A., Svalheim, E., & Velle, L. G. (2018). *Kystlynghei*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/rln2018/74

Hovstad, K. A., Johansen, L., Arnesen, A., Svalheim, E., & Velle, L. G. (2018). *Semi-naturlig eng, Semi-naturlig*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/72

Hovstad, K. A., Sommerli, S. L., Endresen, D., Endrestøl, A., Fossøy, F., Heimstad, R., . . . Bryn, A. (2024). *Kartlegging av arter og datadlyt for artsdata i Noreg - ei konseptutredning*. Trondheim: Artsdatabanken.

Husby, M. &. (2022). Wind Farms and Power Lines Have Negative Effects on Territory Occupancy in Eurasian Eagle Owls (Bubo bubo). *Animals*, 12.

Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet. (2021). *Forskrift om konsekvensutredninger.* FOR-2017-06-21-854: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854?q=forskrift%20om%20konsekvensutredninger.

Kyrkjeeide, M. O., Bartlett, J., Rusch, G. M., Sandvik, H., & Nordén, J. (2020). *Karbonlagring i norske økosystemer.* NINA Temahefte 76.

Lehnert, L. S., Kramer-Schadt, S., Schönborn, D., Lindecke, O., Niermann, I., & Voigt, C. C. (2014). Wind farm facilities in Germany kill noctule bats from near and far. *PloS one*.

Leroux, C., Kerbiriou, C., Le Viol, I., Valet, N., & Barré, K. (2022). Distance to hedgerows drives local repulsion and attraction of wind turbines on bats: Implications for spatial siting. *Journal of Applied Ecology*, 2142-2153.

Lintott, P. R., Richardson, S. M., Hosken, D. J., Fensome, S. A., & Mathews, F. (2016). Ecological impact assessments fail to reduce risk of bat casualties at wind farms. *Current Biology*.

Łopucki, R., Klich, D., & Gielarek, S. (2017). Do terrestrial animals avoid areas close to turbines in functioning wind farms in agricultural landscapes? *Environmental Monitoring and Assessment*.

Lyngstad, A., Moen, A., & Øien, D. I. (2018). *Atlantisk høymyr, Våtmark*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/145

Lyngstad, A., Moen, A., & Øien, D. I. (2018). *Eksentrisk høymyr, Våtmark*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/146

Lyngstad, A., Moen, A., & Øien, D. I. (2018). *Kaldkilde i boreonemoral og sørboreal sone, Våtmark*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/274

Lyngstad, A., Moen, A., & Øien, D. I. (2018). *Nedbørsmyr, Våtmark*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/127

Menzel, C., & Pohlmeyer, K. (1999). Proof of habitat utilization of small game species by means of feces control with “dropping markers” in areas with wind-driven power generators. *Zeitschrift für Jagdwissenschaft*.

Miljødirektoratet. (2023). *Konsekvensutredninger for klima og miljø. Veileder.* Internett: https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger.

Miljødirektoratet. (2023, September 4). *Veileder | M-1941 Konsekvensutredning av klima og miljø*. Hentet fra Miljodirektoratet.no: https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger

Miljødirektoratet. (2023a). *Veileder | M-2496 Kartleggingsinstruks: Kartlegging av terrestriske landformer etter NiN2 basert på LiDAR-data*. Miljødirektoratet.

Miljødirektoratet. (2024). *Veileder | M-2209 Kartleggingsinstruks. Kartlegging av terrestriske naturtyper etter NiN2.* Miljødirektoratet.

Miljødirektoratet. (u.d.). *Arter av nasjonal forvaltningsinteresse*. Hentet fra Miljødirektoratet: https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/dataset/details/21

Miljødirektoratet. (u.å.). *Semi-naturlig eng*. Hentet fra Miljødirektoratet: https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/naturtyper/semi-naturlig-eng/

Moen, A. (1998). *Vegetasjon*. Hønefoss: Norges geografiske oppmåling.

NatureScot (Scottish Natural Heritage), Natural England, Natural Resources Wales, RenewableUK, Scottish Power Renewables, Ecotricity Ltd, the University of Exeter, the Bat Conservation Trust (BCT). (2021). *Bats and onshore wind turbines - survey, assessment and mitigation.* Hentet fra NatureScot: https://www.nature.scot/doc/bats-and-onshore-wind-turbines-survey-assessment-and-mitigation

Norges Jeger- og Fiskerforbund. (2024). *Rådyr*. Hentet fra https://www.njff.no/viltforvaltning/viltet/artsforvaltning/radyr#:~:text=Oftest%20lever%20r%C3%A5dyr%20i%20menneskep%C3%A5virkede,er%20bla%20bl%C3%A5b%C3%A6rlyng%20viktig%20f%C3%B8de.

Norsk hekkefuglovervåking. (2022). *Metodehefte. Versjon 5, 24. november 2022*. Trondheim: BirdLife, Miljødirektoratet og Norsk institutt for naturforskning.

NVE. (2025). *Dyreliv*. Hentet fra NVE: https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/dyreliv/

NVE. (2025). *Forurensning*. Hentet fra NVE: https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/forurensning/

NVE. (2025, 11 17). *Fugl*. Hentet fra NVE: https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/fugl/

NVE. (2025). *Naturtyper*. Hentet fra NVE: https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/naturtyper/

Regjeringen.no. (2021). Hentet fra Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonale-og-

vesentlige-regionale-interesser-pa-miljoomradet--klargjoring-av-miljoforvaltningens-innsigelsespraksis/id2504971/?q=T-2/16

Rodrigues, L., Bach, L., Dubourg-Savage, M. J., Karpandza, B., Kovac, D., Kervyn, T., . . . Minderman, J. (2015). Guidelines for consideration of bats in wind farm projects. *Eurbats Publications Series 6*.

Russ, J. (2021). *Bat calls of Britain and Europe: A guide to species identification.* Pelagic Publishing Ltd.

Rydell, J. O. (2017). *Vindkraftens påverkan på fåglar och fladdermöss. Uppdaterad syntesrapport 2017.* Stockholm: Naturvårdsverket.

Rydell, J., Ottvall, R., Pettersen, S., & Green, M. (2017). *The effects of wind power on birds and bats: An updated synthesis report 2017.* Naturvårdsverket.

Røer, J. E. (1994). Gråsisik Carduelis flammea. I J. O. Gjershaug, *Norsk fugleatlas*. Klæbu: Norsk Ornitologisk Forening.

Røsberg, T.-A. &. (2018). *Anbefalte hensynssoner for sårbare arter av fugl.* Ålesund: Multiconsult rapport 10202416-RIM-RAP-0001.

Selboe, Ø. (2019). *Økologisk effekter av Lista vindpark. påvirkning på hjortevilt og fisk etter 7 år med drift. Masteroppgave*. Hentet fra https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/2642929

Serratosa, J. O.-A.-B. (2024). Tracking data highlight the importance of human-induced mortality for large migratory birds at a flyway scale. *Biological Conservation*, Volume 293, 110525.

Solick, D., Pham, D., Nasman, K., & Bay, K. (2020). Bat activity rates do not predict bat fatality rates at wind energy facilities. *Acta Chiropterologica*, 135-146.

Solstad, H., Elven, R., Arnesen, G., Eidesen, P., Gaarder, G., Hegre, H., . . . Pedersen, O. (2021). *Karplanter: Vurdering av brunskjene Schoenus ferrugineus for Norge*. Hentet fra Rødlista for arter 2021: https://lister.artsdatabanken.no/rodlisteforarter/2021/19569. Nedlastet 14.11.2025

Solstad, H., Elven, R., Arnesen, G., Eidesen, P., Gaarder, G., Hegre, H., . . . Pedersen, O. (2021). *Karplanter: Vurdering av heistarr Carex binervis for Norge*. Hentet fra Rødlista for arter 2021: https://lister.artsdatabanken.no/rodlisteforarter/2021/9416

Statkraft SF. (2000). *Hitra vindpark. Konsekvensutredning januar 2000.* Oslo: Statkraft SF.

Veiberg, V., & Pedersen, H. C. (2009). *Etterundersøkingar og konsekvensutgreiingar for Hitra vindpark (Hitra 2) – naturmiljø med unntak av fugleliv.* NINA Rapport 533.

Velle, L. G., Thorvaldsen, P., Kvamme, M., & Vandvik, V. (2023). *Kart over potensiell utbredelse for kystlynghei.*

Voight, C. C., Popa-Lisseanu, A. G., Niermann, I., & Kramer-Schadt, S. (2012). The catchment area of wind farms for European bats: A plea for international regulations. *Biological Conservation*.

Whitby, M. D., O'mara, M. T., Hein, C. D., Huso, M., & Frick, W. F. (2024). A decade of curtailement studies demonstrates a consistent and effective strategy to reduce bat fatalities at wind turbine in North America. *Ecological Solutions and Evidence*.

Øien, D. I., Lyngstad, A., & Moen, A. (2018). *Sterk intermediær til ekstremt kalkrik åpen jordvannsmyr i boreonemoral og sørboreal sone, Våtmark*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/154

Aarrestad, P., & Grytnes, J. (2018). *Fjellhei, leside og tundra, Fjell og berg*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/43

Aarrestad, P., Evju, M., Høitomt, T., Ihlen, P., & Grytnes, J. (2018). *Rabbe, Fjell og berg*. Hentet fra Norsk rødliste for naturtyper 2018: https://artsdatabanken.no/RLN2018/51

9 Vedlegg

9.1 Vedlegg 1: Metodikk beskrevet i håndbok M-1941

Utredningen for tema naturmangfold er utført etter metodikk beskrevet i håndbok M-1941, Miljødirektoratets tverrsektorielle veileder for konsekvensutredning på klima- og miljøtema. En forkortet versjon av de viktigste trinnene i metoden er gjengitt i her. En mer utfyllende beskrivelse er gitt i M-1941.

Definere influensområde

Influensområdet defineres etter M-1941 som «*det området der midlertidige eller permanente virkninger forventes å kunne opptre, og definerer avgrensningen av konsekvensutredningen*». Influensområdet inkluderer både plan-/tiltaksområdet og områder utenfor plan-/tiltaksområdet, og omfanget vil variere avhengig av den enkelte planen/tiltaket og fagtema. Avgrensning av influensområdet for fagtema naturmangfold defineres i kap. 3.5.

Kunnskapsgrunnlag

Kunnskap som er innhentet i forbindelse med utredningen er presentert i kap. 4 Kunnskapsgrunnlaget. Kilder til informasjon, metodikk for innhenting av informasjon og vurdering av kvalitet på informasjonen er beskrevet for hver enkelt registreringskategori.

Registreringskategorier

Kunnskap om naturmangfold som gir grunnlag for å vurdere verdi, påvirkning og konsekvens er systematisert etter fem **registreringskategorier** etter M-1941:

- Verneområder
- Naturtyper
    - Kartlagt etter Miljødirektoratets instruks
    - Kartlagt etter håndbok 13 og håndbok 19
- Arter med økologiske funksjonsområder
- Landskapsøkologiske sammenhenger
- Geologisk mangfold
- Geotoper (landformer)
- Geologisk arv/geosteder

Verdisetting av delområder

Influensområdet er delt inn i **delområder**, basert på eksisterende og innhentet kunnskap om naturmangfold i området. Størrelse og innhold for delområdene er tilpasset det detaljeringsnivået som anses hensiktsmessig i den enkelte sak. En hovedregel etter M-1941 er at delområdene skal være mest mulig enhetlige (ha tilnærmet lik funksjon, karakter og verdi). Det er anledning til å slå sammen lokaliteter med lignende naturtype og verdi som henger sammen geografisk til ett delområde. Trinn 1 i konsekvensutredningen innebærer inndeling i delområder, og vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for hvert delområde (kap.5).

Verdi for hvert delområde er vurdert innen de fem registreringskategoriene med underkategorier etter verdikriteriene i M-1941 (*tabell 9-1*) med tilhørende verdiskala (*tabell 9-2*). Alle delområder er verdsatt og fremstilt i verdikart med tilsvarende fargekoder.

Tabell 9-1: Verditabell for naturmangfold iht. M-1941. Naturmangfold med stor eller svært stor verdi inngår i rundskriv T-2/16.

Verdikriterier	Uten betydning for KU	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
Vern og områder med båndlegging					Verdensarv[1]. Områder vernet og foreslått vernet etter naturmangfoldloven. Utvalgte naturtyper etter naturmangfoldloven § 52.
Naturtyper kartlagt etter Miljødirektoratets instruks		Naturtyper med sentral økosystemfunksjon med svært lav lokalitetskvalitet. Nær truede naturtyper (NT) med svært lav lokalitetskvalitet. Spesielt dårlig kartlagte naturtyper med svært lav lokalitetskvalitet.	Kritisk truede (CR) svært lav lokalitetskvalitet. Sterkt truede (EN) svært lav lokalitetskvalitet. Sårbare naturtyper (VU) svært lav lokalitetskvalitet. Naturtyper med sentral økosystemfunksjon med lav lokalitetskvalitet. Nær truede naturtyper (NT) med lav og moderat lokalitetskvalitet. Spesielt dårlig kartlagte naturtyper med lav og moderat lokalitetskvalitet.	Kritisk truede (CR) lav lokalitetskvalitet. Sterkt truede (EN) lav eller moderat lokalitetskvalitet. Sårbare naturtyper (VU) lav, moderat eller høy lokalitetskvalitet. Naturtyper med sentral økosystemfunksjon moderat og høy lokalitetskvalitet. Nær truede naturtyper (NT) med høy og svært høy lokalitetskvalitet. Spesielt dårlig kartlagte naturtyper høy og svært høy lokalitetskvalitet.	Kritisk truede (CR) moderat, høy eller svært høy lokalitetskvalitet. Sterkt truede (EN) høy eller svært høy lokalitetskvalitet. Sårbare naturtyper (VU) med svært høy lokalitetskvalitet. Naturtyper med sentral økosystemfunksjon og svært høy lokalitetskvalitet.
Naturtyper etter HB13 og HB19		C-lokaliteter av naturtyper kartlagt etter DN-HB13 C-lokaliteter av naturtyper kartlagt etter DN-HB19.	Nær truede naturtyper (NT) med B- og C-kvalitet. B-lokaliteter av naturtyper kartlagt etter DN-HB13. B-lokaliteter av naturtyper kartlagt etter DN-HB19 som ikke er av vesentlig regional verdi (konkret vurdering nødvendig).	Sterkt (EN) og kritisk truede (CR) naturtyper med C-kvalitet. Sårbare naturtyper (VU) med B- og C-kvalitet. A-lokaliteter av naturtyper kartlagt etter DN-HB13, inkl. nær truede naturtyper (NT). A og B-lokaliteter for naturtyper kartlagt etter DN-	Sterkt (EN) og kritisk truede (CR) naturtyper med A- og B-kvalitet. Sårbare naturtyper (VU) med A-kvalitet.

[1] I en konsekvensutredning for naturmangfold er det kun naturmangfoldverdiene innenfor verdensarvområdet som skal utredes. Se på innskrivningsteksten til det aktuelle verdensarvområdet for mer informasjon om hvilke verdier det er lagt vekt på ved tildeling av verdensarvstatusen.

Verdikriterier	Uten betydning for KU	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
				HB19, inkludert A-lokalitet av nær truede naturtyper (NT).	
Arter med økologiske funksjonsområder		Alminnelige og vidt utbrede arter og deres funksjons-områder. **Anadrom fisk:** Vassdrag med sporadisk forekomst av anadrom fisk (ikke stedegen bestand). **Innlandsfisk:** Små bestander uten spesielle verdier. Naturlig lite egnede forhold i innsjø/elv for fisk.	Nær trua (NT) arter og deres funksjons-område. Fastsatte bygdenære områder som grenser til viktige funksjonsområder for villrein. **Anadrom fisk:** Laks/sjøørret: Vassdrag med små bestander. Sjørøye: Mindre bestand. Middels potensial for smoltproduksjon. **Innlandsfisk:** Vassdrag med fiskebestander av regional/lokal verdi.	Sårbare (VU) arter og deres funksjons-område. Spesielt hensynskrevende arter og deres funksjonsområde. Fastsatte randområder til de nasjonale villreinområdene Viktige funksjons-områder for villrein i de 14 øvrige villrein-områdene (ikke nasjonale) **Anadrom fisk:** Laks/sjøørret: vass-drag med middels store bestander. Sjørøye: Livskraftig bestand. Godt potensial for smoltproduksjon. **Innlandsfisk:** Langtvandrende bestand av harr, ørret og sik. Vassdrag (potensielt) høy-produktive for ørret, røye eller sik. Andre storørretbestander Vassdrag med stor andel storvokst ørret.	Fredede arter og deres funksjons-område. Prioriterte arter (med eventuelt forskriftsfestet funksjonsområde) Sterkt truede (EN) og kritisk truede (CR) arter og deres funksjonsområde Nasjonale villreinområder Lokaliteter med relikt laks **Anadrom fisk:** Nasjonale lakse-vassdrag. Andre spesielt verdifulle lakse-vassdrag (f.eks. storvokst laks). Sjøørret: stor bestand- Sjørøye: Rent elve-levende bestand. Stort potensial for smoltproduksjon. **Innlandsfisk:** Spesielt verdifulle storørret-bestander.
Landskaps-økologiske sammenhenger		Naturområder og naturstrukturer som binder sammen funksjonsområder for vanlig fore-kommende arter.	Lokalt viktige vilt- og fugletrekk. Delvis intakte naturområder og naturstrukturer som er trekk-, vandrings- og forflytningskorridor-er for: a) et høyt antall arter eller b) for definerte grupper av arter (eks: amfibier, pollinatorer). Naturområder og naturstrukturer som bidrar til å	Regionalt/nasjonalt viktige områder for vilt- og fugletrekk. Intakte sammen-henger mellom eller i tilknytning til større naturområder som har en viktig funk-sjon som forflyt-nings- og spred-ningskorridor for arter. Områder som bidrar til sammenbinding av verneområder eller dokumenterte	Særlig store og nasjonalt/inter-nasjonalt viktige trekkruter.

Verdikriterier	Uten betydning for KU	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			binde sammen nøkkelområder for økologiske prosesser i økosystemene.	funksjonsområder for arter med stor eller svært stor verdi. Lengre elvestrekninger med langtvandrende fiskebestander.	
Geotoper (landformer)	Landformer med diffus utforming/ sterkt redusert tilstand	Nær truede landformer med tydelig til middels tydelig utforming og god til noe redusert tilstand. Sårbare objekter med middels tydelig utforming og noe redusert tilstand.	Nær truede landformer med meget tydelig utforming og meget god tilstand. Sårbare landformer med tydelig utforming og god tilstand, truete landformer med middels tydelig utforming og noe redusert tilstand.	Sårbare landformer med meget tydelig utforming og meget god tilstand, truede objekter med tydelig utforming og god tilstand.	Truede og kritisk truede objekter og/eller forvaltningsprioriterte, meget tydelig utforming/ store systemer, meget god tilstand.
Geologisk arv/geosteder		Geosted som enten har forringet kvalitet eller lav representativitet, men kan likevel være av betydning for lokal geologisk forståelse. Lite tydelig og svakt forklarende geosted, men som likevel er relevant for kjennskap til lokal geologi.	Geosted som enten har forringet kvalitet eller lav representativitet, men kan likevel være av betydning for lokal geologisk forståelse. Lite tydelig og svakt forklarende geosted, men som likevel er relevant for kjennskap til lokal geologi.	Godt bevart, vitenskapelig kjent geosted som gir/har gitt bidrag til å øke forståelsen av geologiske prosesser og sammenhenger, representativt for Norges geologiske oppbygging. Tydelig og lesbart geosted som bidrar til å øke forståelsen av en geologisk prosess eller Norges geologiske oppbygging, og er relevant for læringsmål eller pensum.	Meget godt bevart, vitenskapelig velkjent geosted som gir/har gitt betydelige bidrag til geologi som vitenskap eller global geologisk forståelse, og er representativ for betydningsfulle og fundamentale prosesser og sammenhenger. Svært tydelig og lesbart geosted som bidrar til god forståelse av en global geologisk prosess eller sammenheng, og er svært relevant for læringsmål eller pensum.

Tabell 9-2: Verdiskala med forklaring på verdisettingen i verditabellen iht. M-1941.

Verdiskala	Forklaring
Svært stor verdi	Svært stor verdi er i hovedsak benyttet for naturmangfold som er vernet etter norsk lov, eller som har nasjonal eller internasjonal betydning. Naturmangfold med svært stor verdi inngår i rundskriv T-2/16 om miljøforvaltningens innsigelsespraksis.
Stor verdi	Stor verdi er benyttet for naturmangfold som har nasjonal eller vesentlig regional interesse. Naturmangfold med stor verdi inngår i rundskriv T-2/16 om miljøforvaltningens innsigelsespraksis.
Middels verdi	Middels verdi er benyttet for naturmangfold som har regional interesse. Dette er natur som er viktig for naturmangfoldet i et fylke eller en region.
Noe verdi	Noe verdi er benyttet for områder hvor det ikke er påvist spesielle naturverdier, men som har betydning for naturmangfoldet. Dette er «hverdagsnatur» med en representativ flora/fauna for

Verdiskala	Forklaring
	regionen, de «ordinære» skogsområdene uten viktige naturtyper og med funksjon for arter uten spesiell forvaltningsinteresse. Urbane naturområder, som plener, hekker, parker utan spesielle naturverdier inngår også i denne kategorien.
Uten betydning for KU	Ubetydelig verdi er benyttet for områder som har svært liten eller ingen betydning for naturmangfoldet. Det kan gjelde nedbygde områder, fulldyrka mark, tett plantasjeskog og areal med dominans av fremmede arter.

Vurdering av påvirkning for delområder

Påvirkning for hvert delområde er vurdert innen de fem registreringskategoriene, og er gradert etter en femdelt skala fra *forbedret* til *sterkt forringet* (*tabell 9-3*).

Påvirkning etter M-1941 omfatter:

- Påvirkning på arter og naturtyper; forvaltningsmål, bestand og utbredelse.
- Arealbeslag
- Fragmentering av leveområder og sammenhenger
- Forurensing (inkl. støy og lys)
- Kanteffekter
- Økt aktivitet
- Påvirkning av geologisk mangfold
- Fremmede organismer
- Klimaendringer

Tabell 9-3: Påvirkningstabell for naturmangfold iht. M-1941. Tabellen viser kriterier for å vurdere påvirkning på de fem registreringskategoriene. For hver påvirkningsgrad er det tilstrekkelig at ett kulepunkt oppfylles. (Miljødirektoratet, Veileder | M-1941 Konsekvensutredning av klima og miljø, 2023).

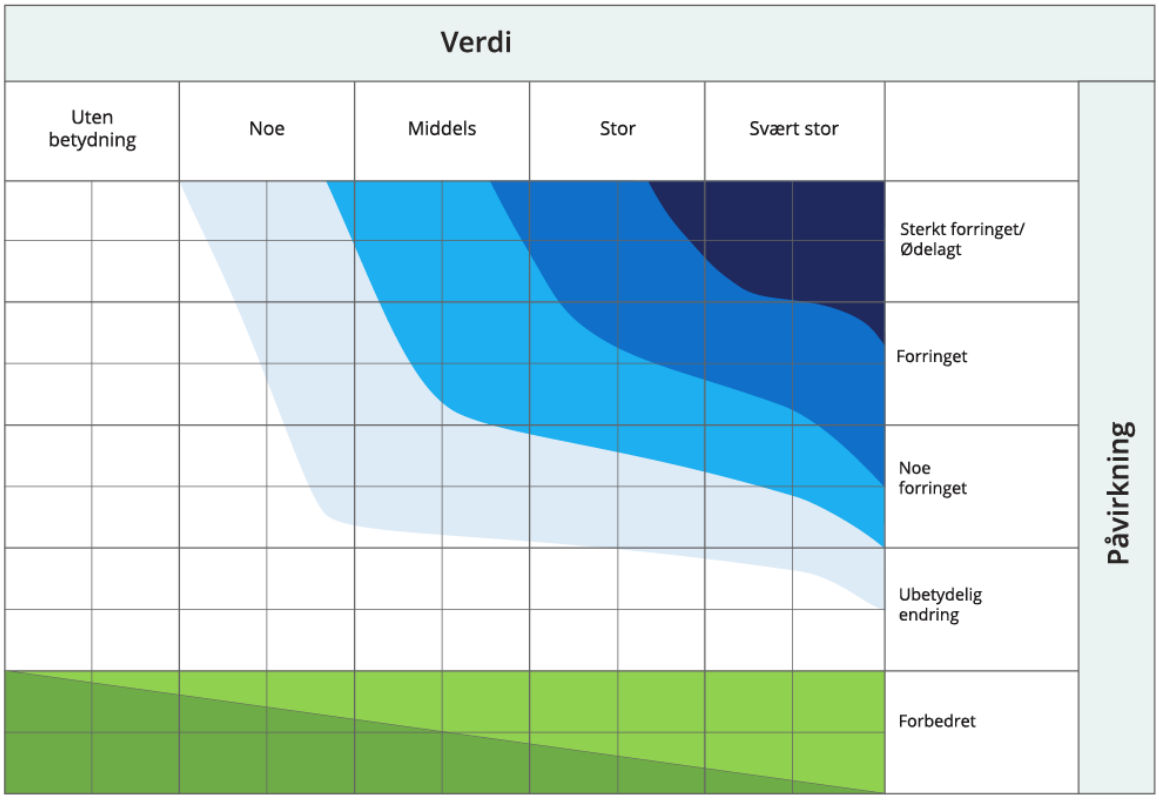
Registrerings-kategori	Forbedret	Ubetydelig	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Vernet natur	Bedrer tilstanden ved at området blir restaurert mot en opprinnelig naturtilstand.	Ingen eller uvesentlig virkning.	Noe påvirkning (som aktivitet, forurensning og kanteffekter). Ikke direkte arealinngrep.	Mindre påvirkning (som aktivitet, forurensning og kanteffekter) som berører en liten del. Ikke er i strid med verneformålet.	Direkte inngrep i verneområdet. I strid med verneformålet.
Naturtyper	Bedrer tilstanden ved at eksisterende inngrep tilbakeføres til opprinnelig natur.	Ingen eller uvesentlig virkning.	Direkte arealinngrep på mindre enn 20 % av en mindre viktig del av lokaliteten. Liten forringelse av restareal. Svekker naturtypens utbredelse/ tilstand lokalt/regionalt, ev. bidrar i noen grad til	Direkte arealinngrep i 20–50 % av en mindre viktig del av lokaliteten. Noe forringelse (som aktivitet, forurensning og kanteffekter) av restareal. Svekker naturtypens	Direkte arealinngrep i den viktigste delen av lokaliteten. Direkte arealinngrep i mer enn 50 % av lokaliteten. Direkte arealinngrep i 20–50 % av en mindre viktig del av

Registrerings-kategori	Forbedret	Ubetydelig	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
			å svekke muligheten for å nå naturmangfold-lovens forvaltningsmål for naturtyper.	utbredelse/ tilstand regionalt/ nasjonalt, ev. kan svekke muligheten til å nå forvaltningsmål for naturtypen.	lokaliteten, men restareal mister sine økologiske kvaliteter og/eller funksjoner. Svekker naturtypens utbredelse/tilstand nasjonalt/inter-nasjonalt, ev. svek-ker med sikkerhet muligheten til å nå forvaltningsmålet for naturtypen.
Arter med funksjonsområder	Gjenoppretter eller skaper nye trekk/vandrings-muligheter mellom leveområder/ biotoper (også vassdrag). Viktige biologiske funksjoner styrkes.	Ingen eller uvesentlig virkning.	Splitter sammen-henger/reduserer funksjoner, men vesentlige funksjoner opprettholdes i stor grad. Mindre alvorlig svekking av trekk/ vandringsmulighet og flere alternative trekk finnes. Svekker artens bes-tand lokalt/region-alt, ev. bidrar i noen grad til å svekke muligheten for å nå naturmangfold-lovens forvaltnings-mål for arter.	Splitter opp og/eller forringer arealer slik at funksjoner reduseres. Svekker trekk/ vandrings-mulighet, eventuelt blokkerer trekk/vandrings-mulighet der alternativer finnes. Svekker artens bestand regionalt/ nasjonalt, ev. kan svekke muligheten for å nå natur-mangfoldlovens forvaltningsmål for arter.	Splitter opp og/eller forringer arealer slik at funksjoner brytes. Blokkerer trekk/ vandring hvor det ikke er alternativer. Svekker artens bestand nasjonalt/ internasjonalt, ev. svekke muligheten for å nå natur-mangfoldlovens forvaltningsmål for arter.
Landskaps-økologiske sammenhenger	Gjenoppretter eller skaper nye trekk/vandrings-muligheter mellom leveområder/ biotoper (også vassdrag). Viktige biologiske funksjoner styrkes.	Ingen eller uvesentlig virkning.	Splitter opp sammenhenger/ reduserer funksjon-er, men vesentlige funksjoner opprett-holdes i stor grad. Mindre alvorlig svekking av trekk/ vandrings-mulighet og flere alternative trekk finnes.	Splitter opp og/eller forringer arealer slik at funksjoner reduseres. Svekker trekk/ vandrings-mulighet, eventuelt blokkerer trekk/vandrings-mulighet der alternativer finnes.	Splitter opp og/eller forringer arealer slik at funksjoner brytes. Blokkerer trekk/ vandring hvor det ikke er alternativer.
Geotoper (land-former)	Kan avdekke nye geosteder. Viktige geologiske funksjoner kan styrkes.	Ingen eller uvesentlig virkning på kort eller lang sikt.	Berører en mindre viktig del som samtidig utgjør mindre enn 20 % av lokaliteten. Liten forringelse av restareal.	Berører 20–50 % av lokaliteten, men lite forringelse av restareal. Ikke forringelse av viktigste del av lokalitet.	Berører hele eller størstedelen (over 50 %). Berører mindre enn 50 % av areal, men den viktigste (mest verdifulle) delen ødelegges. Restareal mister sine geologiske kvaliteter og/eller funksjoner.
Geologisk arv/geosteder	Tiltaket bedrer til-standen ved at	Tiltaket medfører ingen vesentlig	Tiltaket medfører noe skjemmende	Tiltaket medfører merkbar endring i	Tiltaket medfører en stor endring i

Registrerings-kategori	Forbedret	Ubetydelig	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	eksisterende inngrep tilbakeføres og tydeliggjør land-skapets geologiske karakter, dets geologiske funksjon og innrykksstyrke.	påvirkning i landskapets geologiske karakter, dets geologiske funksjon og innrykksstyrke.	påvirkning i landskapets geologiske karakter, dets geologiske funksjon og innrykksstyrke.	landskapets geologiske karakter, og/eller medfører inngrep som påvirker landskapets geologiske funksjon og innrykksstyrke.	landskapets geologiske karakter, og/eller medfører store inn-grep som reduserer landskapets geologiske funksjon og innrykksstyrke.

Vurdering av konsekvensgrad for delområder

Konsekvensgrad for delområdene fremkommer ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning i en konsekvensvifte (figur 9-1). Konsekvensen for hvert delområde er gradert fra *stor/svært stor positiv konsekvens* (3/4+) til *svært stor negativ konsekvens* (4-) (tabell 9-4). Konsekvensgrad for delområdene tas med videre i vurdering av konsekvens av alternativer.



Figur 9-1: Konsekvensvifte iht. M-1941.

Tabell 9-4: Skala og veiledning for konsekvenssetting i delområder iht. M-1941.

Skala	Forklaring
Svært stor negativ konsekvens (4-)	Den mest alvorlige konsekvensgraden som kan oppnås for delområdet. Brukes kun for delområder med stor eller svært stor verdi.
Stor negativ konsekvens (3-)	Stor negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Middels negativ konsekvens (2-)	Middels negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.

Noe negativ konsekvens (1-)	Noe negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Ubetydelig konsekvens (0)	Ingen eller ubetydelig konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Noe/middels positiv konsekvens (1/2+)	Noe/middels positiv konsekvensgrad for delområdet iht. konsekvensviften
Stor/svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Stor/svært stor positiv konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften. Brukes i hovedsak der områder med ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket.

Vurdering av konsekvens for alternativer

Vurdering av **konsekvens av alternativer** og **rangering av alternativer** utgjør trinn 2 av konsekvensutredningen (kap.6). Samlet konsekvens av hvert alternativ er bestemt gjennom en sammenstilling av konsekvensgrad for delområdene, og en vurdering av **samlet belastning**. Samlet belastning er vurdert som summen av konsekvensen fra alle delområder inkludert virkninger fra andre påvirkningsfaktorer innenfor influensområdet. Ved vurdering av samlet belastning iht. M-1941 og T-1554 inngår:

- Det konkrete tiltaket/inngrepet
- Andre tilsvarende tiltak/inngrep
- Andre typer tiltak/inngrep
- Andre påvirkningsfaktorer

Konsekvensen av hvert alternativ er gradert fra *stor positiv konsekvens* til *kritisk negativ konsekvens* etter kriteriene i M-1941 (*tabell 9-5*). Konsekvensgrad *stor, svært stor* eller *kritisk negativ* betyr at planen/tiltaket kan være i konflikt med nasjonale og vesentlige regionale interesser for klima- og miljø, og kan være grunnlag for innsigelse.

Etter en samlet vurdering av alternativene, er alternativene rangert fra best (1) til verst med hensyn til hva som gir minst negative konsekvenser, ev. størst positive konsekvenser på naturmangfoldet. Det er anledning til å rangere flere alternativer likt, dersom de er gitt lik konsekvens. Samlet vurdering og rangering av alternativer er begrunnet.

Tabell 9-5: Kriterier for å vurdere samlet vurdering for naturmangfold.

Konsekvens	Kriterier for samlet vurdering
Kritisk negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører forringelse eller ødeleggelse av nasjonalt eller internasjonalt viktig naturmangfold innenfor influensområdet. Brukes kun for områder med registreringskategorier som er gitt stor eller svært stor verdi, eller der det er svært stor samlet belastning. • Flere delområder med svært stor negativ konsekvens (4-). • Svært stor samlet belastning.
Svært stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører forringelse eller ødeleggelse av nasjonalt viktig naturmangfold. Brukes kun for områder med naturmangfold med stor eller svært stor verdi, eller der det er stor samlet belastning. • Overvekt av delområder med stor negativ konsekvens (3-). • Ett eller flere delområder med svært stor negativ konsekvens (4-). • Stor samlet belastning.
Stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører stor negativ konsekvens for naturmangfoldet innenfor influensområdet • Overvekt av delområder med middels negativ konsekvens (2-).

Konsekvens	Kriterier for samlet vurdering
	• Flere delområder med stor negativ konsekvens (3-). • Ett delområde kan ha svært stor negativ konsekvens (4-). • Bidrar til økt samlet belastning.
Middels negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører middels negativ konsekvens for naturmangfoldet innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ konsekvens (1-). • Flere delområder har middels negativ konsekvens (2-). • Et par delområder kan ha stor negativ konsekvens (3-). • Ingen delområder med svært stor negativ konsekvens (4-).
Noe negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører noe negativ konsekvens for naturmangfoldet innenfor influensområdet. Lite konflikt med naturmangfold innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ (1-) eller ubetydelig (0) konsekvens • Et par delområder kan ha middels negativ konsekvens (2-). • Ingen delområder med svært stor (4-) eller stor (3-) negativ konsekvens.
Ubetydelig konsekvens	Planen/tiltaket vil ikke medføre vesentlige endringer for naturmangfoldet i influensområdet. • Overvekt av delområder med ubetydelig konsekvens (0). • Ett delområde kan ha noe negativ konsekvens (1-). • Ingen delområder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) negativ konsekvens.
Positiv konsekvens	Benyttes der delområder som er gitt ubetydelig eller noe verdi får noe eller middels verdiøkning som følge av tiltaket. Planen/tiltaket er en forbedring for naturmangfoldet. • Overvekt av delområder med noe (1+) eller middels (2+) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) konsekvens. • Delområder med noe negativ konsekvens (1-) oppveies klart av områdene med noe (1+) eller middels (2+) positiv konsekvens.
Stor positiv konsekvens	Benyttes der delområder som er gitt ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket. Planen/tiltaket er en stor forbedring for naturmangfoldet. • Overvekt av delområder med stor (3+) eller svært stor (4+) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) konsekvens. • Delområder med noe negativ konsekvens (1-) oppveies klart av områdene med stor (3+) eller svært stor (4+) positiv konsekvens.

9.2 Vedlegg 2: Oversikt over forvaltningsrelevante naturtyper registrert

Samlet oversikt over alle forvaltningsrelevante naturtyper iht. Miljødirektoratets kartleggingsinstruks (M-2209) som er registrert i utredningsområdet og har blitt et delområde.

Tabell 9-6: Oversikt over hvert delområde og hvilke kartlagte naturtyper etter Miljødirektoratets instruks (M-2209) som inngår i hver av dem. Tabellen viser også hvilken lokalitetskvalitet hver lokalitet har fått i henhold til instruksen og NiNID (ID naturtypelokaliteten får i Naturbase).

Nr. og delområde-navn	NiNID	Lokalitetskvalitet	Naturtype
NT1 Eldsfjellet	NINFP2510189206	Høy kvalitet	B3.1 Kalkfattig og intermediær fjellhei, leside og tundra
	NINFP2510189347	Moderat kvalitet	
	NINFP2510190086	Høy kvalitet	
	NINFP2510190104	Moderat kvalitet	
	NINFP2510190124	Høy kvalitet	
	NINFP2510190125	Høy kvalitet	
	NINFP2510219656	Høy kvalitet	
	NINFP2510219661	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219662	Moderat kvalitet	
	NINFP2510188882	Moderat kvalitet	
	NINFP2510188938	Moderat kvalitet	
	NINFP2510188912	Høy kvalitet	
	NINFP2510188894	Høy kvalitet	
	NINFP2510189804	Moderat kvalitet	
	NINFP2510189813	Høy kvalitet	
	NINFP2510189819	Høy kvalitet	
	NINFP2510189972	Moderat kvalitet	
	NINFP2510189987	Moderat kvalitet	
	NINFP2510190004	Høy kvalitet	
	NINFP2510190011	Høy kvalitet	
	NINFP2510190015	Moderat kvalitet	
	NINFP2510190020	Høy kvalitet	
	NINFP2510190055	Høy kvalitet	
	NINFP2510190059	Høy kvalitet	
	NINFP2510189979	Høy kvalitet	
	NINFP2510189805	Høy kvalitet	
	NINFP2510219652	Høy kvalitet	
	NINFP2510190084	Høy kvalitet	
	NINFP2510219654	Moderat kvalitet	

Nr. og delområde-navn	NiNID	Lokalitetskvalitet	Naturtype
	NINFP2510219655	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219653	Høy kvalitet	
	NINFP2510188910	Høy kvalitet	
	NINFP2510189186	Høy kvalitet	
	NINFP2510189828	Høy kvalitet	
	NINFP2510189830	Høy kvalitet	
	NINFP2510189831	Høy kvalitet	
	NINFP2510190051	Høy kvalitet	
	NINFP2510219495	Høy kvalitet	
	NINFP2510219574	Høy kvalitet	
	NINFP2510219579	Høy kvalitet	
	NINFP2510219581	Høy kvalitet	
	NINFP2510219584	Høy kvalitet	
	NINFP2510219585	Høy kvalitet	
	NINFP2510219629	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219636	Moderat kvalitet	
	NINNT2610002312	Høy kvalitet	
	NINFP2510190122	Moderat kvalitet	B3.2 Kalkrik fjellhei, leside og tundra
	NINFP2510219110	Lav kvalitet	B5.1 Kalkfattig og intermediær rabbe
NT2 Indre Skardet	NINFP2510188930	Høy kvalitet	E10.1 Rik åpen sørlig jordvannsmyr
	NINFP2510219580	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219665	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219577	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219666	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219582	Moderat kvalitet	
	NINFP2510219583	Svært høy kvalitet	
NT3 Rødlista myrer	NINFP2410163435	Lav kvalitet	E10.1 Rik åpen sørlig jordvannsmyr
	NINFP2410163429	Moderat kvalitet	
	NINFP2410163436	Moderat kvalitet	
	NINFP2410163432	Høy kvalitet	
	NINFP2510219573	Høy kvalitet	
	NINFP2510219576	Svært høy kvalitet	
	NINFP2510219578	Høy kvalitet	E13 Sørlig kaldkilde
	NINFP2510219575	Svært høy kvalitet	E10.1 Rik åpen sørlig jordvannsmyr

Nr. og delområde-navn	NiNID	Lokalitetskvalitet	Naturtype
	NINFP2510219572	Lav kvalitet	E13 Sørlig kaldkilde
	NINFP2510189533	Svært høy kvalitet	E10.1 Rik åpen sørlig jordvannsmyr
NT4 Gammel furuskog	NINFP2510189529	Høy kvalitet	C11.1 Gammel furudominert naturskog
	NINFP2510189531	Høy kvalitet	
	NINFP2510189530	Høy kvalitet	
	NINFP2510189196	Svært høy kvalitet	
	NINFP2410163433	Moderat kvalitet	C11.4 Gammel furuskog med stående død ved
	NINFP2410163431	Svært høy kvalitet	C11.2 Gammel furuskog med gamle trær
NT5 Eintrøa	NINFP2410163312	Svært lav kvalitet	D2.2 Naturbeitemark

9.3 Vedlegg 3: Observerte karplanter og laver i lista generalisert artslister

Tabell 9-7. Plassering av de observerte karplantene (totalt 45 arter) og laver (totalt 11 arter) i lista generalisert artslister, tilsendt fra Artsdatabanken, se Artskart.no.

Antall karplantearter og laver observert som er listet i både generalisert artsliste for fjellhei og generalisert artsliste for kystlynghei	22
Antall karplantearter og laver observert som ikke er listet i generalisert artsliste for fjellhei, men i generalisert artsliste for kystlynghei	18
Antall karplantearter og laver observert som ikke er listet i lista generalisert artsliste for kystlynghei	16
Antall karplantearter og laver observert som ikke er listet i generalisert artsliste for kystlynghei, men i generalisert artsliste for fjellhei	3
Antall karplantearter og laver observert som ikke er listet i lista generalisert artsliste for fjellhei	31

9.4 Vedlegg 4: Alle registrerte fuglearter i influensområdet

Tabellen viser alle fuglearter som er registrert i influensområdet på 1 km, og hvordan disse er plassert i en eller flere kategorier for prioritering jf. planprogrammet.

Rødlisting: EN=sterkt truet, VU=sårbar, NT=nær truet, LC=livskraftig.

Annen status: H=særlig hensynskrevende, A=ansvarsart, Ø=økologisk form, J=jaktbar, S=særlig sårbar (arter i artsgrupper angitt som særlig sårbare for kollisjon med vindkraft iht. Rydell (2017).

Datagrunnlag: AK=Artskart (Artsdatabanken), i utgangspunktet er det 74479 registreringer innenfor influensområdet som er oppsummert i tabellen under. Data eldre enn 20-30 år er ikke inkludert, eks. en rekke generelle registreringer for Hitra fra omkring 1900 med representasjonspunkt omtrent midt på øya og dermed tilfeldigvis nær vindkraftverket. Arter med kun eldre registreringer er utelatt, eks. en dvergsvane fra 1879 og en grønnspett fra 1974. E=egne registreringer fra 2024 og 2025, totalt 127 artsregistreringer av fugl.

I arter av nasjonal forvaltningsinteresse inngår også kategoriene fredet (som er utelatt her da ingen fuglearter er eksplisitt fredet), prioritert art (som er utelatt her da de prioriterte artene dverggås og svarthalespove ikke er registrert her), og fremmed art (også utelatt da de to fremmede artene av fugl inkludert i arter av nasjonal forvaltningsinteresse, niland og kanadagås, ikke er registrert her). Av økologiske former er sildemåke tatt med, da det antas at de fleste registreringene er av underarten nordlig sildemåke som er uthevet som (sårbar) økologisk form i arter av nasjonal forvaltningsinteresse.

Tabell 9-8: Alle fuglearter som er registrert i influensområdet på 1 km, og hvordan disse er plassert i en eller flere kategorier for prioritering jf. planprogrammet.

Norsk navn	Vitenskapelig navn	Rød-listing	Annen status	Datagrunnlag	Kommentar
bjørkefink	Fringilla montifringilla	LC	A	AK 3 reg., 2013 og 2020	Aktivitet ikke angitt, hekking ikke registrert.
blåmeis	Cyanistes caeruleus	LC		AK 7 reg. 2014–2022.	Hekking og andre akt.
bokfink	Fringilla coelebs	LC		AK 22 reg. 2013–2025. E 39 reg.	Hekking og andre akt., vanlig hekkefugl.
brunnakke	Mareca penelope	LC	J	AK 4 reg. 2016–2025. E 2 reg.	Mulig hekking.
dompap	Pyrrhula pyrrhula	LC		AK 9 reg. 2013–2023.	Hekking og andre akt.
duetrost	Turdus viscivorus	LC		AK 3 reg. 2019–2023.	Aktivitet ikke angitt, hekking ikke registrert.
dvergfalk	Falco columbarius	LC	A, S	AK 1 reg. 2021.	Aktivitet ikke angitt, hekking ikke registrert.
enkeltbekkasin	Gallinago gallinago	LC	J, S	AK 4 reg. 2016–2025. E 3 reg.	Hekking og andre akt.
fiskemåke	Larus canus	VU		AK 33 reg. 2014–2025. E 1 reg.	I hovedsak rasting og matsøk, et fåtall hekking v/Husvatnet.
fjellvåk	Buteo lagopus	LC	A, S	AK 1 reg. 2016.	Forflytting, hekking ikke reg.
flaggspett	Dendrocopos major	LC		AK 21 reg. 2013–2024. E 1 reg.	Hekking og andre akt.

Norsk navn	Vitenskapelig navn	Rød-listing	Annen status	Datagrunnlag	Kommentar
fossekall	Cinclus cinclus	LC		AK 5 reg. 2018–2023.	Næringssøk langs Straumsvassdraget i nord.
fuglekonge	Regulus regulus	LC		AK 5 reg. 2013–2016. E 2 reg.	Hekking og andre akt.
furukorsnebb	Loxia pytyopsittacus	LC	A	AK 5 reg. 2012–2025. E 3 reg.	Hekking og andre akt.
gjerdesmett	Troglodytes troglodytes	LC		AK 12 reg. 2013–2025. E 2 reg.	Hekking og andre akt.
gjøk	Cuculus canorus	NT		AK 7 reg. 2016–2025. E 5 reg.	Hekking og andre akt.
grankorsnebb	Loxia curvirostra	LC		AK 1 reg. 2017.	Næringssøk, v/Husvatnet.
granmeis	Poecile montanus	VU		AK 11 reg. 2013–2022. E 12 reg.	Hekking og andre akt.
gransanger	Phylloscopus collybita	LC		AK 22 reg. 2013–2025. E 42 reg.	Hekking og andre akt., vanlig hekkefugl.
grønnfink	Chloris chloris	VU		AK 3 reg. 2013–2025.	Forflytting, hekking ikke reg.
grønnsisik	Spinus spinus	LC		AK 6 reg. 2015–2020. E 1 reg.	Hekking og næringssøk.
gråfluesnapper	Muscicapa striata	LC		AK 2 reg. 2019, 2023.	Næringssøk, hekking ikke reg.
grågås	Anser anser	LC	J, S	AK 1 reg. 2005	Uten akt.
gråhegre	Ardea cinerea	LC		AK 4 reg. 2018–2025.	Næringssøk, hekking ikke reg.
gråmåke	Larus argentatus	VU		AK 15 reg. 2015–2025.	Næringssøk, hekking ikke reg.
gråsisik	Acanthis flammea	LC	A	AK 9 reg. 2013–2025. E 2 reg.	Hekking og andre akt.
gråspett	Picus canus	LC	H	AK 14 reg. 2014–2022. E 6 reg.	Hekking og andre akt.
gråspurv	Passer domesticus	NT		AK 2 reg 2015, 2021.	Aktivitet ikke angitt. Ved Straum.
gråtrost	Turdus pilaris	LC	A, J	AK 26 reg. 2001–2025.	Hekking, næringssøk.
gulbeinmåke	Larus michahellis	Ukjent		AK 7 reg. i 2025.	Næringssøk v/Straum.
gulsanger	Hippolais icterina	LC		AK 2 reg. 2016, 2018.	Hekking, v/Straum.
gulspurv	Emberiza citrinella	VU		AK 4 reg. 2013–2019.	Uten akt., v/innmark Husvatnet.
havørn	Haliaeetus albicilla	LC	A, S	AK 30 reg. 2001–2025. E 2 reg. Sensitive arter flere reg.	Fluktspill og forflytning.
heilo	Pluvialis apricaria	NT	A, S	AK 30 reg. 2013–2025. E 21 reg.	Hekking og andre akt., rel. vanlig hekkefugl.
heipiplerke	Anthus pratensis	LC	A	AK 9 reg. 2013–2021. E 58 reg.	Hekking og andre akt., vanligste hekkefugl i vkv.
hubro	Bubo bubo	EN	S	AK 9 reg. 1998–2016. Sensitive arter 1 reg.	Uten akt.

Norsk navn	Vitenskapelig navn	Rød-listing	Annen status	Datagrunnlag	Kommentar
hvitryggspett	Dendrocopos leucotos	LC	H	AK 2 reg. 2015.	Hekking, Ramnåsheia sør.
hønsehauk	Accipiter gentilis	VU	S	Sensitive arter	
jernspurv	Prunella modularis	LC		AK 2 reg. 2013, 2021.	Hekking og annen akt.
jerpe	Tetrastes bonasia	LC	J, S	AK 1 reg. 2024.	Stasjonær, hekking ikke reg.
kjøttmeis	Parus major	LC		AK 19 reg. 2013–2025. E 11 reg.	Hekking og andre akt.
kongeørn	Aquila chrysaetos	LC	H, S	AK 3 reg. 2016–2023. Sensitive arter u.off.	Forflytning.
krikkand	Anas crecca	LC	J	AK 1 reg. 2013.	Uten akt.
kråke	Corvus cornix	LC	J	AK 10 reg. 2013–2025. E 4 reg.	Hekking, næringssøk.
kvinand	Bucephala clangula	LC	J	AK 19 reg. 2013–2025. E 7 reg.	Hekking og andre akt.
laksand	Mergus merganser	LC	J	AK 12 reg. 2017–2025.	Næringssøk mv. hekking ikke reg.
linerle	Motacilla alba	LC		AK 15 reg. 2015–2025. E 2 reg.	Hekking, næringssøk.
lirype	Lagopus lagopus	LC	A, J, S	AK 1 reg. 2014.	Stasjonær, Tverrfjellet.
løvsanger	Phylloscopus trochilus	LC		AK 8 reg. 2019–2025. E 12 reg.	
låvesvale	Hirundo rustica	LC		AK 16 reg. 2011–2025.	Hekking, alle ved Straum.
munk	Sylvia atricapilla	LC		AK 2 reg. 2018, 2025.	Hekking, v/Straum.
myrsnipe	Calidris alpina	LC	S	AK 1 reg. 2014.	Hekking, v/Korsvatnet.
måltrost	Turdus philomelos	LC		AK 14 reg. 2013–2025. E 42 reg.	Hekking og andre akt. Vanlig hekkefugl.
nøttekråke	Nucifraga caryocatactes	LC		AK 7 reg. 2018–2025.	Næringssøk, stasjonær. V/Husvatnet.
nøtteskrike	Garrulus glandarius	LC	J	AK 5 reg. 2013–2023. E 1 reg.	Næringssøk, forflytning, trolig hekking.
orrfugl	Lyrurus tetrix	LC	J, S	AK 6 reg. 2014–2025. E 20 reg.	Hekking, næringssøk. God tetthet.
perleugle	Aegolius funereus	LC		(AK 1 reg. 1975). E 1 reg.	Hekking, Rørtjørnhammaren.
ravn	Corvus corax	LC	J	AK 14 reg. 2013–2025. E 1 reg.	Forflytning.
ringdue	Columba palumbus	LC	J	AK 10 reg. 2015–2025.	Næringssøk, forflytning.
ringtrost	Turdus torquatus	LC		AK 5 reg. 2019–2025. E 22 reg.	Hekking og andre akt.
rugde	Scolopax rusticola	LC	J, S	AK 7 reg. 2014–2025.	Hekking og andre akt.
rødstilk	Tringa totanus	NT	S	AK 22 reg. 2015–2025. E 3 reg.	Hekking og andre akt.

Norsk navn	Vitenskapelig navn	Rød-listing	Annen status	Datagrunnlag	Kommentar
rødstjert	Phoenicurus phoenicurus	LC		AK 2 reg. 2015, 2019.	Hekking.
rødstrupe	Erithacus rubecula	LC		AK 9 reg. 2013–2021. E 17 reg.	Hekking.
rødvingetrost	Turdus iliacus	LC		AK 23 reg. 2001–2025. E 2 reg.	Hekking
sangsvane	Cygnus cygnus	LC	S	AK 6 reg. 2016–2025. E 2 reg.	Hekking, stasjonær.
sidensvans	Bombycilla garrulus	LC		AK 1 reg. 2016.	Stasjonær (vinter), ikke hekking.
siland	Mergus serrator	LC	J	AK 11 reg. 2016–2025. E 1 reg.	Hekking, næringssøk.
sildemåke	Larus fuscus	LC	Ø	AK 29 reg. 2016–2025.	Stasjonær, hekking ikke reg.
sivsanger	Acrocephalus schoenobaenus	LC		AK 3 reg. 2015, 2025.	Hekking, v/Straum.
skjære	Pica pica	LC	J	AK 16 reg. 2013–2025.	Stasjonær, næringssøk, hekking ikke reg.
skjærpiplerke	Anthus petrosus	LC	A, S	AK 1 reg. 2018.	Uten akt., v/Straum.
skogsnipe	Tringa ochropus	LC	S	AK 1 reg. 2019.	Stasjonær, v/Husvatnet.
smålom	Gavia stellata	LC	S	AK 1 reg. 2021. E 1 reg.	Næringssøkende.
småspove	Numenius phaeopus	NT	S	AK 1 reg. 2022.	Uten akt., v/Straum.
spettmeis	Sitta europaea	LC		AK 12 reg. 2013–2025.	Hekking og andre akt.
spurvehauk	Accipiter nisus	LC	S	AK 1 reg. 2023.	Forflytning, start atkomstvei.
steinskvett	Oenanthe oenanthe	LC		AK 4 reg. 2020–2025. E 38 reg.	Hekking, vanlig hekkefugl i vkv.
stillits	Carduelis carduelis	LC		AK 3 reg. 2020, 2021.	Uten akt.
stjertmeis	Aegithalos caudatus	LC		AK 1 reg. 2025.	Næringssøk (nov.), atk.vei.
stokkand	Anas platyrhynchos	LC	J	AK 6 reg. 2016–2021.	Næringssøk, ikke hekking.
storlom	Gavia arctica	LC	S	AK 6 reg. 2020–2025. E 1 reg.	Hekking, næringssøk.
storspove	Numenius arquata	EN	S	AK 1 reg. 2015.	Uten akt., v/Straum.
strandsnipe	Actitis hypoleucos	LC	S	AK 17 reg. 2015–2025. E 2 reg.	Hekking.
stær	Sturnus vulgaris	NT		AK 28 reg. 2001–2025.	Hekking, v/Straum.
svartbak	Larus marinus	LC	A	AK 3 reg. 2019–2025.	Næringssøk, v/Straum.
svarthvit fluesnapper	Ficedula hypoleuca	LC		AK 2 reg. 2017, 2025.	Hekking.
svartmeis	Periparus ater	LC		AK 3 reg. 2013–2025. E 2 reg.	Hekking.

Norsk navn	Vitenskapelig navn	Rød-listing	Annen status	Datagrunnlag	Kommentar
svartrødstjert	Phoenicurus ochruros	EN		AK 1 reg. 2025.	**Hekking antatt, reg. i vkv. men koordinatpresisjon 1500 m gjør avgr. av hekketerr. umulig.**
svarttrost	Turdus merula	LC		AK 28 reg. 2008–2025. E 19 reg.	Hekking.
taksvale	Delichon urbicum	NT		AK 1 reg. 2020.	Uten akt., v/Straum.
tjeld	Haematopus ostralegus	NT	S	AK 8 reg. 2015–2025.	Hekking, v/Straum.
toppmeis	Lophophanes cristatus	LC		AK 1 reg. 2013.	Uten akt., v/Gammelsagtjønna.
tornsanger	Curruca communis	LC		AK 1 reg. 2025.	Hekking, v/Straum.
trane	Grus grus	LC	S	AK 7 reg. 2019–2025. E 1 reg.	Hekking.
trekryper	Certhia familiaris	LC		AK 2 reg. 2013.	Uten akt., v/Gammelsagtjønna.
trepiplerke	Anthus trivialis	LC		AK 1 reg. 2018. E 1 reg.	Uten akt., v/Straum.
tretåspett	Picoides tridactylus	NT		AK 1 reg. 2010.	Uten akt., v/Ramnåsheia.
tyrkerdue	Streptopelia decaocto	NT		AK 1 reg. 2013.	(Mulig) hekking, v/Straum.
tårnfalk	Falco tinnunculus	LC	S	AK 4 reg. 2013–2025. E 1 reg.	Forflytning.
vaktel	Coturnix coturnix	VU	S	AK 1 reg. 2024.	Hekking, v/Straum.
vannrikse	Rallus aquaticus	VU	S	AK 2 reg. 2019.	Uten akt., v/Straum.
varsler	Lanius excubitor	LC		AK 3 reg. 2016, 2021.	Næringssøk.
vipe	Vanellus vanellus	CR	S	E 1 reg.	Rastende.

9.5 Vedlegg 5: Sensitive arter av fugl (U.OFF)

Utredning av sensitive arter oversendes som eget dokument, dokumentet er unntatt offentligheten og skal ikke spres videre.

9.6 Vedlegg 6: Undersøkelser av kongeørn, hønsehauk og hubro

Estenstad, M. P. (2025). Undersøkelser av kongeørn, hønsehauk og hubro i forbindelse med Nye Hitra 1 – Rapport 2.

Undersøkelser av kongeørn, hønsehauk og hubro i forbindelse med Nye Hitra 1-Rapport-2

Rapport 2
2025







ODONTOVET AS
Martin Pearson Estenstad

Oppdragsgiver:

Multiconsult AS

Org.nr. 924 003 073

Kontaktperson hos oppdragsgiver:

Ørjan Werner Jenssen

Prosjektansvarlig:

Odontovet AS Org.nr. 994 894 293

Martin Pearson Estenstad

Adresse: Nedre Vikan 6 7240 Hitra

E-post: martin@odontovet.no

Telefon: 909 10 016

Kontrakt nr.: 10258198-01.

Sider: 15

Tilgjengelighet:

Upublisert

Foto:

Martin P. Estenstad

Forsidebilde: Øverst kongeørnunge, i midten ung hønsehauk og nederst hubro. Alle arter som inngår i denne undersøkelsen.

INNHOLD

Side

Innhold ……..……. 3

1. Innledning …… 4

2. Kongeørn ……..……... 5

2.1 Innledning …… 5

2.2 Resultater …… 6

2.3 Diskusjon …….. 7

3. Hønsehauk ……..…… 7

3.1 Innledning ……. 7

3.2 Resultater …...……. 7

3.3 Diskusjon …….. 8

4. Hubro ……... 9

4.1 Innledning ……. 9

4.2 Resultater …… 13

4.3 Diskusjon …….. 14

4.4 Videre oppfølging ……. 15

1. INNLEDNING

I 2004 ble trinn 1 av Hitra vindkraftverk bygget ut av Statkraft og de første 24 vindturbinene ble montert på Eldsfjellet i Hitra kommune. Vindturbinene nærmer seg nå forventet levetid, og konsesjonen for trinn 1 er i ferd med å løpe ut. Statkraft ønsker å skifte ut dagens trinn 1 med færre og større vindturbiner. I den forbindelse ønsker Statkraft en statusoppdatering for faunaverdiene i konsesjonsområdet og i influensområdene rundt. Multiconsult AS fikk oppdraget med å gjennomføre disse undersøkelsene, og har igjen engasjert Odontovet AS for en statusoppdatering for kongeørn, hønsehauk og hubro. Odontovet AS ved undertegnede har også vært engasjert forut for byggingen av Hitra 1, konsekvensutredningen for Hitra 2 og etterundersøkelsene for Hitra 2.

Norsk institutt for naturforskning (NINA) hadde ansvaret for faunaundersøkelsene som ble gjort før bygging av Hitra 1 og konsekvensutredningen for Hitra 2. Nord universitet har på oppdrag fra konsesjonærene gjennomført standardiserte for- og etterundersøkelser for utvalgte arter av fugl ved vindkraftutbygging for de fleste nyere vindkraftutbygginger i Trøndelag. For Hitra 2 gjenstår planlagte etterundersøkelser fem år etter idriftsettelse, disse skal utføres i 2025. Statsforvalteren har bidratt med økonomisk tilskudd til Odontovet AS for kontroll og overvåking av hubrolokaliteter for Hitra og Frøya fra 1999 til 2020, før 2010 også for hønsehauk og kongeørn. Summen av disse undersøkelsene gir et godt historisk grunnlag for å vurdere hvilken utvikling artene kongeørn, hønsehauk og især hubro har hatt i området og i kommunen for øvrig.

Eldsfjellet var før vindkraftutbygging et urørt område med liten påvirkning av menneskelig aktivitet. Det var noen få (3-4) enkle hytter ved foten av fjellet på nord- og vestsiden av fjellet uten bilveg, som i hovedsak ble benyttet i forbindelse med hjortejakta utenom hekketiden. Etter utbygging av vindkraftverket er området gjort lett tilgjengelig for biltrafikk for grunneiere og andre som har en grunn til å få lettvint tilgang til området. I tillegg er fjellet blitt et populært turområde for syklister og gående. Det bygges nå en flere km lang bilvei på vestsiden av fjellet, inn til en åpen gapahuk/hytte. Dette skjer i regi av kommunen og iht. grunneiers ønske, med finansiering fra Statkraft.

Det gjennomføres ikke systematiske søk over lengre perioder etter kollisjonsdrept fugl i Hitra vindkraftverk. Funn av tilfeldig død fugl i vindkraftverket blir samlet inn av Statkrafts driftspersonell. Resultatene fra dette er ukjent.

Omfanget og fremgangsmåten for undersøkelsene i 2025 baserer seg på tidligere undersøkelser, lokalkunnskap, tilfeldige observasjoner fra publikum som blir fulgt opp og et omfattende feltarbeid og lydanalyser. Arbeidet strekker seg utenfor både det Statkraft er pålagt å gjennomføre i forbindelse med KU utredning for utskifting av Hitra 1 og for kontrakten inngått med undertegnede. Alle forslag til gjennomføring ble godkjent av Statkraft ved avtaleinngåelse. For nærmere beskrivelse av oppdraget vises til kontrakt mellom Multiconsult AS og Odontovet AS med nummer 10258198-01.

2. KONGEØRN

2.1 Innledning

Det er ikke gjort systematiske hekkeundersøkelser for kongeørn på Hitra siden 2010. Etter konsekvensutredningen for Hitra 2 er heller ikke hekkelokalitetene for kongeørn fulgt opp med årlige kontroller. Kongeørn kan ha store territorier som den forsvarer og jakter i. Den kan både jakte langs kysten, i skogen og på fjellet. Kongeørn har blitt observert av undertegnede på Eldsfjellet noen år tilbake. Den satt like under en vindturbin uten synlig skade før den fløy av gårde. Kongeørn vil normalt være utsatt for kollisjon både med vindturbiner, kraftlinjer og elektrokusjon hvor linjenettet ligger til rette for det.

Det var tidligere to kongeørnpar som hadde tilhold i influensområdet til vindkraftverket, av totalt fem kjente hekkende par på Hitra. Influensområdet defineres som inn til fem km til nærmeste vindturbin eller anleggsvei. Ved gjennomgang av de to hekkelokalitetene i 2024 var det ingen sportegn som tydet på at det hadde vært hekkeforsøk på flere år. Tidligere kvist som dannet reiret var for det meste borte og gått i forråtnelse. Det observeres sporadisk voksen kongeørn i området, og vi kan ikke utelukke at parene i de to territoriene har funnet alternative hekkesteder. Kongeørn bruker ofte det samme reiret over flere generasjoner hvor det blir påbygd årlig, og det er ikke uvanlig at kongeørn kan ha flere reir å velge mellom i territoriet. Det er likevel et dårlig tegn at det er flere år siden noen av de to kjente reirene har vært i bruk. Siste kjente hekking i det ene territoriet var i 2019, hvor eggene ikke klekket av ukjent årsak. I det andre territoriet var siste kjente hekke år i 2009, som også var mislykket.

I 2025 ble samtlige kongeørnterritorier på Hitra kontrollert og det ble brukt mye tid på å finne nye reirplasser innenfor influensområdet av vindkraftverket.



Bilde 2.1 *Siste kjente hekke år for denne kongeørnlokaliteten nærmest vindkraftanlegget var i 2019. Eggene klekket ikke, uvisst av årsak.*



Bilde 2.2 *Voksen kongeørn, funnet i 2016 ved Asmundvåg som ligger innenfor influensområdet for Hitra vindkraftverk. Denne ørna forulykket ved elektrokusjon på en 22 kV linje og ble senere avlivet.*

2.2 Resultater 2025

Det var ingen spor ved de gamle reirene til kongeørn i de to territoriene innenfor influensområdet til vindparken. I hekketiden ble det verken funnet nye reir eller observert voksen fugl. Det ble observert voksen kongeørn (over fem år, (utvisket hvitt felt under vingene)) ved to anledninger den 01.09 og 10.10 innenfor influensområdet av undertegnede og en annen pålitelig observatør. I de øvrige tre territoriene ble det funnet friskt bar og istandsatt reir i det ene og vellykket hekking med minst unge i de andre to.



Bilde 2.3 *En av de to kjente kongeørnhekkingene på Hitra i år.*

2.3 Diskusjon

Kongeørn kan være svært vanskelig å finne reirplassen til. I de tre territoriene som det ble påvist tilstedeværelse og hekking på i år ble det heller ikke observert voksen fugl, selv om det ved det ene tilfellet ble brukt kikkert på lang avstand. Ofte flyr de voksne bort tidlig, i lav høyde og kommer ikke tilbake før området er forlatt. I de tilfellene hvor reiret er etablert i furu kan det være vanskelig å se før en er helt inn på hekkestedet. Slike hekkemuligheter i trær finnes det mange av i influensområdet av vindparken og søk etter reir uten noen indikasjoner blir som å lete etter nåla i høystakken. Funn av hekkende kongeørn i trær beror derfor ofte på tilfeldige funn. Det kan likevel oppfattes som negativt for vindkraftverket, at kongeørnterritorier utenfor influensområdet fortsatt er intakte med hekkeaktivitet i reir som har vært i bruk i nærmere 20 år, mens reirene innenfor influensområdet er forlatt. Øket ferdsel i disse områdene kan være en medvirkende årsak. Det er uvisst hva betydningen av observasjoner av voksen kongeørn utenfor hekketiden i influensområdet kan bety. Voksen kongeørn vil normalt ha tilhold i territoriet hele året og kan således være et tegn på at territoriene fortsatt er intakt, men med nye reirsteder. Samtidig kan kongeørnterritorier strekke seg over mange kvadratkilometer og vi kan ikke utelukke at observasjonene fra i høst kommer fra individer som ikke har fast tilhold her.

3 HØNSEHAUK

3.1 Innledning:

Hitra hadde tidligere en av de tetteste forekomstene av hekkende hønsehauk i Trøndelag. I og rundt skogområdene ved Eldsfjellet hekket det fire par med totalt åtte kjente reir. Samtlige kjente reirlokaliteter ble gjennomgått, samt at det ble søkt etter nye i nærområdene til disse. Ut ifra en vurdering av reirenes tilstand var det flere år siden noen av noen av disse hadde vært i bruk. Det siste året det ble registrerte forsøk på hekking i en av lokalitetene i influensområdet var i 2021 (Arvid Bredesen). Influensområdet for hønsehauk defineres som inn til fire km til nærmeste vindturbin eller anleggsvei. Nord universitet har også gjennomført hønsehaukundersøkelser på Hitra i år som et ledd i en samlet etterundersøkelse fem år etter begynnende drift av Hitra 2. Undersøkelsene i denne rapporten går utenfor dette programmet. Det ble satt ut fem opptakere for hønsehauk i mars/april 2025 i områder for tidligere kjente hekkelokaliteter og potensielle hekkeområder i influensområdet for vindkraftverket. Opptaker begynner å ta opp i tidlig morgentimer for å fange opp territoriallyd. Opptakene blir senere gjennomgått i et lydprogram som finner karakteristiske territoriallyd hos hønsehauk. Gjennomgangen er gjort av Nor universitet.

3.2 Resultater

Det ble ikke påvist hønsehauk på noen av disse opptakerne. I forbindelse med utsett og innhenting av opptakere ble det også lett etter nye reir i området uten resultat. Det ble funnet et nytt hønsehaukreir med hekking utenfor influensområdet og registrert aktivitet fra fjoråret i et annet territorium, også det utenfor influensområdet. Det ble hørt varslende hønsehauk i juli på Strøm av en pålitelig kilde, men befaring i området ble resultatløst.



Bilde 3.1 *Hønsehaukhekking på Strøm 04.07 2010, hvor ungene er i ferd med å forlate reiret.*

3.3 Diskusjon

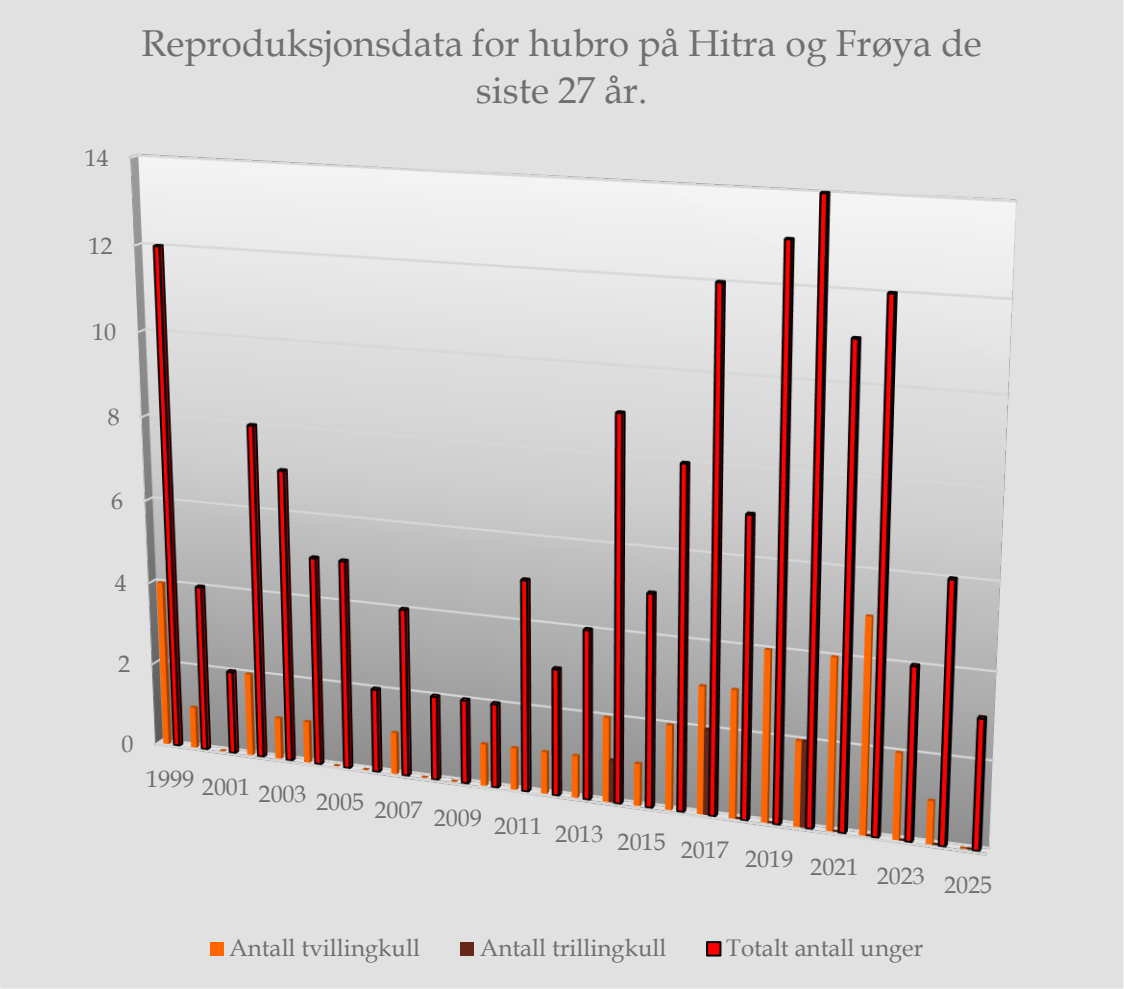
Det har ikke blitt registrert forsøk på hekkeaktivitet for hønsehauk innenfor influensområdet til hønsehauk siden 2021. Det som skiller hønsehauk fra kongeørn er at resultatene fra områdene utenfor influensområdet av vindkrafterket også er dårlige med frafall i territorier og få par som hekker. I 2025 ble det lagt ned en stor innsats for å finne intakte territorier spesielt innenfor influensområdet, men også utenfor. Resultatet ble to hekkinger utenfor influensområdet, med unger i annen halvdel av juni og ingen innenfor. For nærmere beskrivelse av hønsehauk vises det til forestående rapport/publikasjon fra Nord universitet.

4. HUBRO

4.1 Innledning

I motsetning til for kongeørn og hønsehauk har hubroforekomstene på Hitra vært undersøkt og kartlagt hvert år siden 1999, riktignok med noe variabel innsats og med litt forskjellige teknikker. Vi har derfor langt mer kunnskap om utvikling av forekomsten av hubro enn vi har for de to andre artene. Det var tidligere to kjente territorier med hekking av hubro innenfor influensområdet. Influensområdet for hubro defineres som fem km til nærmeste vindturbin eller anleggsvei. I tillegg var det et område på andre siden av Eldsfjellet hvor hubro av og til ble sett og ofte hørt på slutten av 1990- og begynnelsen av 2000-tallet. En voksen hubro ble også påkjørt her i 2009. Det var hekking siste gang i 2011 på lokaliteten nærmest vindkraftverket, og i 2005 på den andre. På denne lokaliteten ble det registrert syngende par på vårparten i 2022, men uten at det ble registrert tegn på hekking.

Figur 4.1 gir en god indikasjon for hvordan utviklingen har vært for hubro på Hitra og Frøya siden 1999 og frem til i dag, målt ved antall unger på et gitt kontrolltidspunkt. Hitra og Frøya har ingen gnagerbestander av markmus og lemmen med typiske gnager år. Omfattende byttedyranalyser viser at næringstilgangen i hovedsak består av måker, gressender, vadere og for noen få territorier hare, orrfugl og frosk som utgjør de viktigste byttedyrgruppene.



Figur 4.1 *Årlig ungeproduksjon målt på kontrolltidspunktet fra 1999 til 2025. Fra 2007 har antallet kontrollerte territorier som inngår i oversikten vært tilnærmet lik. Åtte territorier (fire på Frøya og fire på Hitra) har i tidsperioden blitt trukket ut av den årlige kontrollen fordi de ikke lenger ansees som sannsynlige reproduksjonsterritorier for hubro. Dette kan skyldes irreversible forandringer av hekkelokaliteten spesielt og territoriet generelt, eller mange år med kontroller uten at det har vært indikasjon på at hubro har vist interesse for området. Ett av disse har kommet inn igjen i 2020. Syv nye territorier har blitt tatt inn i perioden. Noen av disse er territoriene har sannsynligvis vært aktive bakover i tid. Nedgangen i ungeproduksjon fra 1999 (13 kjente territorier) til 2008 (20 kontrollerte territorier) har derfor trolig vært langt større enn figuren gir inntrykk av. Kontrolltidspunktet har i hovedsak vært i løpet av første halvdel av juni, med noen få unntak hvor lydopptaker har avslørt ungetigging i august/ september.*

Utdypende forklaring til figur 4.1:

Periode 1999 – 2011: Undersøkelsene ble gjort ved reirkontroll av kjente hekkelokaliteter for hubro. I tillegg ble det benyttet manuell lytting og søk i nye områder etter nye territorier og reirhyller. Flere av de nye territoriene som ble påvist i denne perioden har høyst sannsynlig også vært aktive ved begynnelsen av tidsserien. Det innebærer at kunnskapen stadig ble utvidet rundt hvor det var aktive hubropar. Hadde de nye kjente hubroterritoriene vært kjent i begynnelsen av tidsserien ville derfor også ungetallet vært langt høyere. Nedgangen i ungeproduksjonen utover begynnelsen av 2000 tallet er dermed trolig langt større enn det figuren gir inntrykk av.

Periode 2012 --2022: Fordi det ble klekket stadig færre hubrounger og flere par ble borte eller unnlot å hekke, var dette et kraftig insitament til å gjøre aktive tiltak for å bedre leveforholdene for hubro slik at den ikke skulle bli utryddet fra Hitra og Frøya. Tiltak som ble iverksatt var:

- Kråkefuglbekjempelse. Bestanden av kråke og ravn hadde økt mye i samme tidsperiode som hubrobestanden ble mer fåtallig. Dette skjedde i takt med økende fritidsbebyggelse og en tredobling av hjorte- og rådyr-bestanden, spesielt på Hitra. Dette førte til en økt direkte belastning for hubro ved at kråke og ravn angriper hubro og kan ta hubroens egg og unger. Er det mange nok kan dette være en direkte trussel. Indirekte påvirkning skjer ved at store bestander av kråke og ravn også beskatter hubroens viktigste byttedyr ut over det som er bærekraftig. Særlig gjelder dette for måker, ender og vadere. I perioden 2012 – 2021 ble det tatt ut 10.250 kråker, 2.019 ravn på Hitra og Frøya. Mindre forekomster av kråke og ravn gjør også disse til et enklere byttedyr for hubro og hønsehauk å ta, slik at den økologiske balansen gjenopprettes. Samtidig ble det også igangsatt organisert uttak av mink i begge kommunene, og 760 mink ble tatt i perioden. Ordningen ble subsidiert av kommunene med tilskudd ved uttak.



Bilde 4.1 *Ravn kan utgjøre en trussel for hubroens egg og unger. Her prøver hunnen å verne om en liten dununge ved å ikke forlate reirhylla. Ravneparet kom tilbake flere ganger, og til slutt ble hubroungen borte.*

- Tilskuddsfôring ble gjennomført sammenhengende og over flere år ved to hekkelokaliteter, en på Hitra og en på Frøya, etter et strengt regime fra 2013 til 2019. Dette foregikk ved at egnet mat ble lagt ut ved mørkets frembrudd for så å bli hentet av den hekkende hubroen. Fôringen ble gjennomført hele året, men med størst intensitet i ungetiden. Dette førte til særs gode hekkeresultater for disse to parene, samtidig som ungeoverlevelsen var meget god i forhold til unger fra andre par. Ungene fra disse to parene etablerte seg i ledige territorier i ung alder, og mange av disse fuglene er fremdeles aktive. Prosjektet ble lagt opp som et forskningsprosjekt med tilskudd fra Statsforvalteren i Trøndelag.
- Utbedring av reirhyller og bygging av nye. Med et våtere klima blir det en større utfordring å holde egg og unger tørre, noe som vil påvirke hekkeresultatet. Arbeidet besto i å drenere fuktige reirgroper og skifte ut substrat. Nye reirhyller ble bygd for å erstatte gamle hvor det var mye forstyrrelse fra mennesker. Noen av disse nye reirhyllene ble raskt tatt i bruk. Arbeidet ble gjennomført med størst intensitet fra 2012 og var også et prosjekt som fikk støtte fra Statsforvalteren i Trøndelag.



Bilde 4.2 *Eksempel på tillaging av ny reirhylle uten tidligere hekking. Her er det godt drenebart materiale i bunn av reirgropa og tak montert over. Her har dette gitt god hekkesuksess over flere år. Bildet er fra 2024.*

- DNA-analyser. I 2014/15 ble lydopptakere og DNA-teknologi tatt i bruk for å kartlegge ulik aktivitet i hubroterritoriene. Dette ga et langt bedre og mer sikkert bilde av situasjonen. DNA kartleggingen har vært gjennomført av Norsk institutt for Naturforskning med årlige tilskudd / finansiering av Statsforvalteren for Trøndelag.
- Påvirke forvaltningsvedtak hos kommune, Statsforvalteren og Miljødirektoratet. Ulike arealendringer er en gjentakende trusselfaktor for intakte hubroterritorier. Dette kan gå på beskyttelse av hekkelokalitetene og etter 2018 også på vern av de beste næringsforekomstene for hubro i aktive hubroterritorier. Veldig mye tid er brukt på å bevare viktige hubroforekomster ved hjelp av forvaltningsorganene. Dette arbeidet var særlig aktivt fra 2012. I gjennomsnitt blir to hubrolokaliteter truet gjennom ulike planlagte arealinngrep årlig på Hitra og Frøya.

Periode 2023 – 24. I forbindelse med reirkontrollen i 2022 ble en territoriell hunnfugl funnet død på reirgropa etter at ungene var klekket. Individet ble undersøkt av Veterinærinstituttet, og ble funnet smittet av høypatogen fugleinfluensa virus. Hannen var heller ikke å høre på opptaker senere på året. Høyst sannsynlig hadde også han avgått, fordi det er hannen som fanger og bringer mat til reiret i denne perioden. Flere måker ble også funnet i denne tiden med mistanke om fugleinfluensa, og flere hubroterritorier ble funnet forlatt i 2023 og 2024. I tillegg har det vært en økt utskiftning av enkeltfugl hos etablerte hubropar, påvist gjennom DNA-analyser. Aktivt søk etter nye hubroterritorier og hekkesteder ble avsluttet i denne perioden. Basert på oppsamlet kunnskap og erfaring finnes det trolig to til fem ukjente par på Hitra.

Undersøkelser i 2025:

I 2025 har det vært gjennomført mer omfattende hubroundersøkelser på mange år for Hitra. Denne kunnskapen bygger også på kunnskapen fra tidligere år og vi har nå en bedre oversikt over hubropopulasjonen på Hitra enn noen gang tidligere. Denne kunnskapen er ikke statisk og vil kunne variere i årene fremover. Næringstilgang, arealendringer, forøket dødelighet, nye turstier, kraftlinjer (vedlikehold) og lav ungeproduksjon (dårlig ungeoverlevelse) kan raskt føre til endringer selv om hubro under gitte forhold kan bruke samme reirhylle i flere tusen år. Hubro lever anonymt og etterlater få spor i terrenget. Ett unntak er imidlertid gjennom sang og ungetigging som foregår i den mørke delen av døgnet. Dette utnyttes derfor gjennom oppsett av lydopptakere først og fremst i perioden februar-mai og august- desember. Gjennom analyse av disse opptakene er det mulig å finne ut om et område huser hubro eller ikke (tilstedeværelse, par eller enkeltfugl, intensitet på sang og ungetigging). I 2025 ble det satt ut 44 opptakere over store deler av Hitra i tidsrommet februar-oktober. Samtlige opptak er gått gjennom manuelt i lydprogrammet Audacity. Dette tilsvarer over 6000 timer med opptak som i de aller fleste tilfeller vil avsløre status på områdene som opptaker dekker. Under optimale forhold vil en slik opptaker kunne fange opp parets sang på over to kilometers avstand, men som regel vil topografi og vær begrense

det til noen hundre meter. Årets hubroundersøkelser er dels gjennomført med Nord universitet som oppdragsgiver gjennom etterundersøkelser fem år etter oppstart av Hitra 2 og utredning av nye områder med Multiconsult som oppdragsgiver.

4.2 Resultater

Det ble påvist åtte forskjellige hubropar. Fem par gikk til hekking. Tre av disse parene hadde en unge hver ved reirkontroll i juni. I de andre to var hekkingen mislykket. Ved undersøkelse av ungeoverlevelse i september ble det ikke registrert noen unger. Det ble påvist to nye par og to nye hekkestesteder. Ett av disse hekket innenfor influensområdet til vindkraftverket. Her har det også trolig vært hekking i 2024. Det ble også registrert hann en kort periode i territoriet vel fem km fra nærmeste vindturbin. Det ble påvist enkeltfugl i ytterligere tre territorier (to hanner og en hunn). Dette er alle territorier som tidligere har vært «sikre» med hekking og par til stede. Vi må derfor anta at det ikke var hekking på disse i år og at partneren enten ikke ble fanget opp på opptaker eller har falt fra, men at dette likevel er intakte territorier som vil bli komplementert og ha hekking senere år. I to områder ble det påvist sang av hann hvor det tidligere har vært registrert par, men med ukjent hekkested. I ytterligere to områder ble det registrert aktivitet av hann i ett og en hunn i ett. Hos disse er det usikkert om dette er individer fra naboterritorier, ledige unge fugler, eller er egne territorier. Dette vil kunne avgjøres med en eventuell analyse av sangstrofen for individer man kan mistenke er de samme. Det innebærer at det er registrert aktivitet i 16 mulige hubroterritorier i 2025. Basert på årets kunnskap er det trolig minst 12 aktive hubroterritorier på Hitra hvor vi kan forvente hekking fremover. Endelige resultatene fra årets DNA undersøkelsene fra dun og mytefjær foreligger ikke enda. Resultatene fra hubroundersøkelsene på Hitra vil også fremstilles i rapport/publikasjon fra Nord universitet.



Bilde 4.3 *En av årets tre hubrounger på Hitra.*

4.3 Diskusjon

Det ble ikke fanget opp lyd av hubro i det nærmeste territoriet (to kilometer fra reirplass til nærmeste vindturbin) av vindkraftverket verken ved gammel reirhylle eller på selve Eldsfjellet. Dette var i utgangspunktet et godt territorium for hubro med god mattilgang og en foretrukken biotop. Det er sannsynlig at vindkraftverket er direkte eller indirekte årsak til at dette territoriet nå er forlatt fordi utbredelsen av hubro ellers på Hitra er god. For øvrig har 2025 har vært et dårlig reproduksjonsår for hubro på tatt i betraktning hvor mange par som er registrert. Dette kan ha sammenheng med at det var en spesielt kald og våt mai og juni. Hubro, både egg og unger, er utsatt for nedkjøling hvis reirgropa blir våt og kald. Jaktmulighetene for de voksne er også nedsatt ved konstant regn ved at fjærdrakten til hubro er lite vannavstøtende. Flere par kan også har skiftet ut partnere med mindre erfaring.

Tensio gjennomførte linjebefaring i begynnelsen av mai med helikopter. Denne aktiviteten må betegnes som svært uheldig for hubro i den aller mest sårbare tiden rundt klekking og eller med små unger. Flere av hekkelokalitetene til hubro på Hitra liger svært nær strømførende linjetraseer. Det samme gjelder for linjerydding i samme tidsrom.

Konkurranse mellom hubro og havørn er reell. Havørnbestanden på Hitra er stor og mettet. Hubro og havørn har ofte de samme preferansene for oppholdssteder. Det er også typisk at havørn etablerer seg i nærheten av hekkeområdet for hubro når den enten forsvinner eller ikke hekker et år. Hubro klarer å drive bort havørn i nærheten av hekkeplassen i den mørke årstiden (høres på opptak), men likevel representerer nok havørn en stressfaktor for hubro i mange tilfeller. Den kan også ta hubroens unger hvis disse sitter åpent til og den voksne hubroen ikke er til stede. I det ene nye territoriet som ble funnet i år hekket det tre par havørn innenfor hubroens territorium. Det ble også funnet havørn fjær og dun der hvor ungen sist ble observert. Havørn er også en konkurrent til hubro i næringsveien ved at den har en betydelig andel måker og ender i sin diett.



Bilde 4.1 *Hubrounge nylig tatt av havørn på reirhylla. Legg merke til havørnfjær like til høyre for den døde ungen. Trolig har hubro hunnen kommet til unnsetning, men for sent. Bildet er fra Frøya, 2015.*



Bilde 4.2 *Fra overvåkingskamera hvor havørn angripes av hubro to meter unna hubroungen. Fra Hitra i 2017.*

4.4 Forslag til videre oppfølging

- Flere hubroterritorier har gått tapt Hitra gjennom årene og hubro har uten tvil mange utfordringer i fremtiden også her. Hitra er likevel i en unik posisjon regionalt med sine minst 12 aktive territorier for å kunne være en avgjørende ressurs for de sparsomme bestandene ellers i Midt-Norge, hvis riktige forvaltningsmessige grep blir tatt. Dette forholdet bør derfor være et sterkt insentiv til oppfølgende undersøkelser av bestanden basert på vitenskapelige undersøkelser for å finne ut hva som skal til for å opprettholde hubroens økologiske funksjonsområder. For å kunne gjøre det kreves en detaljert og fullstendig innsikt om de ulike hubroterritoriene. Dette kan oppnås gjennom en fortsettelse av arbeidet som er påbegynt og kan innebære:
- Følge opp observasjoner av hubro med lydopptakere for å oppdage nye par og hekkeområder.
- Bruk av lydopptak av tilgrensende individer for å fastslå om det er samme individ.
- Søk etter nye hekkeområder for par hvor reirhylle ikke er kjent.
- Reirbefaring i juni for å kontrollere hekkestatus.
- Undersøke ungeoverlevelse i september-oktober for å kontrollere hekkesuksess.
- Fortsette med DNA bestemmelse av mytefjær for å fastslå overlevelse og demografisk utvikling.
- Gjøre avbøtende tiltak med sikte på å dokumentere effekt.



Hitra 25.10.2025
Martin Pearson Estenstad

9.7 Vedlegg 7: Konsekvenser for flaggermus

Odden, R. (2026). Konsekvenser for flaggermus ved fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk, Hitra kommune. Ecofact rapport 1211.

Konsekvenser for flaggermus ved fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk, Hitra kommune



Fagrapport for naturmangfold, 2026

Runa Odden

www.ecofact.no

ISSN: 1891-5450
ISBN: 978-82-8469-211-1

Konsekvenser for flaggermus ved fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk, Hitra kommune

Ecofact rapport: 1211

www.ecofact.no

Referanse til rapporten:	Odden, R. 2026. Konsekvenser for flaggermus ved fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk, Hitra kommune. Ecofact rapport 1211, 24 s.
Nøkkelord:	Flaggermus, kartlegging, vindkraft, risiko og konsekvens
ISSN:	1891-5450
ISBN:	978-82-8469-211-1
Versjon, dato:	5. utgave, 13.03.2026
Oppdragsgiver:	Statkraft Energi AS
Prosjektleder hos Ecofact AS:	Roy Mangersnes
Prosjektmedarbeidere:	Runa Odden & Bjarne Oddane.
Kvalitetssikret av:	Roy Mangersnes
Forside:	Hitra vindkraftverk. Bilde tatt i den nordvestlige delen av kraftverket. Foto: Runa Odden ©

www.ecofact.no

Ecofact AS - Sandnes
Stokkamyrveien 13
4313 SANDNES

Ecofact AS - Moss
Bernt Ankers Gate 17
1524 MOSS

INNHOLD

FORORD **2**
SAMMENDRAG **3**
1 INNLEDNING **5**
2 TILTAKSBESKRIVELSE **5**
2.1 LOKALISERING 5
2.2 NULLALTERNATIV 7
2.3 DAGENS SITUASJON (ALTERNATIV NÅ) 7
2.4 ALTERNATIV 1 7
2.5 FORSKJELLEN MELLOM NYE HITRA 1 (ALTERNATIV 1) OG DAGENS SITUASJON (ALTERNATIV NÅ) 7
3 STATUS OG VERDI FOR NATURMANGFOLD **8**
3.1 KUNNSKAPSSTATUS FØR FELTBEFARING 8
3.2 METODE 8
3.3 RESULTAT 10
3.4 VERDI 14
3.5 USIKKERHET OG POTENSIALET FOR ANDRE FUNN 15
4 PÅVIRKNING **16**
4.1 ARTER OG ØKOLOGISKE FUNKSJONSOMRÅDER 16
4.1.1 Funksjonsområde for flaggermus *16*
5 KONSEKVENSER **18**
5.1 NULLALTERNATIVET 18
5.2 KONSEKVENSER FOR FLAGGERMUS 19
5.3 SAMLET BELASTNING 20
5.4 USIKKERHET 21
5.5 SAMMENSTILLING AV KONSEKVENSER OG RANGERING AV ALTERNATIV 23
6 AVBØTENDE TILTAK **24**
7 REFERANSER **26**

FORORD

Foreliggende rapport om fagtema flaggermus er en av flere faggrunnlag for konsekvensutredningen av tiltaket. Rapporten presenterer resultatene fra kartlegging av flaggermus i forbindelse med søknad om konsesjon for bygging og drift av nye Hitra 1 vindkraftverk på Eldsfjellet i Hitra kommune. Utredningen går gjennom funn av arter i området, verdisetting og vurdering av konsekvenser det planlagte tiltaket vil ha på flaggermus. Arbeidet er gjennomført av Bjarne Homnes Oddane og Runa Odden. Utforming av kartleggingen ble planlagt med bistand fra Reed April McKay ved NMBU som takkes for samarbeidet. Oppdragsgiver er Statkraft Energi AS der Silvia Brown Bergly, Harald Kristoffersen og Espen Fjeldstad har vært kontaktpersoner. Vi takker for samarbeidet og opplysninger om tiltaket.

Sandnes, 13. mars 2026



_____

Runa Odden

SAMMENDRAG

Beskrivelse av oppdraget

På oppdrag fra Statkraft Energi AS har Ecofact utført en utredning av konsekvenser for flaggermus i forbindelse med søknad om konsesjon for bygging og drift av nye Hitra 1 vindkraftverk i Hitra kommune. Utformingen av undersøkelsene baserer seg på anbefalt metodikk for undersøkelser av vindkraftverks påvirkning på flaggermus (Rodrigues et al., 2015, McKay et al., 2020). Utredningen baseres på Miljødirektoratets veileder M-1941 Konsekvensutredninger for klima og miljø, fra 2025. Området ble undersøkt med akustiske detektorer i perioden 08.04.25 til 04.11.25 for å dekke hele perioden der flaggermus kan være til stede og aktive i området.

Datagrunnlag

Datagrunnlaget var svakt før egen utredning ble gjennomført. Tre flaggermus detektorer av typen SongMeter SM4 BAT FS med ultrasonisk mikrofon ble benyttet i perioden 08.04.25 til 04.11.25. Detektorene ble plassert i områder som erfaringsmessig var attraktive habitat for flaggermus, og i områder med en overordnet representativ naturtype for planområdet, for å gi best mulig sammenligningsgrunnlag. Egne utredninger ble supplert med opplysninger fra kilden Artskart om flaggermusarter registrert i nærområdet.

Samlet sett vurderes datagrunnlaget som tilstrekkelig for å belyse planområdets betydning/verdi for flaggermus. Kartleggingen ble gjennomført etter anbefalt metodikk og studieperioden var uten tekniske problem slik at data ble samlet inn fra hele perioden. Det ble gjort få registreringer av passerende flaggermus, som var å forvente med bakgrunn i andre kilder og planområdets geografiske plassering.

Resultat

Resultatene fra kartleggingen identifiserer ikke Hitra vindkraftverk som et viktig område for flaggermus. Gjennom hele studieperioden ble det registrert 58 flaggermus passeringer fordelt på tre arter, nordflaggermus (VU), trollflaggermus (NT) og storflaggermus (EN). Materialet bestod hovedsakelig av nordflaggermus (n = 50), mens trollflaggermus (n = 5) og storflaggermus (n = 3) hadde svært få passeringer, og var kun registrert en dag hver, henholdsvis 18.09.25 og 11.07.25. Funnene ble verdisatt etter artenes rødlistestatus, der nordflaggermus ble vurdert til stor verdi, trollflaggermus til middels verdi, og storflaggermus til svært stor verdi. Med bakgrunn i de registrerte artenes rødlistestatus, og det relativt lave antallet passeringer, ble det tatt ut et samlet funksjonsområde for flaggermus som er vurdert til stor verdi. Alle de tre identifiserte artene vurderes til å ha stor risiko for kollisjon med turbiner, basert på adferd, flyvehøyde og trekkaktivitet. Imidlertid viser undersøkelsen at planområdet i liten grad blir benyttet av flaggermus. Det er også lite sannsynlig at yngling foregår i planområdet da området mangler nødvendige strukturer for denne atferden, slik som større hule trær, eldre bygninger, steinurer eller grotter.

Samlet konsekvens og rangering

De registrerte artene sin atferd gjør dem utsatt for kollisjon med turbiner, og økt dødelighet kan ha innvirkninger på bestanden. For trekkende arter, som trollflaggermus og storflaggermus, har kollisjonsrisiko potensiale til å påvirke arten både nasjonalt og internasjonalt. Det er imidlertid svært få passeringer av disse slik at påvirkningen er begrenset. Samlet sett vurderes tiltaket å påvirke flaggermusenes bruk av planområdet på et lokalt og regionalt nivå. Påvirkningsgraden for flaggermus vurderes til *noe forringet.* Den samlede konsekvensen av tiltaket vurderes til **middels negativ konsekvens** for flaggermus sammenlignet med nullalternativet, på bakgrunn av at alle de indentifiserte artene har stor risiko for kollisjon med turbiner, artenes rødlistestatus og samlet belastning. Nullalternativet tar utgangspunkt i situasjonen etter konsesjonsslutt i 2030, der Hitra 1 er tilbakeført. En tilbakeføring av dagens Hitra 1 vil bety 24 færre turbiner i planområdet, som kan gi en lavere kollisjonsrisiko for flaggermus, sammenlignet med dagens situasjon og utredningsalternativet. Konsekvensene av nye Hitra 1 vil sannsynligvis være noe mindre negative for flaggermus enn dagens sitasjon, på grunn av lavere turbintetthet. Imidlertid vil større turbiner med større rotorsveipsone og Hitra 2 begrense denne effekten, og nye Hitra 1 og dagens situasjon vurderes til samme konsekvensgrad.

Avbøtende tiltak

Det finnes tiltak for å redusere kollisjonsrisikoen mellom flaggermus og turbiner som kan bidra til å redusere tiltakets konsekvens. Det anbefales å ikke plassere turbiner nærmere enn 50 meter fra kantsoner og insektsdannende strukturer som vann, elver og våtmarker. Ved å bruke en 50 meter buffer fra tuppen av turbinbladene, til der flaggermus typisk driver med næringssøk, kan sannsynligheten for kollisjoner reduseres noe. Studier viser at aktivitetsnivået synker med avstand fra kantsoner eller andre viktige strukturer, og at plassering av enkelte turbiner er en viktig faktor når man undersøker dødelighet per turbin. Et annet tiltak er å fjerne trær og buskvegetasjon i nærheten av de planlagte turbinene. Flaggermus følger gjerne naturlige ledelinjer som vegetasjon, og kantsonene er attraktive for næringssøk. Ved å aktivt fjerne slike strukturer kan områdene i nærheten av turbiner fremstå mindre tiltrekkende for flaggermus. Det er imidlertid begrenset hvor mye slike tiltak vil redusere konsekvensene for trekkende individer.

1 INNLEDNING

Foreliggende rapport om flaggermus belyser status, påvirkning og konsekvenser for flaggermus ved bygging og drift av Hitra 1 vindkraftverk i Hitra kommune. Av de 11 flaggermus artene vi har i Norge er 6 av de på norsk rødliste for arter (Eldegard et al., 2021). Rødlistestatusen er som regel med bakgrunn i bestandsnedgang eller få reproduserende individer, eller en kombinasjon av disse. Flaggermus er svært sensitiv for habitattap og fragmentering, samt tap av egnede strukturer for dagleier, ynglekolonier og overvintring. Sammenstilt med høy dødelighet i vindkraftverk både i Norge og internasjonalt, og det faktum at flaggermus lever lenge og har langsom reproduksjon (Barcklay et al., 2003), er artsgruppen svært utsatt.

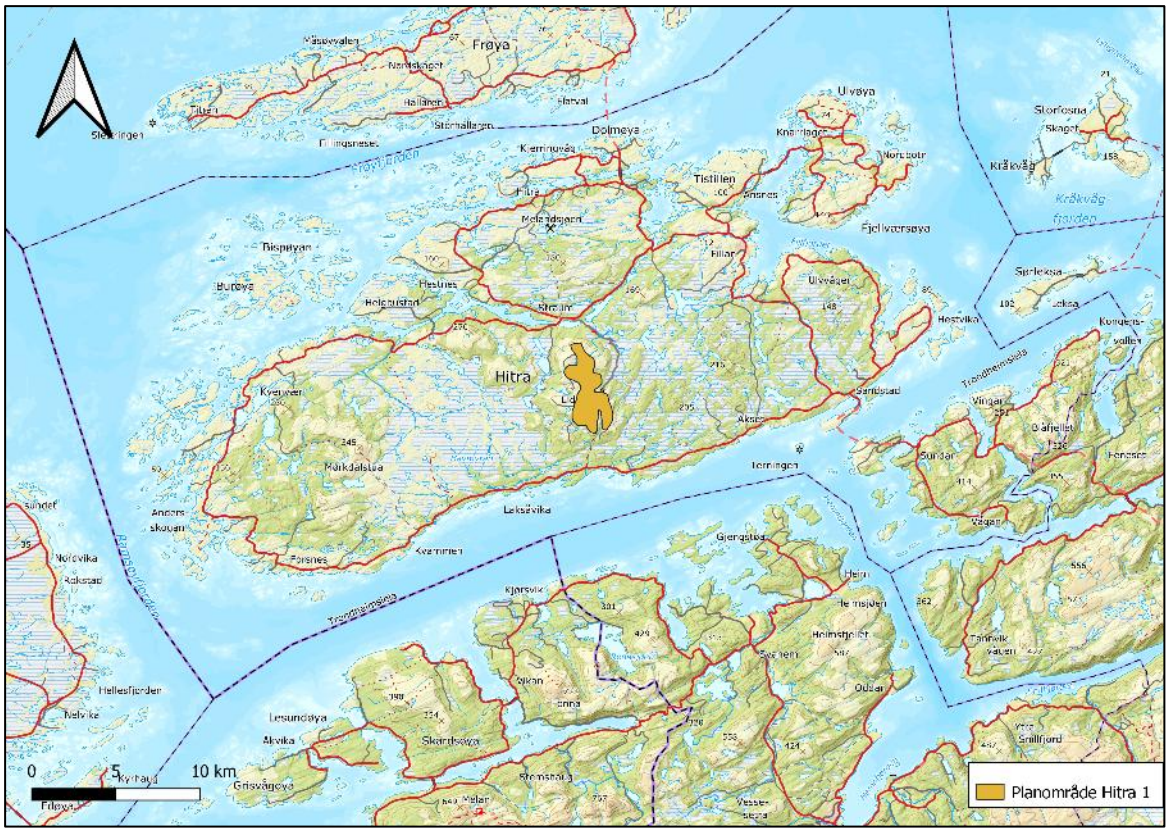
Hensikten med utredningen er å identifisere hvilke flaggermusarter som er til stede i planområdet, deres aktivitetsmønster og vurdere risiko knyttet til kollisjoner og habitattap. Rapporten foreslår avbøtende tiltak.

2 TILTAKSBESKRIVELSE

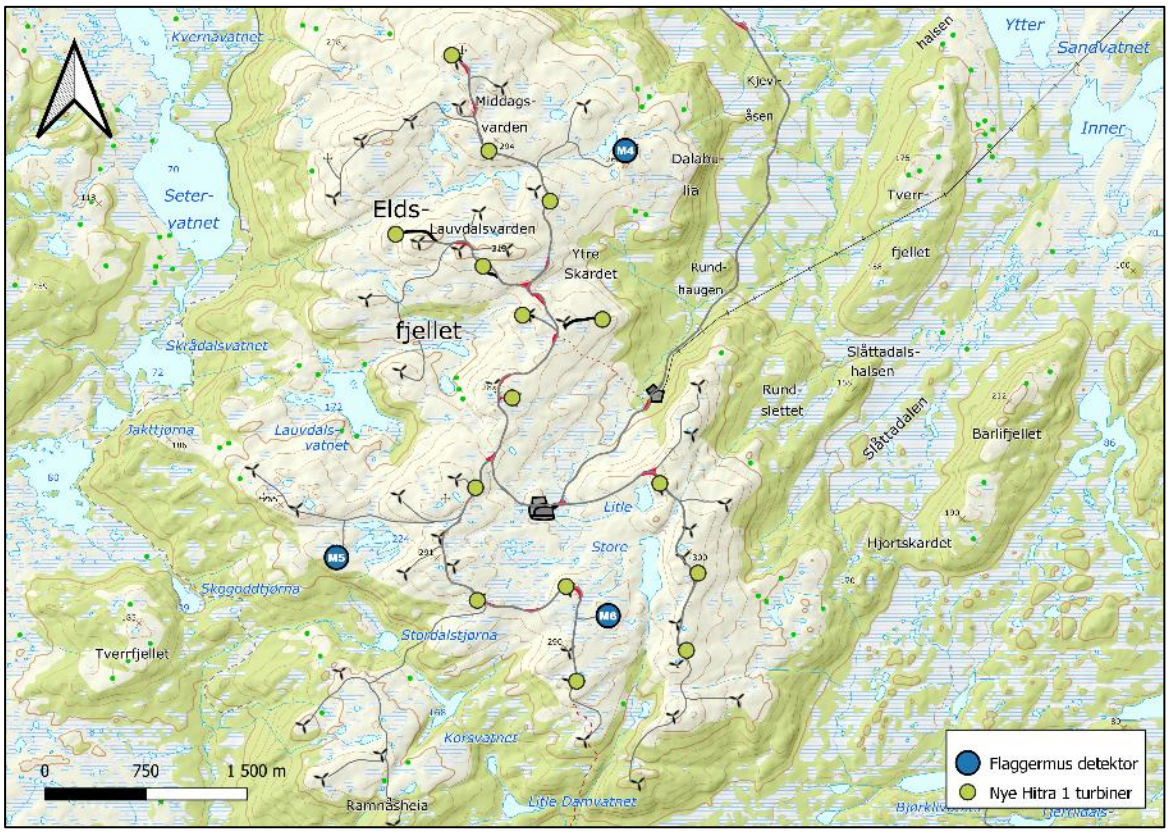
2.1 Lokalisering

Planområdet ligger innenfor eksisterende Hitra vindkraftverk på Eldsfjellet i Hitra kommune, på øya Hitra, sør-vest i Trøndelag. Figur 2.1 gir en oversikt over planområdets geografiske plassering, mens figur 2.2 viser den lokale plasseringen av tiltaket. Eldsfjellet har et småkupert terreng med flere små vann og noen myrområder. Vegetasjonen er dominert av gress og lyng med en del berg i dagen, og selve platået ligger over tregrensen.

Planområdet for nye Hitra 1 er det samme som den opprinnelige utbygningen fra 2004. Ettersom levetiden til turbinene i dagens Hitra 1 er 25-30 år, planlegges det at eksisterende turbiner skal rives og nye, større turbiner skal settes opp. Ulike alternativ for utforming vurderes, der siste plan presentert av Statkraft inneholder 12 – 15 turbiner på inntil 220 meters høyde (figur 2.2). Hitra 2 ligger rundt Hitra 1 og inngår ikke i tiltaket.



Figur 2.1. Planområdets geografiske beliggenhet.



Figur 2.2. Plassering av flaggermusdetektorer (blå punkt) og planlagte nye Hitra 1 turbiner (grønne punkt). Eksisterende internveier er markert med grå linje og planlagt nye internveier er markert med svart linje.

2.2 Nullalternativ

I planprogrammet er nullalternativet definert som følger; *Nullalternativet i dette tilfellet vil være å fjerne Hitra 1 vindkraftverk etter endt konsesjonsperiode, inklusive å restaurere området tilbake så langt det lar seg gjøre. Adkomstveier, resterende internveier og turbinene tilhørende Hitra 2 har konsesjon inntil 2045 og vil bli værende, og vil være en del av nullalternativet.* Nullalternativet er da en situasjon der Hitra 1 ikke fornyes, og endringen fra dagens miljøtilstand innebærer fjerning av 24 turbiner og tilhørende infrastruktur som ikke benyttes av Hitra 2. De 26 turbinene tilhørende Hitra 2, og tilhørende infrastruktur, vil bli stående. Nullalternativet er en framskriving av dagens situasjon, og vil dermed ofte være noe annet enn dagens situasjon.

2.3 Dagens situasjon (Alternativ NÅ)

Dagens situasjon er vindkraftverkene Hitra 1 og Hitra 2 som ligger sammen på Eldsfjellet i Hitra kommune. Totalt er det etablert 50 turbiner, med 24 på 111 meter i Hitra 1 og 26 turbiner med høyde 145,5 meter i Hitra 2. Samlet er det omtrent 36km med internveier i tilknytning til kraftverket. Planområdet inneholder i dag flere andre tilhørende strukturer som servicebygning, transformatorstasjon og oppstillingsplasser.

2.4 Alternativ 1

Det utredes ett utbyggingsalternativ som er den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for nye Hitra 1. I planprogrammet er det foreslått en størrelse på 5-8MW, som tilsvarer 12-15 turbiner. Endelig antall turbiner bestemmes ut ifra størrelse på den valgte turbintypen, der høyden kan være inntil 220 meter med en rotordiameter på 177 meter. Etter planen vil eksisterende internveier bli benyttet der det er mulig, men med noen nye oppstillingsplasser, utbedringer av veien og noe ny vei til nye turbinplasseringer (figur. 2.2).

2.5 Forskjellen mellom nye Hitra 1 (Alternativ 1) og dagens situasjon (Alternativ NÅ)

For å belyse forskjellene mellom det eksisterende kraftverket og det potensielt nye kraftverket vurderes konsekvensen av de to situasjonene mot hverandre. Ettersom alternativ 1 vurderes mot nullalternativet (Alt. 1 minus alt. 0) må tilsvarende vurderinger bli gjort for dagens situasjon (Alt. NÅ minus alt.0). Den eventuelle forskjellen mellom nye Hitra 1 og dagens situasjon vil dermed fremgå av forskjellen i konsekvensgrad for de to situasjonene.

3 STATUS OG VERDI FOR NATURMANGFOLD

3.1 Kunnskapsstatus før feltbefaring

Kunnskapsstatus for flaggermus i influensområdet var svært mangelfull før gjennomført kartlegging, og er også noe begrenset i landsdelen for øvrig. Enkelte tilfeller av nordflaggermus var registrert i Artskart på øya Hitra, men med noe avstand fra planområdet.

3.2 Metode

Kartleggingen av flaggermus i Hitra vindkraftverk ble gjennomført ved følgende metodikk, anbefalt av BatLab Norway ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet. Tre flaggermusdetektorer av typen SongMeter SM4 BAT FS med ultrasonisk mikrofon ble utplassert i starten av april 2025 og hentet inn 4 november 2025. To av detektorene ble plassert i gode habitat for flaggermus og en detektor ble plassert ved en overordna representativ naturtype for planområdet. Alle detektorene ble også plassert i nærheten av et dalføre som kan fungere som en naturlig ledelinje for flaggermus inn i planområdet (figur 2.2). Detektorenes plassering i forhold til habitat, landskap og insektsdannende strukturer er ekstremt viktig for sannsynligheten for å fange opp flaggermus og hvilken atferd man identifiserer. Detektorene og mikrofonene ble montert på rekkverket til Hitra 2 turbiner da de fleste flaggermus flyr noen meter over bakken, og høyde på mikrofonen bidrar til å fange opp lyd fra flere individer (Dietz et al., 2016, Russ 2021) (figur 3.1). Videre var det noe arbeid i andre deler av kraftverket ved oppstart, slik at det ble ansett som tryggest å benytte Hitra 2 turbiner.



Figur 3.1. Bildet viser en SM 4 BAT FS detektor montert på rekkverket av en turbin i Hitra vindkraftverk. Foto: Runa Odden.

Flaggermus i Norge er utpreget nattaktive og detektorene var programmert til å ta opp lyd fra en time før solnedgang til en time etter soloppgang. Dette dekker flaggermus sin mest aktive periode og reduserer strømbruk slik at levetiden til batteriene utvides. Detektorene ble røktet omtrent en gang hver fjerde uke der batteri og SD-kort ble byttet, mikrofonene ble testet og detektorene ble undersøkt for andre feil eller mangler.

For å identifisere artene i materialet blir det brukt en kombinasjon av automatisk og manuell analyse. Først blir alle filer detektoren har markert som flaggermuslyd analysert i programvaren Kaleidoscope Pro versjon 5.8.1 (KPro). Klassifiseringen Bats of Europe 5.7.0 ble brukt for å kun inkludere arter som forekommer i Norge. KPro gir en automatisk klassifisering av art, NoID som sannsynligvis er en flaggermus, og Noise som er lydfiler med forstyrrelser som ikke er flaggermus. Erfaringsmessig og etter anbefalt metodikk er ikke automatisk klassifisering godt nok, programvaren tar ofte feil mellom arter, klassifiserer støy som flaggermus og er ikke i stand til å registrere flere arter i samme fil eller skille mellom vanlig ekkolokalisering og sosiale

lyder eller næringssøk. Denne svakheten vil kunne føre til mangler i materialet og leverer resultater med stor usikkerhet. Dermed er det nødvendig å gjennomføre en manuell verifisering av materialet der hver enkelt flaggermus passering blir artsbestemt og atferd som forflytting, næringssøk og sosiale lyder kan registreres. En flaggermuspassering er definert som en 5-sekunders lydfil der minst to ekkolokaliserings rop er registrert. For de manuelle analysene ble Noise/støy filene fjernet fra materialet og totalt fra de tre detektorene ble det identifisert 58 flaggermuspasseringer. For atferd ble det kun identifisert et tilfelle av næringssøk hos en nordflaggermus, mens resterende 57 passeringer inneholdt vanlig ekkolokalisering som blir kategorisert som forflytting.

Forskjellen i oppdagbarheten er stor mellom de ulike artene, og deteksjonsavstanden fra mikrofonen er mellom 10 og 50 meter for de fleste norske arter (Dietz et.al., 2016). Unntatt storflaggermus som kan ha en deteksjonsavstand på 100 meter fra mikrofonen. Hvor lydytrende en art er, hvor høyt den flyr og deteksjonsavstanden har mye å si for hvor ofte den vil finnes i materialet. Dette kan føre til en skeivfordeling av identifiserte arter i forhold til det egentlige artsinventaret.

3.3 Resultat

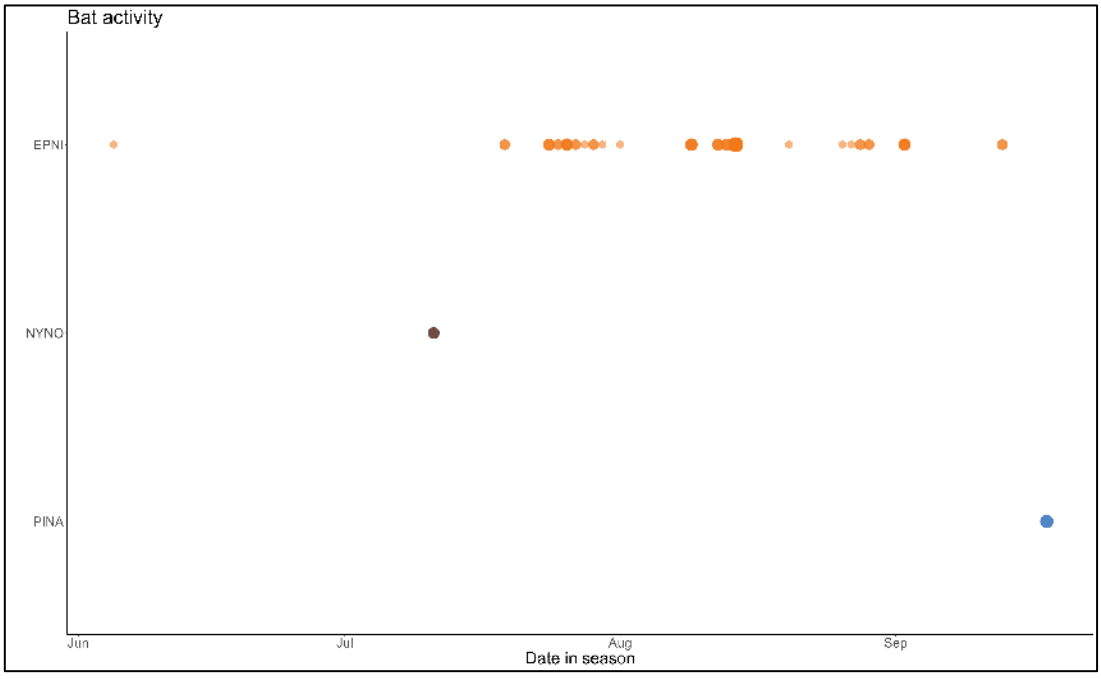
Materialet bestod i hovedsak av arten nordflaggermus *E. nilssonii* (n = 50 passeringer) og det var denne arten som var til stede i den lengste tidsperioden. Første registrering av nordflaggermus var 05.06.25 og siste var 13.09.25. To andre arter ble også identifisert storflaggermus *N. noctula* (n = 3 passeringer) og trollflaggermus *P. nathusii* (n = 5 passeringer). De to sistnevnte artene var kun registrert en dag hver, henholdsvis 11.07.25 og 18.09.25.

Antall registrerte flaggermuspasseringer varierte noe mellom detektorene og var fordelt slik: M4 (n = 13), M5 (n = 31) og M6 (n = 14). Detektor M5 registrerte klart flest flaggermuspasseringer, og dette er trolig et resultat av både landskapsformer og naturtype. Plasseringen til M5 ble valgt på grunn av nærheten til et skogkledd dalføre med både elv og små vann, i tillegg til et større vann/myrområde like i nærheten av turbinen. Slike strukturer gir ofte en høyere tetthet av insekter som følgelig tiltrekker seg flaggermus.

Tabell 3.1. Tabellen viser norske flaggermusarter med latinsk og norsk navn, kollisjonsrisiko med vindturbiner på land (Rodrigues et al., 2015), artens rødlistestatus (Eldegard et al., 2021) og antall passeringer registrert i Hitra vindkraftverk. De tre artene identifisert i utredningen er uthevet.

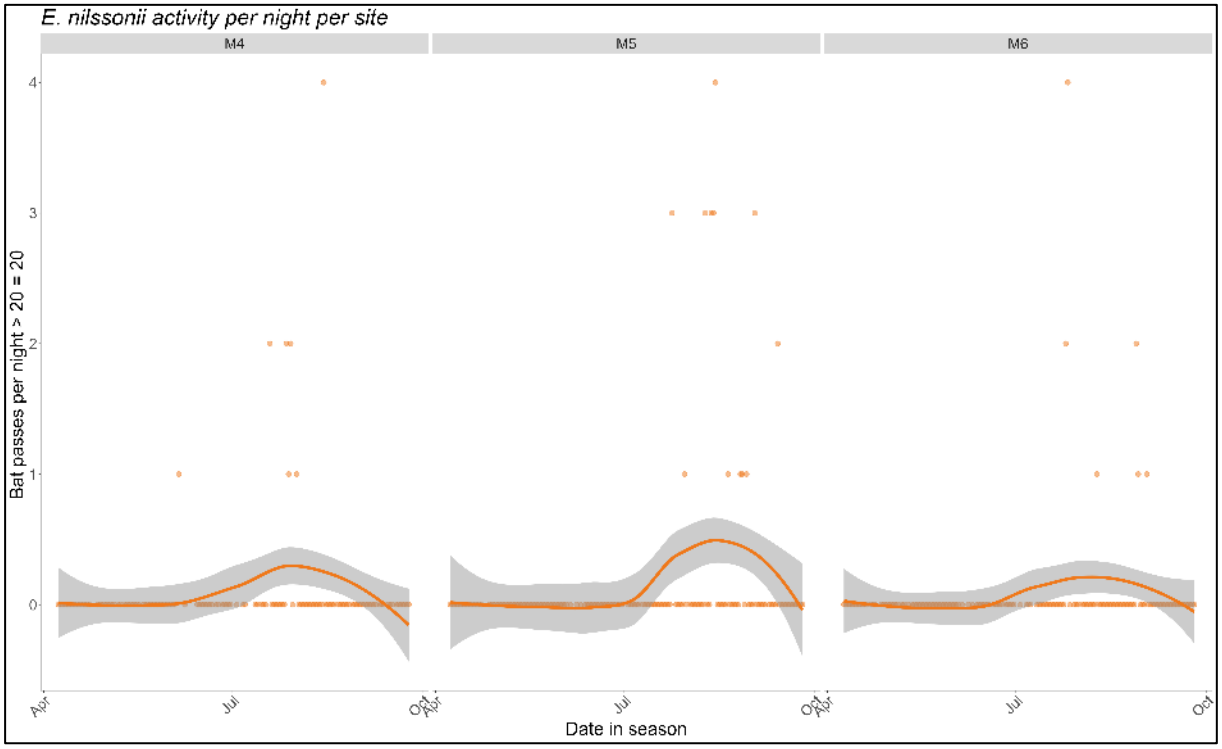
Latinsk navn	Norsk navn	Risiko kollisjon	Rødlistestatus	Antall passeringer
Barbastella barbastellus	Bredøre	Medium	CR	-
Eptesicus nilssonii	**Nordflaggermus**	**Stor**	**VU**	**50**
Myotis brandtii	Skogflaggermus	Liten	LC	-
Myotis daubentonii	Vannflaggermus	Liten	LC	-
Myotis mystacinus	Skjeggflaggermus	Liten	LC	-
Myotis nattereri	Børsteflaggermus	Liten	CR	-
Nyctalus noctula	**Storflaggermus**	**Stor**	**EN**	**3**
Pipistrellus nathusii	**Trollflaggermus**	**Stor**	**NT**	**5**
Pipistrellus pygmaeus	Dvergflaggermus	Stor	LC	-
Plecotus auritus	Brunlangøre	Liten	LC	-
Vespertilio murinus	Skimmelflaggermus	Stor	NT	-

Aktivitetsnivået varierte gjennom studieperioden, med flest passeringer registrert på seinsommeren fra juli måned ut september (figur 3.2). De fleste flaggermusarter tåler ikke frost og er avhengige av tilgang til insekter, slik at den aktive perioden er kortere i Midt- og Nord-Norge i forhold til Sør-Norge. Lignende aktivitetsmønster er også observert i Finland (Kotila et al., 2023).

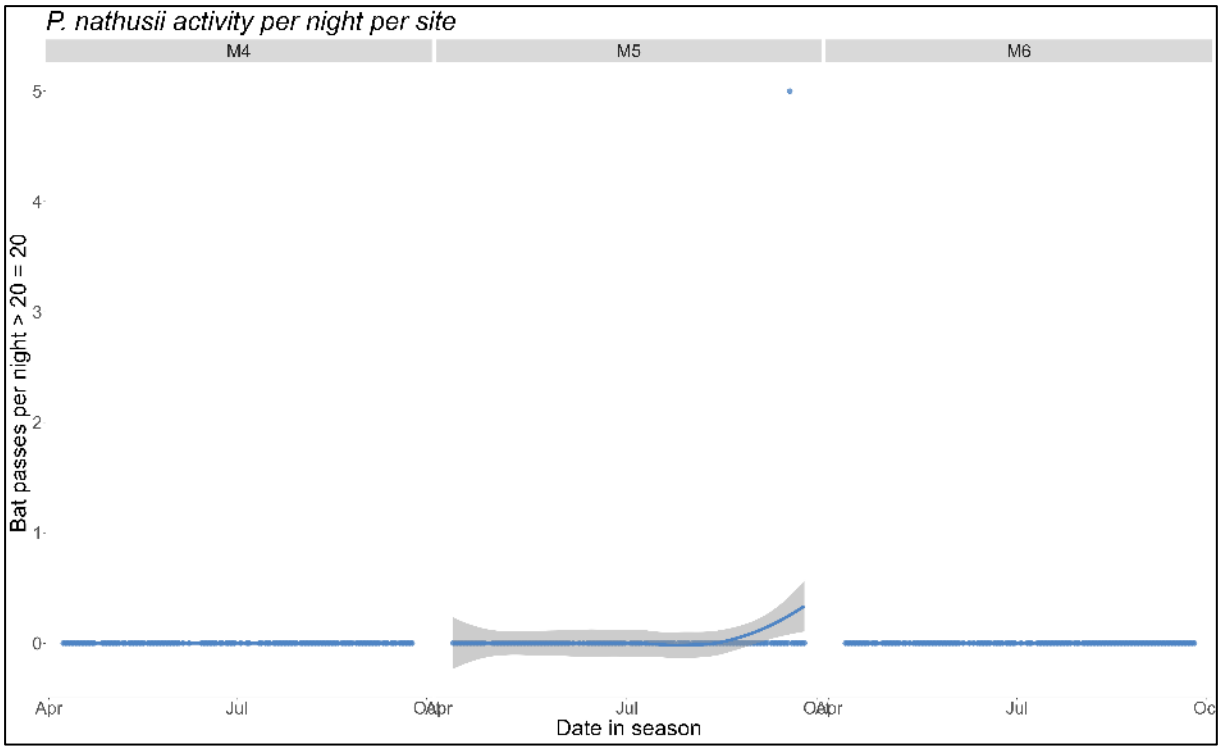


Figur 3.2. Registrert flaggermus aktivitet fordelt på art. X-aksen beskriver dato der aktivitet ble registrert og y-aksen beskriver de tre artene nordflaggermus (EPNI, orange), storflaggermus (NYNO, brun) og trollflaggermus (PINA, blå). Punktenes størrelse er basert på antall registreringer av arten per dag.

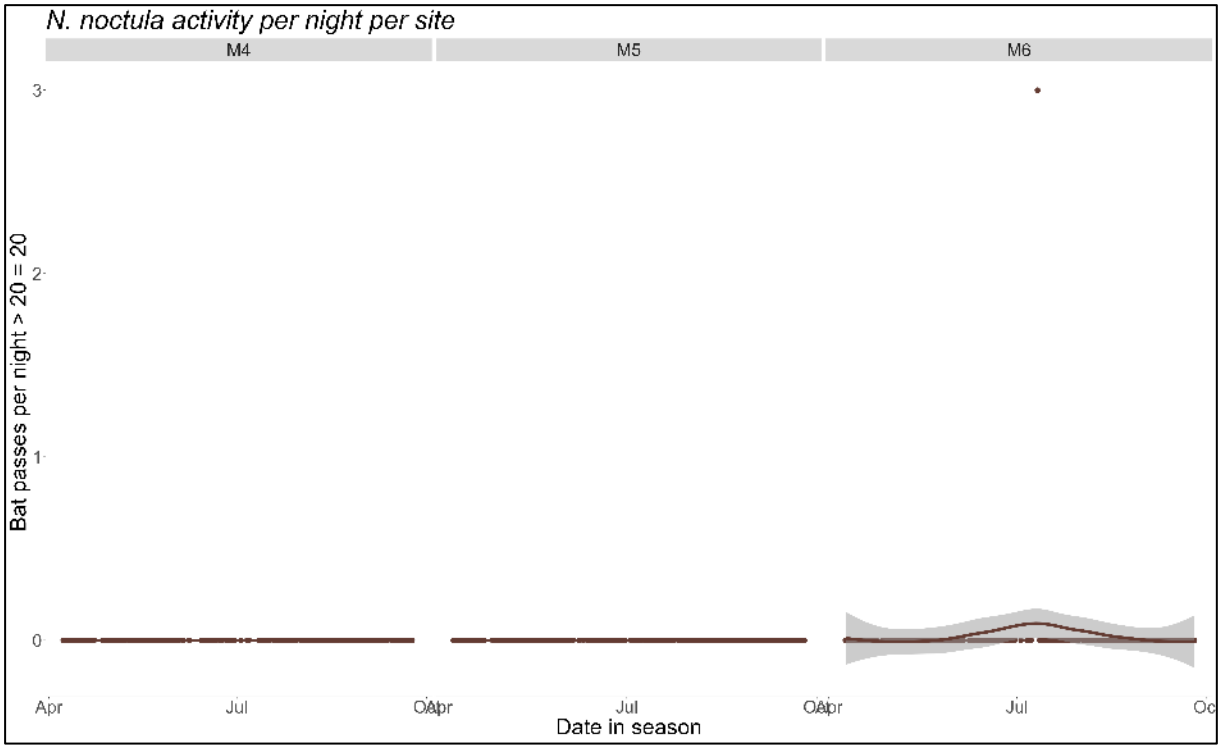
Aktivitetsnivået til hver art ble undersøkt i forhold til aktive netter der detektorene tok opp lyd, fordelt på de tre detektorene. Selv om antall registrerte passeringer var få, har nordflaggermus en tydelig aktivitetstopp fra juli til ut september som demonstrert i både figur 3.2 og figur 3.3. Trollflaggermus og storflaggermus hadde et mye lavere aktivitetsnivå der de kun ble registrert en dag hver gjennom hele studieperioden (figur 3.2, 3.4 og 3.5).



Figur 3.3. Aktivitetsnivået til nordflaggermus per natt per detektor. Merk at y-aksen er transformert for bedre visualisering.



Figur 3.4. Aktivitetsnivået til trollflaggermus per natt per detektor. Merk at y-aksen er transformert for bedre visualisering.



Figur 3.5. Aktivitetsnivået til storflaggermus per natt per detektor. Merk at y-aksen er transformert for bedre visualisering.

3.4 Verdi

Nordflaggermus

Nordflaggermus var den klart dominerende arten i materialet (n = 50) og var også arten som var til stede i det største tidsrommet (juni til midten av september). Imidlertid er 50 passeringer fordelt på tre detektorer over 6 måneder lite, og tiltaksområdet er trolig ikke et spesielt viktig område for nordflaggermus. Nødvendige strukturer for yngling, som hule trær, grotter/hulrom og eldre bygninger, er ikke til stede i tiltaksområdet og reproduksjon er lite sannsynlig. Det ble registrert ett tilfelle av en «feeding buzz» som er en spesiell type lyd brukt under næringssøk, men detektorene dekker ikke hele planområdet slik at denne atferden kan være underrepresentert. Hvorvidt det forekommer viktige funksjonsområder for nordflaggermus i Hitra vindkraftverk er vanskelig å si da dette bør sees på i et regionalt perspektiv, men undersøkelsen viser at arten benytter seg av planområdet på Hitra jevnlig gjennom den aktive sesongen.

Trollflaggermus

Trollflaggermus ble registrert 18.09.25 med fem passeringer ved detektor M5. Fem passeringer på en studieperiode på over 6 måneder er svært lite og indikerer at trollflaggermus ikke forekommer hyppig i tiltaksområdet. Deteksjonsavstand og antall detektorer gjør at individer kan bli oversett, men dersom arten var vanlig i området ville den vert representert i materialet i en mye større grad. Trollflaggermus er en trekkende art og det er mye usikkerhet knyttet til ruter som benyttes. Det er imidlertid kjent at trollflaggermus ofte trekker sørover langs kystlinjer (Voigt et al., 2023), og det mistenkes at også individer fra Sverige og Finland kan trekke gjennom Norge for å benytte en rute sørover mot Danmark eller over Nordsjøen til Storbritannia. Antall passeringer var lavt, og det er lite sannsynlig at planområdet er en viktig del av artens næringsområde eller trekkruter. Med bakgrunn i svært få, til ingen, tidligere registreringer av trollflaggermus i regionen vurderes studiets registrering av 5 passeringer èn av dagene som interessant, men tyder ikke på at området har en spesielt høy verdi som trekkrute for trollflaggermus.

Storflaggermus

Storflaggermus ble registrert 11.07.25 med tre passeringer ved detektor M6. I likhet med trollflaggermus så er tre passeringer på en studieperiode på over 6 måneder er svært lite og indikerer at storflaggermus ikke forekommer hyppig i tiltaksområdet. Deteksjonsavstand, antall detektorer og at arten ofte flyr høyt over bakken gjør at individer kan bli oversett, men dersom

arten var vanlig i området ville den vert representert i materialet i en mye større grad. Det er sannsynlig at ett eller noen få individer ble registrert under forflytting. Storflaggermus er også en trekkende art og det også her mye usikkerhet knyttet til ruter som benyttes. Arten har en mer sørlig utbredelse der den norske populasjonen utgjør en yttergrense for storflaggermusens utbredelse i Europa. Registreringene på Hitra er hittil en av de nordligste registreringene i Norge, og er interessant i så måte. Antallet passeringer av storflaggermus er også veldig lavt, og det er lite sannsynlig at dette er en viktig del av artens næringsområde eller trekkruter. Storflaggermus er imidlertid vanskeligere å registrere enn de andre artene på grunn av sin flyvehøyde, men det er sannsynlig å anta at det ville vært flere registreringer om planområdet hadde en viktig funksjon for arten.

På bakgrunn av registrerte passeringer av flaggermus i studieperioden tas det ut et funksjonsområde for flaggermus i planområdet, der nord-, troll- og storflaggermus vurderes samlet. Datagrunnlaget er imidlertid for tynt til å avgrense dette på kart, og vurdering av påvirkning og konsekvens, samt forslag til avbøtende tiltak gjøres på mer generelt grunnlag.

Ved vurdering av verdi blir nordflaggermus lagt til grunn, da det er flest observasjoner av denne arten og den forekommer relativt jevnlig i datasettet fra midten av juli til midten av september. Verdien følger ellers metodikk beskrevet i M-1941 (Miljødirektoratet 2025), og verdi for arter og deres økologiske funksjonsområder settes etter rødlistestatus.

Tabell 3.1. Samlet oversikt over verdivurderingene av flaggermus og deres økologiske funksjonsområde i tiltakets influensområde.

Tema	Forekomst	Vektlagt	Verdi
Arter og deres økologiske funksjonsområde	*Flaggermus*		
	Nordflaggermus	Sårbar	Stor verdi
	Trollflaggermus	Nær truet	Middels verdi
	Storflaggermus	Sterkt truet	Svært stor verdi
Samlet verdi	**Flaggermus med funksjonsområde**		**Stor verdi**

3.5 Usikkerhet og potensialet for andre funn

Ved stasjonær akustisk overvåkning er det alltid en sjanse for at ikke alle forekomster i planområdet blir oppdaget. Imidlertid ble kartleggingen gjennomført i hele den aktive perioden for flaggermus i Norge, og de tre detektorene var plassert i gode flaggermus habitat og ved en typisk naturtype for området. Det var heller ingen store tekniske problemer gjennom

studieperioden, slik at andelen aktive detektor-netter, såkalt «*survey effort*», var god. Kartleggingens omfang og detektorenes plassering tilsier at dersom det forekom omfattende trekkaktivitet eller bruk av området, burde dette blitt fanget opp.

4 PÅVIRKNING

I dette kapittelet vurderes det planlagte tiltakets påvirkninger på flaggermus i influensområdet. Det er først og fremst virkninger av varig karakter som skal vurderes (Jf. veileder M-1941). Varig påvirkning kan komme som følge av både midlertidige tiltak i anleggsperioden og av det endelige tiltaket/planen. I foreliggende rapport skilles det ikke på anleggsfase og driftsfase da anleggsfasen vurderes til å ikke ha nevneverdig påvirkning for flaggermus utover driftsfasen.

4.1 Arter og økologiske funksjonsområder

4.1.1 Funksjonsområde for flaggermus

Problemstillinger

Det er noe usikkerhet knyttet til vurdering av tiltakets påvirkning for flaggermus. Det er stor variasjon i hvordan flaggermus reagerer på vindkraft og flere faktorer spiller inn. Etablering av nye Hitra 1 turbinene innebærer ulike forslag med 12 – 15 turbiner med en høyde på inntil 220 meter, som gir en større rotorsveipsone enn turbinene i dagens Hitra 1. Alternativ med færre turbiner vil være mindre negativt for flaggermus, da avstanden mellom turbinene kan bli større og det er færre strukturer å navigere mellom. Imidlertid vil høyere turbiner med en større rotorsveipsone være negativt da det er et større areal per turbin der flaggermus er utsatt for kollisjon (Rydell et al., 2017).

En realisering av nullalternativet dersom konsesjonssøknaden ikke blir innvilget, vil medføre at Hitra vindkraftverk reduseres med 24 turbiner sentralt i kraftverket ved konsesjonsslutt i 2030. Dersom konsesjon for bygging og drift av nye Hitra 1 innvilges vil dette medføre etablering av 12-15 turbiner med tilhørende infrastruktur, som da betyr en de facto reduksjon på mellom 12 og 9 turbiner. Hitra 2 med sine 26 turbiner og tilhørende infrastruktur blir stående til konsesjonslutt i 2045 uavhengig av utfallet til Hitra 1. Ettersom Hitra 2 i stor grad omkranser Hitra 1, blir effekten av å tilbakeføre Hitra 1 noe redusert, da de ytterste turbinene i kraftverket i stor grad blir stående. Dette gjelder også ved en eventuell etablering av nye Hitra 1, der effekten fra en reduksjon i antall turbiner blir redusert av at Hitra 2 blir stående. Antall turbiner

i et kraftverk har ofte ikke en direkte sammenheng med dødelighet (Rydell et al., 2017), men plassering og størrelse på turbiner, tetthet av turbiner, flaggermus arter i området, landskapsformer og nærliggende naturtyper er relevante. Sammenlignet med dagen situasjon vil tiltaket føre til en lavere tetthet av turbiner i planområdet, men effekten vil også bli noe redusert av at de nye turbinene vil være høyere og ha en større rotorsveipsone enn i dag. Det presiseres imidlertid at nullalternativet er en situasjon uten dagens Hitra 1, og at dersom ny konsesjon innvilges vil dette føre til en økning av antall turbiner i planområdet i forhold til nullalternativet.

Av de tre artene identifisert i undersøkelsen; nordflaggermus (VU), trollflaggermus (NT) og storflaggermus (EN), er alle vurdert til å ha stor risiko for kollisjon med turbiner på land (Rodrigues et al., 2015). Flaggermus som jakter i åpne områder og over tretoppene er ofte mer utsatt for kollisjon da de oppholder seg i samme høyde som rotorbladene. Også migrerende arter flyr høyere i luften når de er på trekk og flyr ofte fort med vinden (Arnett et al., 2015, Goldenberg et al., 2021, de Joung et al., 2021). Det er fremdeles uklart hvorfor, men flere studier viser at flaggermus til en viss grad blir tiltrukket av turbiner (Cryan et al., 2014, de Joung et al., 2021). Årsakene er trolig sammensatte, og en teori er at den lyse fargen på turbinene tiltrekker seg insekter som følgelig tiltrekker seg næringssøkende flaggermus. Vindkraftverk og turbiner er også ofte plassert oppå høydedrag der man kan få ansamlinger av insekter, et fenomen kalt «hilltopping» (Guest et al., 2022).

Nordflaggermus

Nordflaggermus jakter gjerne i mer åpne områder og over tretoppene som gjør den utsatt for kollisjon da den flyr opp i rotorsone. Arten er hovedsakelig stasjonær, men kan også trekke mellom yngleområder om sommeren og overvintringssteder, og kan forflytte seg langt hver dag mellom ynglekolonien/dagleie og områder brukt til næringssøk (Eldegard et al., 2021, Russ 2021). Slik aktivitet skjer også gjerne i høyere luftlag som gjør nordflaggermus utsatt for kollisjon med turbiner. Etableringen av 12-15 turbiner i planområdet med maksimal høyde på 220 meter vil påvirke nordflaggermus negativt sammenlignet med nullalternativet der samtlige turbiner i Hitra 1 fjernes.

Trollflaggermus

Trollflaggermus er en trekkende art som kan trekke over 2000 km mellom sommer og vinterområder (Eldegard et al., 2021, Russ 2021). Arten kan trekke langs norskekysten på

seinsommeren/høsten, og tidspunktet for registreringen støtter opp under at dette sannsynligvis var et eller flere trekkende individer som fløy over Hitra vindkraftverk. Ettersom trollflaggermus er en trekkende art som bruker høyere luftlag vurderes arten til å ha stor risiko for kollisjon med vindturbiner. Trekk foregår ofte rundt rotorsone og dyrene flyr ofte fort med vinden, som øker kollisjonsrisikoen. Arter som trekker langt, har en ytterligere problemstilling med at dødelighet i tiltaksområdet også vil påvirker bestanden av arten i andre regioner av Norge eller andre land. Denne problemstillingen går begge veier og det er kjent fra et studie i Tyskland at Skandinaviske og Baltiske flaggermus blir funnet turbindrept i tyske vindkraftverk (Lehnert et al., 2014).

Storflaggermus

Storflaggermus er en av de artene som har den høyeste kollisjonsrisikoen med turbiner i Europa, sammen med dvergflaggermus, tusseflaggermus og trollflaggermus (Rydell et al., 2017). Det er en typisk høytflyvende art som liker å jakte i åpne områder og kan fly i rotorhøyde både under næringssøk og trekk (Eldegard et al., 2021, Russ 2021). Storflaggermus er en trekkende art og følgelig kan påvirkninger i bestanden lokalt ha konsekvenser for artens bestand også nasjonalt og internasjonalt (Lehnert et al., 2014).

Samlet sett vurderes utredningsalternativet nye Hitra 1 å påvirke flaggermusenes bruk av planområdet på et lokalt og regionalt nivå. Påvirkningsgraden for flaggermus vurderes til *noe forringet.*

5 KONSEKVENSER

5.1 Nullalternativet

Nullalternativet er i dette tilfellet at Hitra 1 med tilhørende infrastruktur blir fjernet etter endt konsesjonsperiode i 2030, og landskapet tilbakeføres til naturlig tilstand så langt det lar seg gjøre. Utvidelsen Hitra 2 har konsesjon til 2045 og vil ikke bli berørt uavhengig av utfallet til Hitra 1. Vurdering av nullalternativets konsekvens tar utgangspunkt i at dagens Hitra 1 blir tilbakeført som påkrevd i gjeldende konsesjon. Dersom konsesjonssøknaden for bygging og drift av nye Hitra 1 ikke blir innvilget, blir dagens Hitra 1 lagt ned og tilbakeført. Det er situasjonen med tilbakeført Hitra 1 som er nullalternativet og som skal brukes som sammenligningsgrunnlag for utredningene.

5.2 Konsekvenser for flaggermus

Under utledes tiltakets konsekvens ved at verdi og påvirkning sammenholdes i hht. konsekvensviften og kriterier beskrevet i veileder M-1941. Konsekvensen er vurdert for hver enkelt art, men det er den samlede konsekvensen for planområdet som funksjonsområde for flaggermus som blir presentert.

Nordflaggermus

Det vil bli en økt risiko for kollisjon med turbiner for nordflaggermus etter gjennomført tiltak, sammenlignet med nullalternativet. Nordflaggermus er den vanligste og mest utbredte arten i Norge, men den har rødlistestatus som sårbar som følge av bestandsnedgang. Det er kjent fra kadaversøk i vindkraftverk i Rogaland at nordflaggermus blir turbindrept (Bjarne Oddane pers.medd.), og arten vurderes til å ha stor risiko for kollisjon med turbiner.

Trollflaggermus

De få individene av trollflaggermus som trekker forbi Hitra vindkraftverk vil ha en økt risiko for kollisjon med turbiner etter gjennomført tiltak, sammenlignet med nullalternativet. Trollflaggermus er en langdistanse migrant som hovedsakelig er registrert sør for Trondheim. På grunn av atferd og trekkaktivitet vurderes trollflaggermus til å ha stor risiko for kollisjon med turbiner. Arten har rødlistestatus som nær truet som følge av bestandsnedgang.

Storflaggermus

De få individene av storflaggermus som flyr gjennom Hitra vindkraftverk vil ha en økt risiko for kollisjon med turbiner etter gjennomført tiltak, sammenlignet med nullalternativet. Storflaggermus er mer vanlig forekommende i Sør-Norge, og er hovedsakelig registrert sør for Trondheim. På grunn av atferd, typisk flyvehøyde under næringssøk og trekkaktivitet vurderes storflaggermus til å ha stor risiko for kollisjon med turbiner. Arten har rødlistestatus som sterkt truet med bakgrunn i estimert antall reproduserende hunndyr og bestandsnedgang.

Alternativ 1 vil følgelig medføre ulemper for flaggermus som benytter planområdet. Dette vurderes å ha innvirkning på artsgruppen både lokalt og regionalt. For de trekkende artene så kan virkningene være over et større område. Det er imidlertid svært få passeringer av disse slik at påvirkningen er begrenset. Samlet sett vurderes allikevel planlagt tiltak å medføre ***middels negativ konsekvens*** for flaggermus, på bakgrunn av rødlistestatus, atferd og kollisjonsrisiko.

5.3 Samlet belastning

Ved vurdering av samlet belastning for naturmangfold, skal det legges vekt på arter og naturtyper som inngår på norsk rødliste for arter i kategoriene CR, EN, VU eller NT. Det skal vurderes om eksisterende og planlagte inngrep kan påvirke tilstanden eller bestandsutviklingen for noen av de overnevnte kategoriene. Den samlede belastningen skal vurderes ut ifra både nullalternativet, det planlagte tiltaket og andre planlagte tiltak i regionen. Det er krevende å vurdere de negative påvirkningene i området i dag, da en ikke har oversikt over alle påvirkningsfaktorene. Nedenfor er det likevel gjort vurderinger av den samlede belastningen for viktige forekomster som vil bli vesentlig berørt av tiltaket.

Alle de tre flaggermus artene identifisert i kartleggingen er rødlistet som følge av bestandsnedgang, få reproduserende individer eller en kombinasjon av disse (Eldegard et al., 2021). Resultatene identifiserer ikke Hitra vindkraftverk som et spesielt viktig område for flaggermus basert på aktivitetsnivået, verken til næringssøk eller trekkaktivitet. Aktivitetsnivået for artene er noe krevende å vurdere ettersom flaggermus er forholdsvis lite undersøkt i Norge, spesielt nord i landet. Dette gir et svakt sammenligningsgrunnlag for resultatene fra undersøkelsen. Imidlertid er det kjent fra studier at aktivitetsnivå ikke alltid kan predikere dødelighet når det kommer til vindkraft (Lintott et al., 2016, Solick et al., 2022), og at flere andre faktorer spiller inn som landskap, habitat, tetthet av turbiner, turbinplassering og turbinhøyde/rotorsveipsone. Også indirekte konsekvenser som habitattap som følge av unnvikelse er relevant for de registrerte artene. Imidlertid vil Hitra 2 redusere effekten av færre turbiner både ved fjerning av Hitra 1 og etablering av nye Hitra 1.

Det planlagte tiltaket innebærer 12 – 15 turbiner med en høyde på 220 meter som følgelig har en større rotorsveipsone enn lavere turbiner. Realisering av alternativ 1 medfører et større areal der flaggermus blir utsatt for kollisjon og en høyere tetthet av turbiner enn dersom nullalternativet realiseres. Sammenlignet med dagen situasjon vil tiltaket føre til en lavere tetthet av turbiner i planområdet. En lavere turbintetthet etter gjennomført tiltak vil trolig redusere kollisjonsrisikoen for flaggermus noe, men effekten vil også bli redusert av at de nye turbinene vil være høyere og ha en større rotorsveipsone enn i dag. At Hitra 2 med 26 turbiner blir stående vil også redusere effekten av lavere turbintetthet ved etablering av nye Hitra 1. Det er imidlertid nullalternativet som skal ligge til grunn for vurderingene av påvirkning og konsekvens. Forskjellene mellom alternativ 1 og alternativ NÅ er vanskelig å kvantifisere for fagtema flaggermus. Konsekvensene av alternativ 1 vil trolig være noe mindre enn for dagens

situasjon, men på grunn av faktorene nevnt over vil forskjellen være minimal og begge alternativene oppnår samme konsekvensgrad.

Nordflaggermus var den klart vanligste arten og det er kjent fra kadaverundersøkelser i vindkraftverk i Rogaland at arten blir turbindrept i Norge (Bjarne Oddane pers.medd.). Økt dødelighet som følge av vindkraftverk kan påvirke bestanden negativt regionalt, og den totale belastningen av vindkraftverk langs norskekysten kan ha konsekvenser for den nasjonale bestanden som allerede er i nedgang.

Trollflaggermus og storflaggermus er begge migrerende arter som er ekstra utsatt for kollisjon med turbiner på trekk (Lenhert et al., 2014, Rydell et al., 2017). Svært få passeringer ble registrert av disse artene som begge hovedsakelig har sin nordlige yttergrense i Trøndelag (Artskart). Slike randpopulasjoner er ekstra sårbare for økt dødelighet i populasjonen, da flaggermus ofte er stedegne og foretrekker å komme tilbake til de samme yngle- og næringsområdene hvert år (Arnett et al., 2016). Det er en ytterligere problemstilling knyttet til trekkende arter ettersom dødelighet ikke bare påvirker bestanden regionalt eller nasjonalt, men også internasjonalt (Frick et al., 2017).

Både trollflaggermus og storflaggermus er blant de vanligste artene å finne turbindrept i europeiske vindkraftverk, sammen med dvergflaggermus og tusseflaggermus (Rydell et al., 2017). Begge artene kan trekke mellom 1000 – 2000 km mellom yngleområder om sommeren og overvintringsstedet (Eldegard et al., 2021), og slik aktivitet skjer ofte langs kystlinjer der også vindkraftutbygging er konsentrert. Det er krevende å kvantifisere den samlede belastningen for flaggermus da artsgruppen kan bevege seg over store avstander og bevegelsesmønsteret i Norge er relativt dårlig undersøkt.

5.4 Usikkerhet

Det er relativt lite usikkerhet knyttet til resultatene fra kartleggingen. Plasseringen av detektorer var nøye planlagt, og ingen tekniske problemer oppstod i studieperioden. Det er gjennomført en omfattende undersøkelse for flaggermus etter anbefalt metodikk som dekket hele den aktive perioden til norske flaggermus. Selv med et godt kunnskapsgrunnlag presiseres det at det alltid er usikkerheter knyttet til om alle forekomster i området er oppdaget, spesielt når det gjelder flyvende arter som kan bevege seg over store områder. Det er noe mer usikkerhet knyttet til vurderingene om påvirkning og konsekvens. Det er fremdeles mye som er ukjent om

flaggermus sin adferd, reaksjon på endringer, bestandsstatus og bevegelsesmønster. Artsgruppen er lite studert i Norge, spesielt lenger nord i landet, slik at eksisterende kunnskap og sammenligningsgrunnlaget er svakt. Dette gjør det krevende å vurdere i hvilken grad tiltaket vil påvirke artsgruppen og hvilket omfang denne påvirkningen vil ha. Som nevnt i kapittel 5.4 vil den samlede belastningen av vindkraftverk langs norskekysten, og Europa for øvrig, påvirke flaggermus populasjoner negativt. Utbyggingen av nye Hitra 1 vil bidra til denne samlede belastningen, men i hvilken grad er svært vanskelig å kvantifisere. Med bakgrunn i usikkerhetene knyttet til norske flaggermus populasjoner inkluderes føre-var- prinsippet i vurderingene gjort i rapporten.

5.5 Sammenstilling av konsekvenser og rangering av alternativ

Den samlede konsekvensen av nye Hitra 1 (alternativ 1) vurderes til **middels negativ konsekvens** for flaggermus, på bakgrunn av at alle de indentifiserte artene har stor risiko for kollisjon med turbiner, artenes rødlistestatus, og den samlede belastningen av vindkraftverk på flaggermus populasjoner. Den samlede konsekvensen av dagens situasjon (alternativ NÅ) vurderes også til **middels negativ konsekvens** for fagtema flaggermus. Ettersom alternativ 1 har noe lavere turbintetthet enn alternativ NÅ, vil nye Hitra 1 trolig være litt mindre negativt for fagtema flaggermus enn dagens situasjon. Som diskutert i andre kapitler, vil Hitra 2 redusere effekten av turbintetthet noe, slik at forskjellen mellom de to alternativene vurderes som minimal for dette fagtema og begge oppnår den samme konsekvensgraden. Alternativ NÅ rangeres direkte i tabellen da det ikke er et reelt alternativ å videreføre dagens situasjon ifølge konsesjonskravene for gjeldende konsesjon.

Nullalternativet er situasjonen etter konsesjonsslutt i 2030, der dagens Hitra 1 er tilbakeført. En tilbakeføring av dagens Hitra 1 vil bety 24 færre turbiner i planområdet som kan gi en redusert kollisjonsrisiko for flaggermus, sammenlignet med utredningsalternativet og dagens situasjon.

Tabell 5.1. Samlet konsekvens for nullalternativ, utredningsalternativet og dagens situasjon med rangering av alternativene.

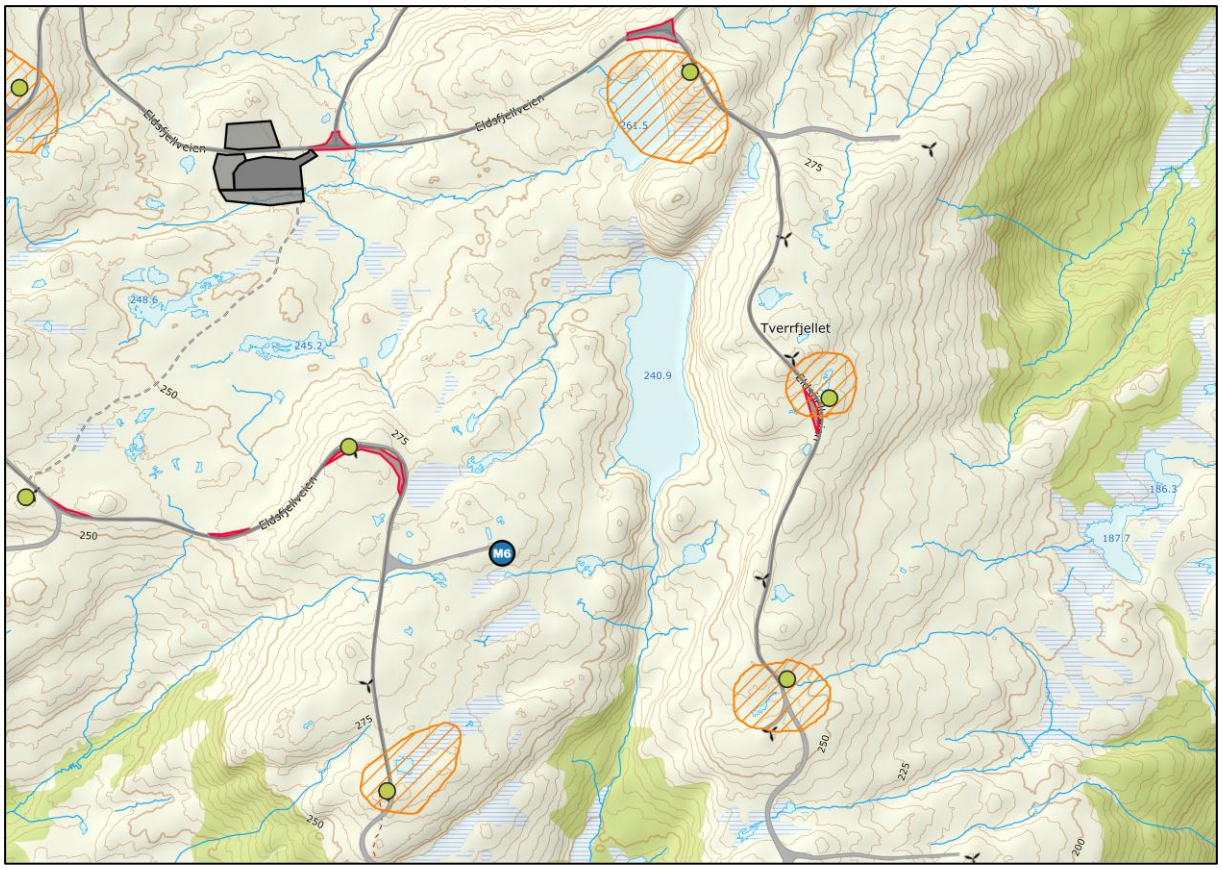
	Nullalternativ Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt. 1** Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt. NÅ** Dagens situasjon med dagens Hitra 1	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og nye Hitra 1
Samlet konsekvens vurdering	Ingen konsekvens	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Alle turbiner og tilhørende infrastruktur fra Hitra 1 fjernes ved konsesjonslutt, så lenge det ikke blir brukt av Hitra 2. Tiltaket tilbakeføres i størst mulig grad. Totalt antall turbiner i Hitra vindkraftverk er redusert	Forekomst av tre ulike arter flaggermus, som alle er rødlistet og har høy kollisjonsrisiko, som vil bli påvirket av kraftverket. Alternativet vurderes å medføre middels negativ konsekvens for funksjonsområde for flaggermus	Forekomst av tre ulike arter flaggermus, som alle er rødlistet og har høy kollisjonsrisiko, som vil bli påvirket av kraftverket. Alternativet vurderes å medføre middels negativ konsekvens for funksjonsområde for flaggermus	Forskjellen mellom dagens situasjon og nye Hitra 1 vurderes som ubetydelig for fagtema, og begge alternativene oppnår samme konsekvensgrad. Alt. 1 er noe mindre negativt enn alt. NÅ grunnet lavere turbintetthet.
Rangering	1	2	(Ikke reelt alternativ)	(Ikke reelt alternativ)
Begrunnelse for rangering	Færre turbiner enn andre alternativ	12 – 15 flere turbiner enn nullalternativet.		Alt. 1 har 9 – 15 færre turbiner enn Alt. NÅ.

6 AVBØTENDE TILTAK

Fra internasjonale studier finnes det flere forslag til avbøtende tiltak som kan bidra til å redusere risikoen for kollisjoner mellom turbiner og flaggermus. I denne undersøkelsen ble det registrert få passeringer og planområdet ble ikke identifisert som et viktig område for flaggermus. Imidlertid viser studier (Lintott et al., 2016, Solick et al., 2022) at forundersøkelser av aktivitet er dårlig egnet til å predikere kollisjonsrate og dødelighet. Det er mange andre faktorer som spiller inn som tetthet av turbiner, turbinplassering, turbinstørrelse, habitat, landskap, trekkruter og vindforhold. Av de tre identifiserte artene blir alle vurdert til å ha stor kollisjonsrisiko med turbiner på grunn av atferd under næringssøk og/eller at de er en trekkende art. Detaljplassering av turbiner vil i dette tilfellet kunne være et avbøtende tiltak.

- Turbiner bør ikke etableres med rotorsveipsone nærmer enn 50 meter fra kantsoner eller insektsdannende strukturer som vann, elver eller våtmark. Ved å bruke en 50 meter buffer fra tuppen av turbinbladene der flaggermus typisk driver med næringssøk kan sannsynligheten for kollisjoner reduseres noe.
- Studier viser at aktivitetsnivået synker med avstand fra kantsoner eller andre viktige strukturer, og at plassering av enkelte turbiner er en viktig faktor når man undersøker dødelighet per turbin (NatureScot, 2021). EUROBATS anbefaler en buffersone på 200 meter til nærmeste struktur (Rodrigues et al., 2015). Et direkte tiltak vil være å fjerne vegetasjon som trær og busker i en radius rund turbinen, slik at kantsonen som flaggermus bruker til næringssøk og forflytting får en større avstand til turbinen (Leroux et al.,2022, Ellerbrook et al., 2022).

Figur 6.1 viser eksempler fra områdene rundt Store Damvatnet der detaljplassering av turbiner kan være et relevant avbøtende tiltak. De orange skraverte polygonene representerer viktige insektdannende strukturer, som vann, elveløp og myrer, i umiddelbar nærhet til en planlagt turbin for nye Hitra 1. Dalgangen opp til Store Damvatnet er også en naturlig ledelinje for flaggermus inn i planområdet, med både skog og en elv som flaggermus ofte bruker under forflytting. Dersom det er mulig bør ikke turbiner etableres i umiddelbar nærhet til slike habitat som er attraktive for fødesøk.



Figur 6.1. Planlagte turbinplasseringer for nye Hitra 1 der detaljplassering kan være et relevant avbøtende tiltak. Orange skravert polygon representerer områder med økt risiko for kollisjon ved et utvalg av turbinene.

7 REFERANSER

Artskart: https://artskart.artsdatabanken.no

Arnett, E. B., Baerwald, E. F., Mathews, F., Rodrigues, L., Rodríguez-Durán, A., Rydell, J., & Voigt, C. C. (2016). Impacts of wind energy development on bats: a global perspective. *Bats in the Anthropocene: conservation of bats in a changing world*, 295-323.

Barclay, R. M., Harder, L. D., Kunz, T. H., & Fenton, M. B. (2003). Life histories of bats: life in the slow lane. *Bat ecology*, *209*, 253.

Cryan, P. M., Gorresen, P. M., Hein, C. D., Schirmacher, M. R., Diehl, R. H., Huso, M. M., & Dalton, D. C. (2014). Behavior of bats at wind turbines. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, *111*(42), 15126-15131.

de Jong, J., Millon, L., Håstad, O., & Victorsson, J. (2021). Activity pattern and correlation between bat and insect abundance at wind turbines in South Sweden. *Animals*, *11*(11), 3269.

Dietz, C., & Kiefer, A. (2016). *Bats of Britain and Europe*. Bloomsbury publishing.

Eldegard K, Syvertsen PO, Bjørge A, Kovacs K, Støen O-G og van der Kooij J (2021). Pattedyr: Vurdering av arter for Norge. Rødlista for arter 2021. Artsdatabanken. https://lister.artsdatabanken.no/rodlisteforarter/2021/28742. Nedlastet 13.11.2025

Ellerbrok, J. S., Delius, A., Peter, F., Farwig, N., & Voigt, C. C. (2022). Activity of forest specialist bats decreases towards wind turbines at forest sites. *Journal of Applied Ecology*, *59*(10), 2497-2506.

Frick, W. F., Baerwald, E. F., Pollock, J. F., Barclay, R. M. R., Szymanski, J. A., Weller, T. J., & McGuire, L. P. (2017). Fatalities at wind turbines may threaten population viability of a migratory bat. *Biological Conservation*, *209*, 172-177.

Goldenberg, S. Z., Cryan, P. M., Gorresen, P. M., & Fingersh, L. J. (2021). Behavioral patterns of bats at a wind turbine confirm seasonality of fatality risk. *Ecology and Evolution*, *11*(9), 4843-4853.

Guest, E. E., Stamps, B. F., Durish, N. D., Hale, A. M., Hein, C. D., Morton, B. P., & Fritts, S. R. (2022). An updated review of hypotheses regarding bat attraction to wind turbines. *Animals*, *12*(3), 343.

Kotila, M., Suominen, K. M., Vasko, V. V., Blomberg, A. S., Lehikoinen, A., Andersson, T., & Lilley, T. M. (2023). Large-scale long-term passive-acoustic monitoring reveals spatio-temporal activity patterns of boreal bats. *Ecography*, *2023*(6), e06617.

Lehnert, L. S., Kramer-Schadt, S., Schönborn, S., Lindecke, O., Niermann, I., & Voigt, C. C. (2014). Wind farm facilities in Germany kill noctule bats from near and far. *PloS one*, *9*(8), e103106.

Leroux, C., Kerbiriou, C., Le Viol, I., Valet, N., & Barré, K. (2022). Distance to hedgerows drives local repulsion and attraction of wind turbines on bats: Implications for spatial siting. *Journal of Applied Ecology*, *59*(8), 2142-2153.

Lintott, P. R., Richardson, S. M., Hosken, D. J., Fensome, S. A., & Mathews, F. (2016). Ecological impact assessments fail to reduce risk of bat casualties at wind farms. *Current Biology*, *26*(21), R1135-R1136.

McKay AIR, van der Kooij J, Mathews F, Eldegard K. (2020 upublisert). Flaggermus og vindkraft - Forslag til nasjonale retningslinjer for før-og etterundersøkelserav effekterav vindkraftverk på flaggermus i Norge.

NatureScot (2021). Bats and onshore wind trubines – survey, assessment and mitigation. NatureScot (Scottish Natural Heritage), Natural England, Natural Resources Wales, RenewableUK, Scottish Power Renewables, Ecotricity Ltd, the University of Exeter and the Bat Conservation Trust (BCT). https://www.nature.scot/doc/bats-and-onshore-wind-turbines-survey-assessment-and-mitigation

NVE. Kunnskapsgrunnlag om virkninger av vindkraft på land. Flaggermus. https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/flaggermus/

Miljødirektoratet. *Konsekvensutredninger for klima og miljø*. Veileder: M-1941.

Miljødirektoratet. (2018). Nasjonal ramme for vindkraft 2017-2018. Faggrunnlag flaggermus.

Naturmangfoldloven. (2009). *Lov om forvaltning av naturens mangfold* (LOV-2009-06-19-100). Lovdata. https://lovdata.no/lov/2009-06-19-100

Rodrigues, L. et al. (2015). Guidelines for consideration of bats in wind farm projects. Eurobats Publication Series 3:1–51.

Russ, J. (Ed.). (2021). *Bat calls of Britain and Europe: A guide to species identification*. Pelagic Publishing Ltd.

Rydell, J., Ottvall, R., Pettersson, S., & Green, M. (2017). *The effects of wind power on birds and bats: An updated synthesis report 2017*. Naturvårdsverket.

Solick, D., Pham, D., Nasman, K., & Bay, K. (2020). Bat activity rates do not predict bat fatality rates at wind energy facilities. *Acta Chiropterologica*, *22*(1), 135-146.

Voigt, C. C., Popa-Lisseanu, A. G., Niermann, I., & Kramer-Schadt, S. (2012). The catchment area of wind farms for European bats: a plea for international regulations. *Biological conservation*, *153*, 80-86.

Voigt, C. C., Lindecke, O., Schönborn, S., Kramer-Schadt, S., & Lehmann, D. (2016). Habitat use of migratory bats killed during autumn at wind turbines. *Ecological Applications*, *26*(3), 771-783.

Voigt, C. C., Kionka, J., Koblitz, J. C., Stilz, P. C., Pētersons, G., & Lindecke, O. (2023). Bidirectional movements of Nathusius' pipistrelle bats (Pipistrellus nathusii) during autumn at a major migration corridor. *Global Ecology and Conservation*, *48*, e02695.

Fagrapport:

Vannmiljø og naturmangfold i vann, drikkevann og forurensning til vann og grunn

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk – KU - Vannmiljø

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Konsekvensutredning vannmiljø og forurensning

DATO / REVISJON: 11.03.2026 / 01

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-003



Multiconsult

Forside: Henrik Myreng

Foto, illustrasjoner og figurer: Multiconsult om annet ikke er oppgitt.

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

RAPPORT

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-003
EMNE	Konsekvensutredning vannmiljø og forurensning	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Henrik Myreng / Sunniva Buvarp
KOORDINATER	Sone: 32 / Øst: 322924 / Nord: 650336	ANSVARLIG ENHET	10101038 Vannmiljø

01	11.03.2026	Ny revisjon med NÅ-alt.	Sunniva Buvarp	Henrik Myreng	Håvard Finanger
00	13.02.2026	Fagutredning vannmiljø	Henrik Myreng / Sunniva Buvarp	Alexander Engebretsen / Sondre A. Ski	Håvard Finanger
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

0 Sammendrag 6
0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag 6
0.2 Alternativer som utredes 6
0.2.1 Alternativ 0 6
0.2.2 Alternativ 1 6
0.2.3 Utredning av forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 6
0.3 Midlertidige virkninger 7
0.4 Konsekvensutredning 7
0.5 Usikkerhet 8
0.6 Forslag til avbøtende tiltak og overvåkningsordninger 8
1 Bakgrunn og utredningskrav 10
1.1 Bakgrunn for prosjektet 10
1.2 Planområdet 10
1.3 Saksbehandlingsprosess 10
1.4 Utredningskrav 11
2 Metode 14
2.1 Definisjoner og avgrensning 14
2.1.1 Definisjon av temaet vannmiljø og forurensning 14
2.1.2 Midlertidige og permanente virkninger 14
2.1.3 Avgrensning mot andre fagtemaer 15
2.2 Fagkompetanse 15
2.3 Metode 16
3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer 17
3.1 Føringer og planer for området 17
3.1.1 Kommuneplan 17
3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner 17
3.1.3 Pågående prosjekter 18
3.1.4 Regionale vannforvaltningsplaner 18
3.2 Miljøtilstanden og nullalternativ (alternativ 0) 19
3.2.1 Dagens miljøtilstand 19
3.2.2 Nullalternativ 19
3.3 Alternativer som utredes 20
3.3.1 Alternativ 1 20
3.3.2 Andre vurderte alternativer 22
3.3.3 Anleggsgjennomføring 23
3.4 Inngrep i og ved vannforekomster 23
3.5 Avbøtende tiltak i prosjektet 25
3.6 Influensområdet 26
4 Kunnskapsgrunnlaget 28
4.1 Naturtyper i vann 28
4.2 Vernet natur 28
4.3 Fisk i ferskvann 28
4.4 Ferskvannsorganismer 29
4.5 Vannforekomster 32
4.5.1 Beskrivelse av dagens tilstand, jf. vannforskriften 33
4.6 Fremmede arter 34
4.7 Økosystemtjenester 34
4.8 Grunnforurensning 35
4.9 Forurensning 35
4.9.1 Arealer og resipienter som kan berøres 35
4.9.2 Forurensning i anleggsfasen 35
4.9.3 Forurensning i driftsfasen 37
5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder 41
5.1 Inndeling i delområder 41
5.2 Verdikart og delområder 41
5.3 Delområder med vannforekomster – påvirkning og konsekvens 44
5.3.1 Delområde VF1 Setervatnet – Kvernaelva bekkefelt 44
5.3.2 Delområde VF2 Dalaelva 44

5.3.3 Delområde VF3 Aunåa 46
5.3.4 Delområde VF4 Dalelva 47
5.3.5 Delområde VF5 Ytra Sandvatnet – Blåskogvatnet bekkefelt 48
5.3.6 Delområde VF6 Krokelva 48
5.3.7 Delområde VF7 Laksåsvassdraget oppstrøms Laksåsvatnet og Langvatnet 49
5.3.8 Delområde VF8 Storvatnet 50
5.3.9 Delområde VF9 Setervatnet 50
5.3.10 Delområde VF10 Storvatnet – Daleelva bekkefelt 51
5.4 Delområder med registrerte eller verdsatte arter og funksjonsområder – påvirkning og konsekvens 52
5.4.1 Delområde ØF1 Husvatnet, Straumsvassdraget og anadrom strekning av Dalaelva 52
5.4.2 Delområde ØF2 Bekkefelt innenfor influensområdet 53
5.5 Delområder med registrerte naturtyper 54
5.5.1 Delområde NT1 Straumsfjorden: Storvatnet-Husvatnet 54
6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer 56
6.1 Sammenstilling av konsekvenser 56
6.2 Ytterligere avbøtende tiltak 57
6.3 Usikkerhet 58
6.3.1 Usikkerhet ved konsekvensutredningen 58
6.4 Vurderinger etter særlovverk, retningslinjer etc. 58
6.4.1 Forholdet til naturmangfoldloven 58
6.4.2 Forholdet til vannressursloven 58
6.4.3 Forholdet til lakse- og innlandsfiskeloven (forskrift om fysiske tiltak) 59
6.4.4 Forholdet til forurensningsloven 59
6.4.5 Forholdet til drikkevannsforskriften 59
7 Overvåkningsordninger 59
7.1 Resipientovervåkning 59
7.2 Overvåkning av anleggsvann 59
7.3 Overvåkning av i driftsfase: 59
8 Data i databaser 60
9 Referanser 61

Vedlegg

Vedlegg 1 – Rapport 10258198-01-RIM-RAP-007_Rev00 Nye Hitra 1 vindkraftverk - Undersøkelser av vannmiljø
Vedlegg 2 – Notat 10258198-01-RIM-NOT-002_Rev00 Nye Hitra 1 vindkraftverk - Vurdering av risiko for drikkevann
Vedlegg 3 – Notat 10258198-01-RIM-NOT-003_Rev00 Nye Hitra 1 vindkraftverk - Undersøkelser av bisphenol A

0 Sammendrag

Denne rapporten inneholder en konsekvensutredning av temaene vannmiljø og forurensning. Utredningen av vannmiljø er gjort med hensyn til kravene i vannforskriften, påvirkning på akvatisk naturmangfold og hensynet til drikkevann.

Utredningen av forurensning er avgrenset til forurensninger som kan påvirke vannmiljø, og omfatter ikke støy, lysblink eller klimagasser.

0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag

Det planlegges å oppgradere eksisterende Hitra 1 vindkraftverk i Hitra kommune i Trøndelag. Oppgraderingen er kalt nye Hitra 1. Planområdet for nye Hitra 1 ligger innenfor eksisterende Hitra 2 vindkraftverk. Konsekvenser for naturmangfold utredes i henhold til plan- og utredningsprogrammet som er fastsatt av Hitra kommune og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Jamfør krav i utredningsprogrammet er temaene vannmiljø og forurensning utredet iht. Miljødirketoratets veileder M-1941, og kunnskapsgrunnlaget er blitt styrket gjennom feltkartlegging og prøvetaking.

Foreliggende kunnskapsgrunnlag vurderes som godt, da det er utført undersøkelser i feltsesongen 2025 (vår og høst). Undersøkelsene omfatter prøvetaking og kartlegging av biologiske og kjemiske parametere i elver og innsjøer. Undersøkelsene som er utført i 2025 tyder på at dagens tilstand, med eksisterende vindpark, ikke har medført negativ påvirkning på vannkvaliteten.

Denne utredningen er utført av Multiconsult ved Sunniva Buvarp (Master naturforvaltning, NMBU) og Henrik Myreng (Master økotoksikologi, NMBU).

0.2 Alternativer som utredes

Det utredes kun ett alternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for Nye Hitra 1 vindkraftverk.

0.2.1 Alternativ 0

I nullalternativet (referansealternativet) 2030 – Hitra 1 er nettopp fjernet ettersom gjeldende anleggskonsesjon har en varighet fram til 19.12.2030.

0.2.2 Alternativ 1

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon, og er dermed begrenset av ledig kapasitet som er på inntil 85 MW. Statkraft vil søke om inntil 95 MW installert effekt. Endelig antall vindturbiner vil bestemmes av hvilken vindturbin som velges. Sannsynlig størrelse er 5–8 MW, tilsvarende 12–15 vindturbiner.

Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m. Utbyggingen innebærer etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin, ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag, samt oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner. Det vil også være behov for legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter, etablering av nødvendig riggplass og massetak og nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.

Totalt arealinngrep for nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i alternativ 0.

0.2.3 Utredning av forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform

alternativ NÅ). Denne konsekvensutredningen inkluderer derfor også vurderinger av konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

0.3 Midlertidige virkninger

Midlertidig anleggsvirksomhet vil skje i nedbørsfeltene til vannforekomstene på planområdet. Risikoen for negativ påvirkning på øvrige vannforekomster i influensområdet vil være knyttet til ev. transport av forurensning til nedstrøms vannforekomster.

I vurdering av midlertidig forurensning er det lagt til grunn at vanlige, kosteffektive, avbøtende tiltak for anleggsarbeid blir gjennomført (se kapittel 2.3), ettersom dette følger av krav i forurensningslovverket. I henhold til forurensningsloven er tiltakshavere pliktige til å minimere forurensning til ytre miljø innenfor akseptable kostnadsrammer.

Eksempler på vanlige avbøtende tiltak er f.eks. at anleggsvann ikke skal slippes direkte til resipient, at masser ikke mellomlagres i kanten av bekker/vassdrag samt at anleggsmaskiner har tilgang på adsorbenter. Det forutsettes også at det utarbeides en beredskapsplan som stiller krav til beredskap, rutiner og utstyr ved uhellsutslipp (absorbenter, lenser og tette oppsamlingssystemer for olje, kjemikalier på riggområder).

Når det gjelder vurdering av midlertidig påvirkning, sier veileder M-1941 at midlertidig påvirkning og forringelse av økologisk eller kjemisk tilstand skal vurderes etter vannforskriften, mens kun varige forringelser/forbedringer for arter og naturtyper skal vurderes. Varig påvirkning for arter og naturtyper kan følge både av midlertidige tiltak og av det ferdige tiltaket.

Midlertidige virkninger er ikke medtatt i fastsettelse av konsekvens i vurderinger etter vannforskriften i dette prosjektet. Problemstillingen er drøftet nærmere i kapittel 2.

0.4 Konsekvensutredning

I hovedsak er det ikke vurdert at konsekvenser for vannmiljø vil regnes som varige. Men det vil være en midlertidig risiko for økt avrenning og påvirkninger i anleggsfasen. Dette er beskrevet og diskutert i kapittel 2, og midlertidig påvirkning er ikke inkludert i tabellen med konsekvenser. Konsekvens for hvert delområde og samlet konsekvens for hvert alternativ er oppsummert i tabell 0-1.

Samlet konsekvens for tiltaket er vurdert til ubetydelig.

I veileder M-1941 angis det at samlet konsekvens vil være ubetydelig dersom kun ett delområde har noe negativ konsekvens, og at samlet konsekvens skal trekkes ned til noe negativ dersom to delområder settes til noe negativ. I dette tilfellet er det satt to delområder med noe negativ konsekvens, men dette gjelder i realiteten samme lokalitet, der det vil være fysiske inngrep. Vi mener derfor at den samlede konsekvensen blir noe overdrevet ved å sette den til noe forringet.

Tabell 0-1. Oppsummering av konsekvens og samlet vurdering for de ulike alternativene.

Delområder	Alt. 0	Alt.1	Alt. NÅ	Alt. 1 minus Alt. NÅ
VF1	0	0	0	0
VF2	0	-1	0	-1
VF3	0	0	0	0
VF4	0	0	0	0
VF5	0	0	0	0
VF6	0	0	0	0
VF7	0	0	0	0
VF8	0	0	0	0
VF9	0	0	0	0

VF10	0	0	0	0
ØF1	0	0	0	0
ØF2	0	-1	0	-1
NT1	0	0	0	0
Samlet vurdering	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens.	To delområder med noe negativ konsekvens, dette gjelder samme lokalitet, men med vurderinger for delområder etter vannforskriften og økologiske funksjonsområder.	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Rangering	1	2	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Begrunnelser for rangering	Ingen konsekvens for delområder. Ingen alternativer gir positiv konsekvens til delområder.	Rangert basert på antall delområder med konsekvens.	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]

Det er utført en kartlegging av vannverk og private drikkevannskilder. Kartleggingen ble utført ved å kontakte Mattilsynet, Hitra kommune samt eiere av enkeltvannforsyninger. I nedbørsfeltet fra Nye Hitra 1 er det ett privat vannverk (Aunåa), én bekk som forsyner to hytter med vann og to grunnvannsbrønner.

Ved normal anleggsgjennomføring og drift av nytt vindkraftverk vurderes risikoen for forringelse av drikkevannskildene som liten. Under anleggsarbeider i nedbørsfeltet til Aunåa anbefales det overvåkning av elva.

0.5 Usikkerhet

Kunnskapsgrunnlaget for vannmiljø og forurensning vurderes som godt/tilstrekkelig. Vannforekomstene er lite påvirket av eksisterende vindkraftverk og negative påvirkere, og undersøkelsen som ble utført i 2025 gir et akseptabelt bilde av vannkjemi, bunndyrfauna og funksjonsområder for fisk.

Dersom tilstandsklassifisering av vannforekomster skal gjøres med høy grad av sikkerhet, kreves det flere år med overvåkning, og det er derfor en usikkerhet knyttet til den mest korrekte klassifiseringen for enkelte vannforekomster. Datagrunnlaget i prosjektets overvåkningsstasjoner gir imidlertid et grunnlag for å måle fremtidige endringer i stasjonene.

0.6 Forslag til avbøtende tiltak og overvåkningsordninger

Anleggsfase:

Resipientovervåkning i anleggsfasen baseres på programmet som ble gjennomført i 2025, men må detaljeres nærmere i senere prosjektfase.

I anleggsperioden anbefaler Multiconsult at det vurderes å overvåke resipienter med automatisk logging av pH, turbiditet, temperatur og konduktivitet. Anleggsaktivitet i nedbørsfeltet i Aunåa må overvåkes av hensyn til det private vannverket som forsyner ca. 20 husstander med drikkevann. Plasseringer av andre stasjoner med kontinuerlig logging må vurderes nærmere.

Det må utarbeides et program for overvåkning av anleggsvann ved behov for utslipp av dette. Programmet må stille krav til entreprenør om å dokumentere sine utslipp / påvirkninger opp mot kvalitetskrav som fastsettes for utslipp. Disse kravene baseres normalt på en miljørisikovurdering av anleggsarbeidet.

Driftsfase:

- Alle turbiner skal driftes på sikker måte med rutinemessig vedlikehold
- Hver turbin skal ha innvendig oppsamlingsvolum for eventuelle utslipp/lekkasjer av olje eller kjemikalier
- Det skal føres jevnlig tilsyn og kontroll for raskt å avdekke feil som kan medføre forurensningsfare
- Varslingssystemer ved plutselig fall i hydraulikkolje- eller kjølevæskeinnhold
- Vurdere bruk av biologisk nedbrytbare oljer ved turbiner som plasseres i nærheten av resipienter. Nedbrytbare oljer reduserer miljørisiko, men kan ha andre tungtveiende ulemper.

1 Bakgrunn og utredningskrav

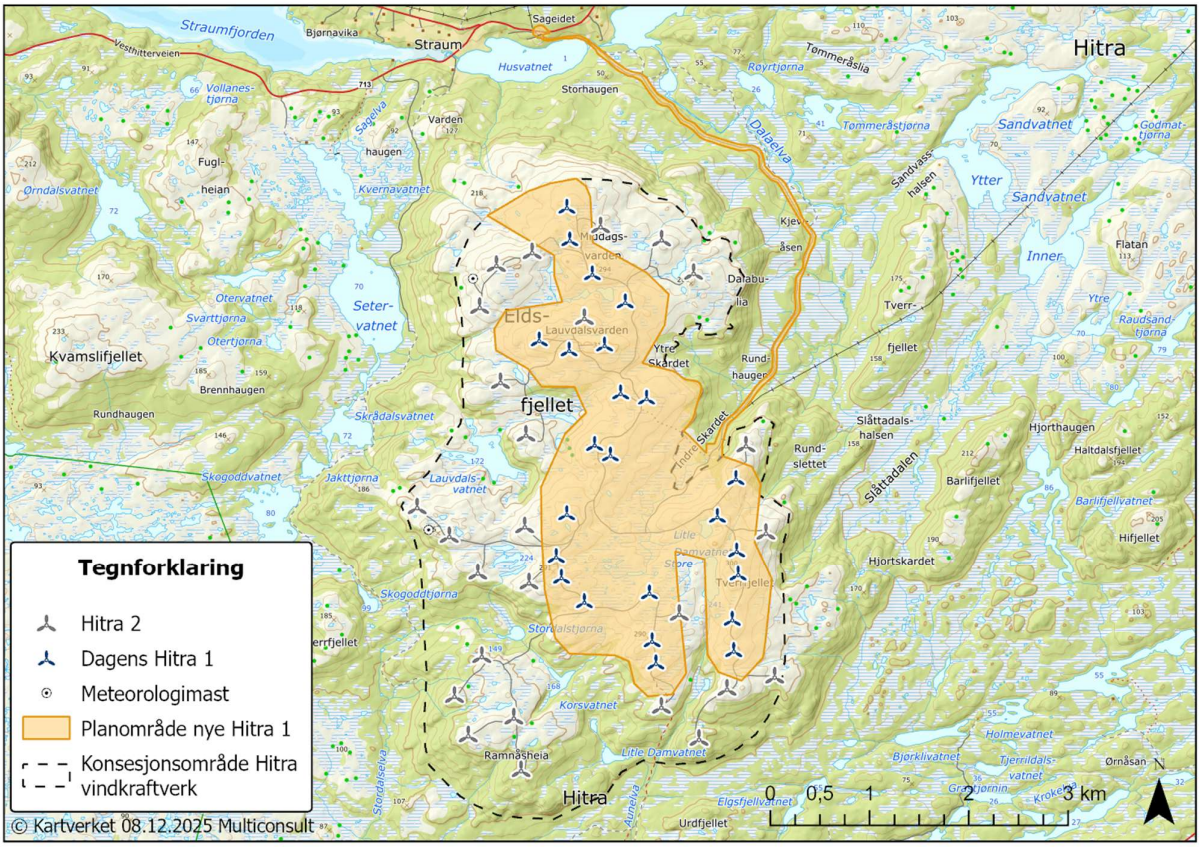
1.1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse, eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen utløpet av 2030, Nye Hitra 1 vindkraftverk.

1.2 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km^2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende adkomstveien. Se oversiktskart i Figur 1-1.



Figur 1-1. Kart over planområdet for konsekvensutredningen. Kartgrunnlag toporaster, Kartverket.

1.3 Saksbehandlingsprosess

En etablering av nye Hitra 1 vindkraftverk krever en områderegulering etter plan- og bygningsloven av Hitra kommune og en ny anleggskonsesjon etter energiloven fra NVE. Tiltaket er omfattet av krav om konsekvensutredning med forutgående melding og fastsettelse av plan- og utredningsprogram fra hhv. Hitra kommune og NVE.

Kombinert varsel og melding med utkast til plan- og utredningsprogram ble sendt på høring 17. februar 2025. Hitra kommune fastsatte planprogram 28. mai 2025. NVE fastsatte utredningsprogram 26. juni 2025.

Videre prosess vil omfatte felles høring av områderegulering og konsesjonssøknad før sluttbehandling hos de to myndighetene.

1.4 Utredningskrav

I planprogrammet og utredningsprogrammet er utredningskrav for fagtema vannmiljø og forurensning omtalt som vist i tabellen under. Alle utredningskrav for vannmiljø og forurensning er vurdert og/eller undersøkt.

Planprogrammet (1)	**Vannmiljø og naturmangfold i vann** **Forslagsstiller skal** - Definere influensområdet - Beskrive mulige forurensningskilder i anleggs- og driftsfase, herunder bl.a. - Vurdere og beskrive sannsynlighet for og omfang av slik forurensing til (1) grunn og (2) vann - Beskrive planlagte fysiske inngrep i/langs vassdrag - Vurdere tiltakets virkninger på kvalitetselementer - Vurdere om tiltaket kan forringe vannforekomstene til en lavere tilstandsklasse eller påvirke miljømåloppnåelse i henhold til vannforskriften som en følge av kjemisk forurensning og fysiske inngrep Kartlegge og vurdere virkninger for: - Økologiske og landskapsøkologiske funksjonsområder for akvatiske arter av nasjonal forvaltningsinteresse - Akvatiske naturtyper jf. DN-håndbok 13 - Presentere et verdikart som viser naturtypene og funksjonsområdene Vurdere behovet for ytterligere feltundersøkelser før byggestart **Metode** Influensområdet skal beskrives, begrunnes og kartfestes. Berørte vassdrag skal vises på kart. Skal ses i lys av ROS-analysen Aktuelle kilder til forurensning er bl.a.: - Utslipp av olje og kjemikalier fra turbiner, transformatorstasjoner/koblingsanlegg, betongarbeid, tanklagring og tilhørende utstyr, etc. Inkluderer utslipp fra ev. turbinhavari og demontering/fjerning - Nitrogenavrenning fra sprengstein i deponier, veifyllinger etc. - Partikkel fra massehåndtering i anleggsfasen inkl. fra syredannede bergarter - Legge den regionale vannforvaltningsplanen til grunn for utredningene - Vannforekomster skal klassifiseres der dette nødvendig. Behovet skal vurderes utfra en risikobasert vurdering av hvilken påvirkning tiltaket kan forventes å få for det enkelte vassdraget. Valg om å unnlate klassifisering skal begrunnes - Utredningen skal gi grunnlag for NVEs vurdering av om vannforskriften § 12 kommer til anvendelse

	- Behovet for feltkartlegging skal vurderes der tiltaket berører vassdrag direkte, herunder ved kryssing/nærføring med vei - Utredningen skal bygge på metodikken for «vannmiljø og naturmangfold i vann» i M1941 For mikroplast fra vindturbiner: en generell vurdering basert på oppsummering av kunnskapsgrunnlaget om mikroplastslitasje fra vindturbiner. Undersøkelsene skal danne grunnlag for detaljplanlegging av anleggene for å unngå å forringe vannforekomstene til en lavere tilstandsklasse eller påvirke miljømåloppnåelse.
	Drikkevann **Forslagsstiller skal** - Kartlegge alle vannverk, enkeltbrønner og avsatte reservevannkilder, med tilhørende nedbørsfelt, som kan påvirkes av eventuell forurensning fra kraftverk inkludert nettilknytning hjelpeanlegg (herunder adkomstveier) - Vurdere risiko for at olje og andre kjemikalier, mikroplast, partikler, nitrogenavrenning etc. forurenser drikkevann. **Metode** - Kontakte eiere/drivere av vannverk, reservevannkilder og enkeltbrønner, kommunen og mattilsynet - Kilder som NGUs Granada og kommunens egen kartløsning skal også benyttes - Det skal innhentes informasjon om forurensning fra utredningen av forurensning av vann og grunn Risikovurderingen skal også gjøres i lys av resultatene fra Vitenskapskomiteen for mat og miljø sin vurdering av risiko for forurensning av drikkevann ved etablering av vannkraftverk som etter planen skal ferdigstilles i desember 2025
Utredningsprogrammet fastsatt av NVE (NVE, 2025)	**Vannmiljø** **I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver** - Vurdere hvordan tiltaket vil påvirke vassdrag, inkludert myrområder[1] og andre naturtyper som er en del av vassdraget. **Spesifisering av metode og presentasjon** Legge tiltaksplaner til den regionale vannforvaltningsplanen og oversikter over tilstand for ulike vannforekomster, samt miljømålene som er satt for vannforekomster, til grunn for utredningene. Kjemisk og økologisk kvalitet på vannet utredes i henhold til vannforskriften. Mattilsynet, kommunen, fylkeskommunen og evt. andre relevante skal kontaktes i forbindelse med utredningen. Kunnskap fra Vann-Nett.no kan med fordel benyttes.

[1] Myrområder er omtalt i fagutredning naturmangfold

	Drikkevann **I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver** - Definere influensområdet. Influensområdet skal beskrives, begrunnes og kartfestes. - Vise kartlagte vannverk, enkeltbrønner og avsatte reservevannkilder, med tilhørende nedbørsfelt, som kan påvirkes av eventuell forurensning fra tiltaket, på kart. Beskrive ev. etablering av alternativ vannforsyning dersom forurensning av drikkevann.
	Forurensning til vann og grunn **Spesifisering av metode og presentasjon** Informasjon om dagens bruk av plan- og influensområdet og tiltaksplaner for vannområdene skal innhentes. Kilder som Vann-Nett, Miljødirektoratets kartløsning Vannmiljø og kommunens egen kartløsning kan benyttes

2 Metode

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) (Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet, 2021) fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. I dette kapittelet beskrives metodikken i fagrapporten og fagkompetansen som ligger til grunn.

Konsekvensutredningen er utført iht. Miljødirektoratets veileder M-1941.

Metoder som er benyttet for feltundersøkelser er basert på veileder til vannforskriften; 02-2018, Klassifisering av miljøtilstanden i vann (Direktoratsgruppen for gjennomføringen av vannforskriften, Februar 2018). Detaljerte metoder for de forskjellige undersøkelsene og vurderingene er beskrevet i vedlegg 1 og 3.

2.1 Definisjoner og avgrensning

2.1.1 Definisjon av temaet vannmiljø og forurensning

Vannmiljø er en samlebetegnelse for naturtyper og arter i vann og økologisk og kjemisk tilstand på vannforekomster, i henhold til vannforskriften. Temaet vannmiljø skal vurderes etter tre verdikriterier, jf. M-1941: Påvirkning på vannforekomster, jf. vannforskriften, naturtyper etter HB13 eller HB19 og arter med økologiske funksjonsområder.

Forurensningsloven § 6 angir en nokså vid definisjon av forurensningsbegrepet:

"Tilførsel av fast stoff, væske eller gass til luft, vann eller i grunnen, som er eller kan være til skade eller ulempe for miljøet."

Ifølge forurensningsloven omfatter begrepet forurensning også: Støy, rystelser, lys, annen stråling samt påvirkning av temperaturen som er, eller kan være til skade eller ulempe for miljøet.

I denne rapporten er forurensning avgrenset til å gjelde fast stoff og væske som kan spres til vann og grunn. Andre relevante forurensninger, som støy, lys og klimagassutslipp, er ikke inkludert.

2.1.2 Midlertidige og permanente virkninger

Midlertidig anleggsvirksomhet vil skje i nedbørsfeltene til vannforekomstene på planområdet. Risikoen for negativ påvirkning på øvrige vannforekomster i influensområdet vil være knyttet til ev. transport av forurensning til nedstrøms vannforekomster.

I vurdering av midlertidig forurensning er det lagt til grunn at vanlige, kosteffektive avbøtende tiltak for anleggsarbeid blir gjennomført (se kapittel 2.3), ettersom dette følger av krav i forurensningslovverket. I henhold til forurensningsloven er tiltakshavere pliktige til å minimere forurensning til ytre miljø innenfor akseptable kostnadsrammer.

Eksempler på vanlige avbøtende tiltak er f.eks. at anleggsvann ikke skal slippes direkte til resipient, at masser ikke mellomlagres i kanten av bekker/vassdrag samt at anleggsmaskiner har tilgang på adsorbenter.

Når det gjelder vurdering av midlertidig påvirkning, sier veileder M-1941 at midlertidig påvirkning og forringelse av økologisk eller kjemisk tilstand skal vurderes etter vannforskriften, mens kun varige forringelser/forbedringer for arter og naturtyper skal vurderes. Varig påvirkning for arter og naturtyper kan følge både av midlertidige tiltak og av det ferdige tiltaket.

I vannforskriften er det ikke fastsatt en tidsmessig grense mellom midlertidige og permanente virkninger, og det er flere faktorer som er relevante for om en påvirkning skal betraktes som varig eller midlertidig. Dette betyr at midlertidighet i hovedsak må vurderes funksjonelt, og ikke kun tidsmessig. Sentrale momenter mht. midlertidighet er vannforekomstens restitusjonsevne og omfanget av

påvirkningen på kvalitetsfaktorer. Veileder M-1941 angir i sin påvirkningstabell at en endring av tilstand av et eller flere kvalitetselementer innenfor en tilstandsklasse også er en negativ påvirkning. Dette er i tråd med EUs syn (jf. Weserdommen, EU-domstolen, C461/13) som sier at det er nok at én enkelt kvalitetsfaktor forringes for at det skal regnes som en forringelse av vannforekomstens status, og at selv en forringelse innenfor samme tilstandsklasse kan være problematisk.

I praksis vil en påvirkning som varer over flere sesonger ofte påvirke biologiske kvalitetsfaktorer (f.eks. fisk, bunndyr) over minst én livssyklus, samt å kunne gi målbar forringelse i vannkvalitet. Hvis en påvirkning varer over én eller flere biologiske produksjonssykluser, vil den etter Multiconsults vurdering som oftest måtte regnes som en varig forringelse. Dersom systemet har en forutsigbar restitusjon ila. 1–2 sesonger, vil dette trekke i retning av midlertidig påvirkning. På bakgrunn av dette, er det etter vår vurdering ikke et selvsagt eller et enkelt svar på når en midlertidig påvirkning skal ansees som varig etter vannforskriften og dermed settes konsekvens for. I denne konsekvensvurderingen har vi i hovedsak vurdert de midlertidige virkningene av anleggsarbeider som små, og forholdsvis rask restitusjon som sannsynlig. Omfanget av terrenginngrep er begrenset, og nullalternativet forventes ikke å gi noen vesentlig forbedring for vannmiljø sammenlignet med dagens situasjon, ettersom det kun innebærer fjerning av ca. 2,1 km med internveier samt 24 turbiner. Det foreligger dokumentasjon på at vannkvaliteten er lite/ikke påvirket av eksisterende vindkraftverk etter etablering og drift av dette. Midlertidige virkninger er derfor ikke er medtatt i fastsettelse av konsekvens i vurderinger etter vannforskriften.

2.1.3 Avgrensning mot andre fagtemaer

I en konsekvensutredning skal konsekvenser telles kun én gang. Innholdet i fagtema vannmiljø ligger tett på andre fagtemaer som blir utredet i prosjektet, og beskrivelse av avgrensning mot disse fremgår i dette kapittelet. Avgrensningen er basert på retningslinjer for grensesetting i M-1941, og det som er ansett som hensiktsmessig i å plassere under fagtema vannmiljø og forurensning.

Grunnforurensning

Grunnforurensning behandles ikke som eget tema i denne konsekvensutredningen, men vurdering av faren for avrenning fra forurenset grunn inngår i vurderinger av vannkvalitet.

Jamfør veileder M-1941 er det kun et fåtall områder og lokaliteter hvor grunnforurensningen er så krevende at forurenset grunn skal ha en egen konsekvensutredning i planfasen. Opprydding og håndtering av forurenset grunn er som oftest dekket av forurensningsforskriften kapittel 2.

Naturmangfold

Naturmangfold på land er beskrevet under fagtema naturmangfold.

Friluftsliv

Bruk av vann i friluftslivsøyemed (som f.eks. bading, fritidsfiske) inngår under fagtema friluftsliv. Vann som opplevelseselement med tanke på rekreasjon inngår også under tema friluftsliv.

2.2 Fagkompetanse

Kartlegginger og utredninger er utført av Multiconsults rådgivere som vist i Tabell 2-1. Rapportering og utredning er utført av Sunniva Buvarp, Alexander Engebretsen og Henrik Myreng.

Tabell 2-1. Fagkompetanse og bidrag til utredningen.

Navn	Fagkompetanse	Feltdager
Henrik Myreng	MSc. Økotoksikologi, NMBU	4
Alexander Engebretsen	MSc. Limnologi, NMBU	2

Sunniva Buvarp	MSc. naturforvaltning, NMBU	2
Sondre Andre Ski	MSc. Naturforvaltning, NMBU	2
Petter Torgersen	MSc. Biologi, UiO	2

2.3 Metode

Utredningen for tema vannmiljø og naturmangfold i vann er utført etter metodikk beskrevet i veileder M-1941, Miljødirektoratets tverrsektorielle veileder for konsekvensutredning på klima- og miljøtema (Miljødirektoratet, Veileder | M-1941 Konsekvensutredning av klima og miljø, 2023). Utredninger av ikke-prissatte tema er etter veileder M-1941 basert på en standardisert og systematisk prosedyre for å gjøre vurderinger, konklusjoner og anbefalinger mest mulig objektive, forståelige og etterprøvbare.

Innledningsvis i fagrapporten er planforslaget/tiltaket, nullalternativet og alternativer som skal utredes presentert. Alternativene (inkludert nullalternativet) er gjennom utredningsprosessen sammenlignet og rangert med hensyn til hvilke virkninger de vil få på utredningstemaet. Prosedyren for dette starter med etablering av et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag og definering av influensområdet og delområder.

For en utfyllende beskrivelse av detaljerte metoder vises det til M-1941.

I vurdering av midlertidig forurensning er det lagt til grunn at vanlige, kosteffektive avbøtende tiltak for anleggsarbeid blir gjennomført, ettersom dette følger av krav i forurensningslovverket. I henhold til forurensningsloven er tiltakshavere pliktige til å minimere forurensning til ytre miljø innenfor akseptable kostnadsrammer.

Eksempler på vanlige avbøtende tiltak er f.eks. at anleggsvann ikke skal slippes direkte til resipient og at masser ikke mellomlagres i kanten av bekker/vassdrag. Det forutsettes også at det utarbeides en beredskapsplan som stiller krav til beredskap, rutiner og utstyr ved uhellsutslipp (absorbenter, lenser og tette oppsamlingssystemer for olje, kjemikalier på riggområder).

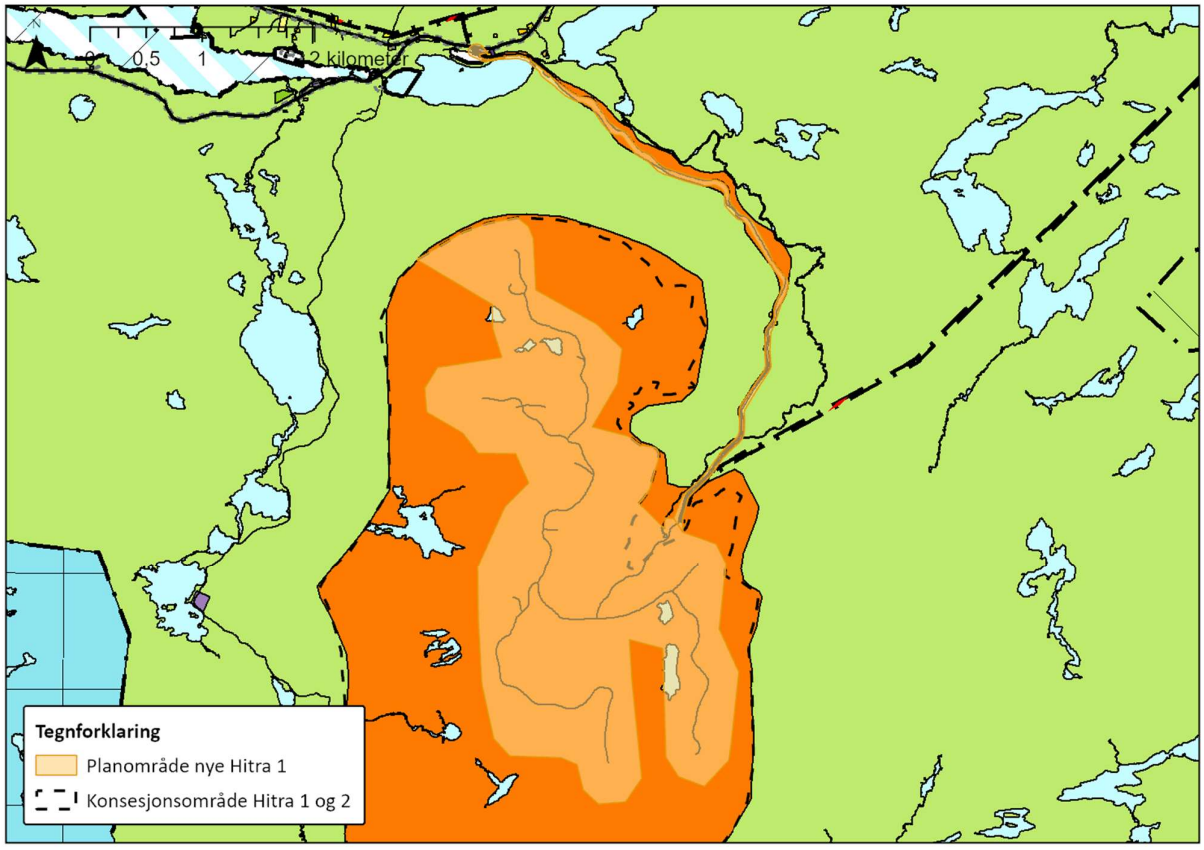
Konsekvensen for arter og funksjonsområder er vurdert med en forutsetning om at vandringsveier opprettholdes, jf. føringer i forskrift om fysiske tiltak i vassdrag.

3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer

3.1 Føringer og planer for området

3.1.1 Kommuneplan

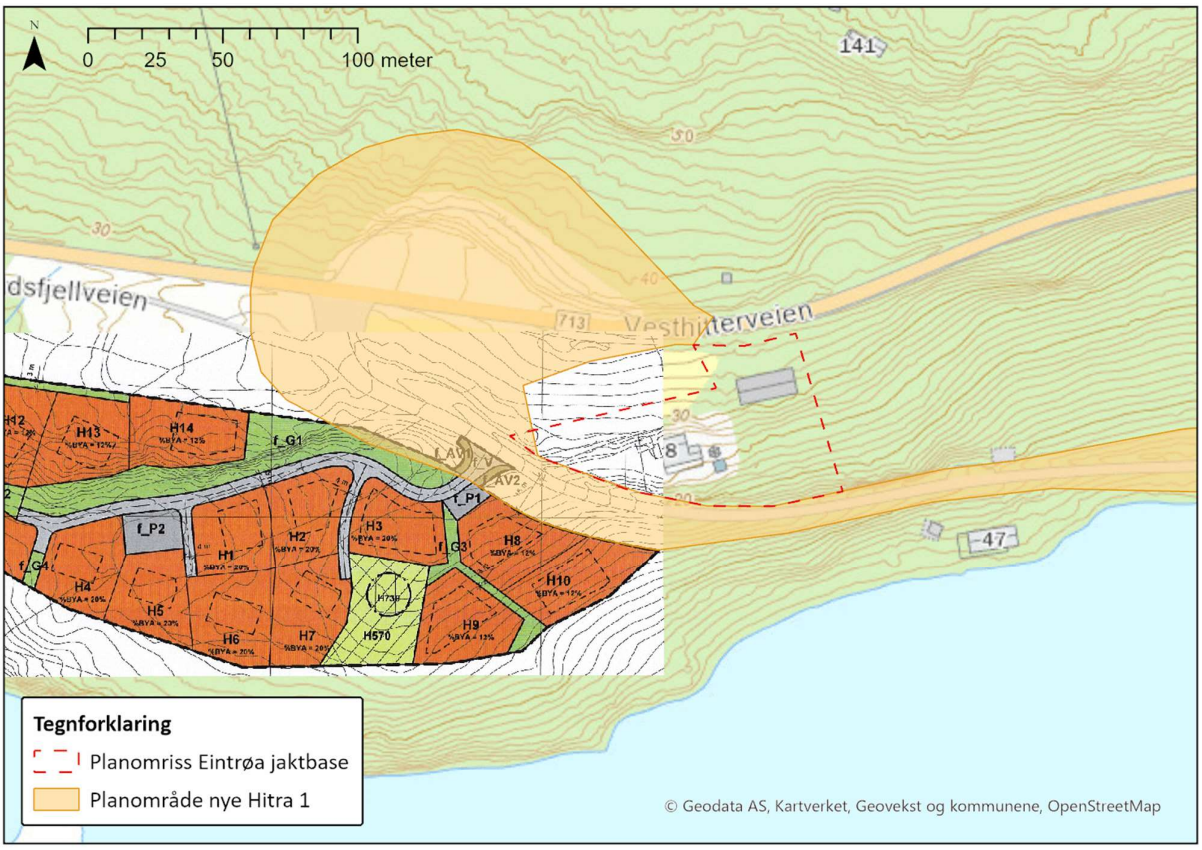
Planområdet for områdereguleringen inngår i all hovedsak i et areal utlagt til formål vindpark (andre typer bebyggelse og anlegg) i kommuneplanens arealdel 2022–2034 for Hitra kommune, plan-ID: 5056_202109 vedtatt 9.2.2023. Planområdet inkluderer også noen mindre vatn som er utlagt til bruk og vern av sjø og vassdrag med tilhørende strandsone. Langs atkomstveien berøres arealer utlagt til landbruks-, natur- og friluftsområder (LNFR, men det er ikke reindrift på Hitra). Deler av hensynssone høyspenningsanlegg langs nettilknytningen til vindkraftverket ligger også innenfor planområdet. Se figur 3-1.



Figur 3-1. Utsnitt fra kommuneplanens arealdel med påtegning av områdereguleringsgrense nye Hitra 1. Se nærmere omtale i brødtekst.

3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner

Det er én gjeldende reguleringsplan som berøres av planområdet, plan-ID: 5056_201306 «Eintrøa» på gnr./bnr. 32/1 som ligger helt i starten av atkomstveien. Denne detaljreguleringen er fra 3.10.2013 og gjelder utbygging av fritidsboliger. Se figur 3-2.



Figur 3-2. Planområdet og berøring med vedtatt detaljregulering Eintrøa (utsnitt fra reguleringsplankart til venstre) og igangsatt detaljregulering Eintrøa jaktbase (rødt stiplet omriss).

3.1.3 Pågående prosjekter

Det er en pågående reguleringsprosess for plan-ID: 5056_202205 «Detaljregulering for Eintrøa jaktbase gnr. 32 bnr. 47 m.fl.» ved Strøm, like nordøst for starten av atkomstveien. Se figur 3-2.

3.1.4 Regionale vannforvaltningsplaner

Trøndelag vannregion har utarbeidet en regional vannforvaltningsplan og et tiltaksprogram (Trøndelag vannregion, 2023) (Trøndelag vannregion, 2023).

I vannforvatningsplanen påpekes det at de mest avgjørende utfordringene for å lykkes med vannforvaltningen har overordnet karakter, og er ikke direkte knyttet til menneskeskapte påvirkninger. Fire forhold trekkes frem som viktig for det videre arbeidet:

- Ressurssituasjonen
- Kunnskaps- og datagrunnlaget
- Informasjon-, kunnskapsformidling og kompetanseheving
- Uenigheter om vannforvaltningen/målkonflikter

I tiltaksprogrammet er ikke vindkraftverk pekt ut som en av hovedutfordringene mht. menneskelig påvirkning.

I Vann-nett er det kun registrert to tiltak for vannforekomster i influensområdet: 1) fiskepassasje forbi Laksådammen i Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet; 2) fiskepassasje i Dalelva under fylkesveien.

Det er ikke identifisert konflikter mellom vannforvaltningsplanene og tiltaksplaner og Nye Hitra 1 vindkraftverk.

3.2 Miljøtilstanden og nullalternativ (alternativ 0)

Konsekvensutredningen skal iht. forskrift om konsekvensutredninger § 20 inneholde en beskrivelse av den nåværende miljøtilstanden og en oversikt over hvordan miljøet antas å utvikle seg hvis planen eller tiltaket ikke gjennomføres. Det sistnevnte er definisjonen på nullalternativet. Nullalternativet skal brukes som sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilken konsekvens en plan eller et tiltak vil ha. Nullalternativet vil ofte være en framskriving av (og dermed være noe annet enn) dagens miljøtilstand. Nullalternativet i seg selv gis ikke en egen konsekvensvurdering, men tjener som referansepunkt.

3.2.1 Dagens miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensa (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Atkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med 145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der atkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende lagringsareal langs atkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av atkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av atkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon. Det er i dag kontinuerlig lysende, rød, mellomintensitets hinderlysmerking på 11 vindturbiner i Hitra 2. I tillegg er 10 vindturbiner i Hitra 1 merket med kontinuerlig lysende, rød, lavintensitets hinderlys.

3.2.2 Nullalternativ

Nullalternativet er sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for gamle Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk, bestående av gamle Hitra 1 og Hitra 2.

Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

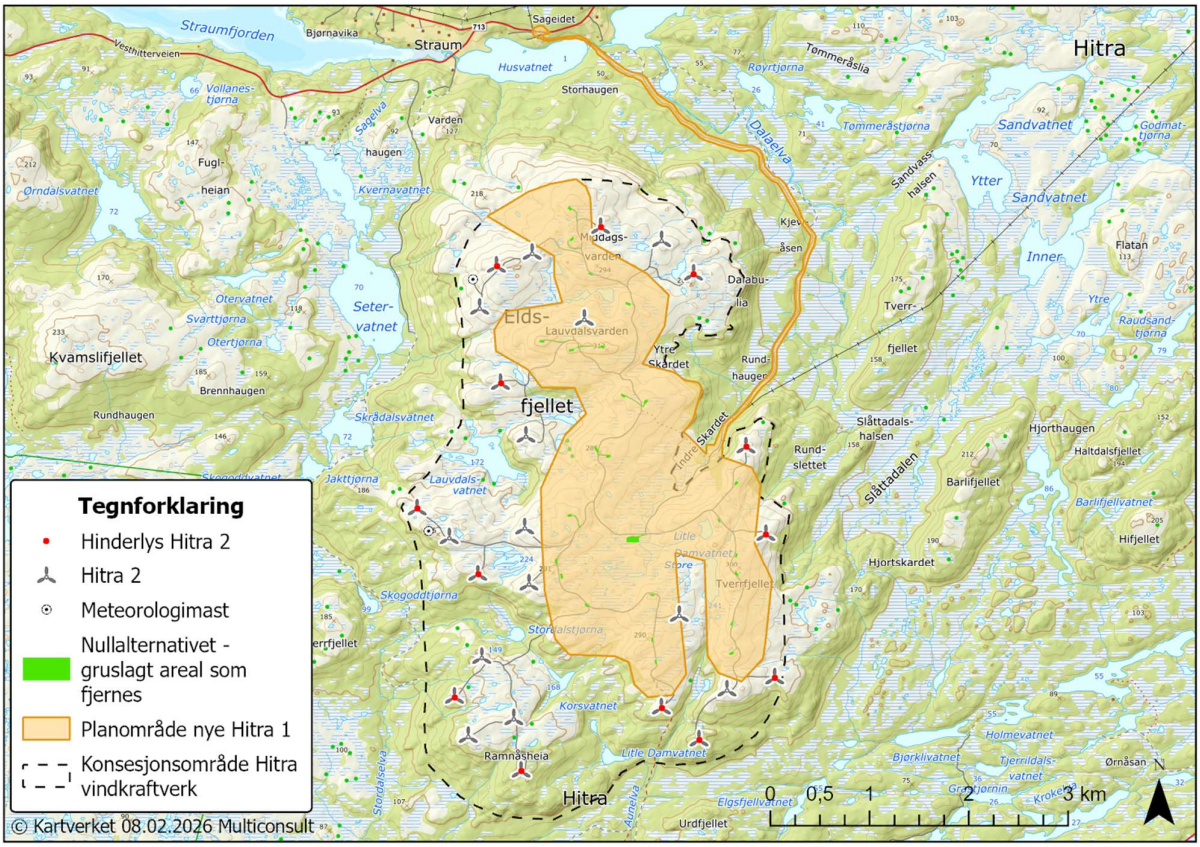
Siden Hitra 2 i stor grad er etablert utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der atkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i

dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

Det er etter skjerpete krav til hinderlysmerking søkt om å lysmerke ytterligere to vindturbiner i Hitra 2. Det legges derfor til grunn for nullalternativet at totalt 13 vindturbiner i Hitra 2 er lysmerket.

En illustrasjon av nullalternativet/alternativ 0 er vist på kart i Figur 3-3.



Figur 3-3. Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Forventet hinderlysmerking av Hitra 2 omkring 2030 er vist, med merking på 13 mot dagens 11 turbiner.

3.3 Alternativer som utredes

Det utredes kun ett alternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for Nye Hitra 1 vindkraftverk.

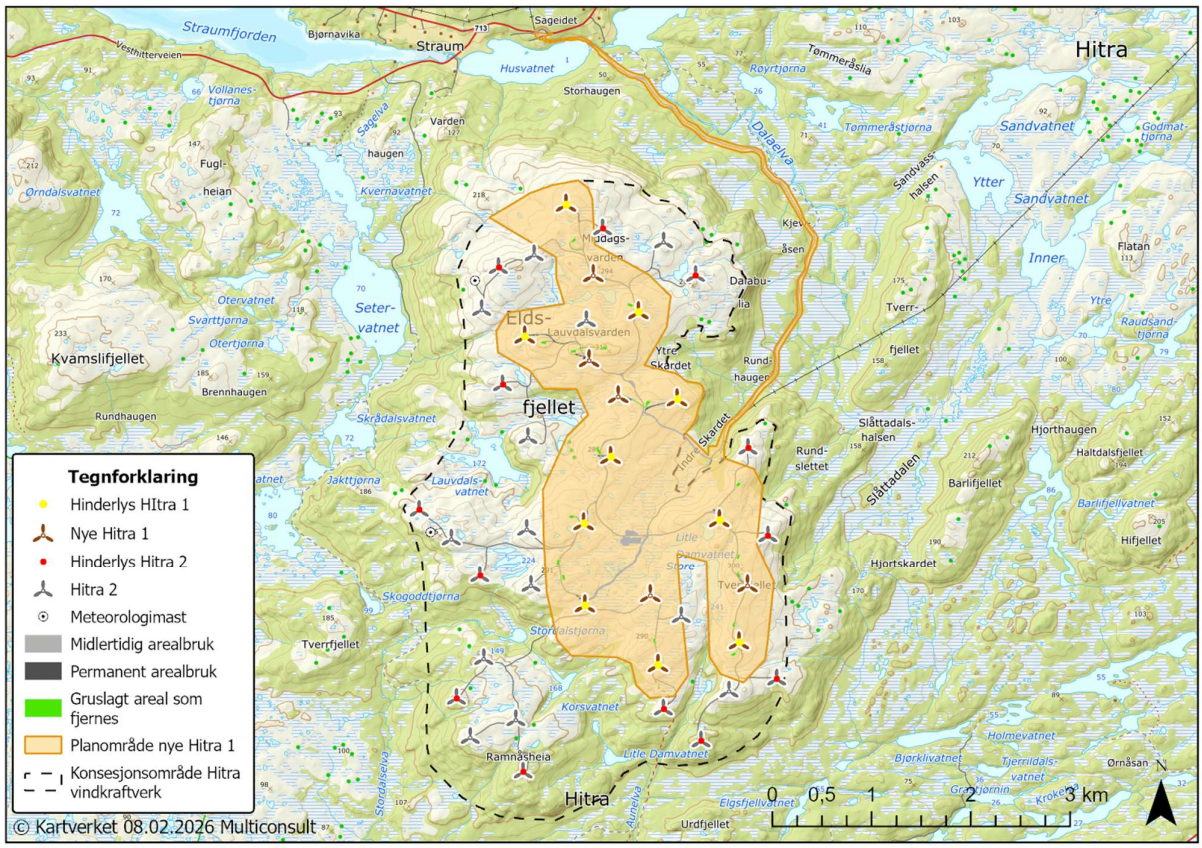
3.3.1 Alternativ 1

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningen har lagt til grunn 12–15 turbiner med en effekt på 5–8 MW.

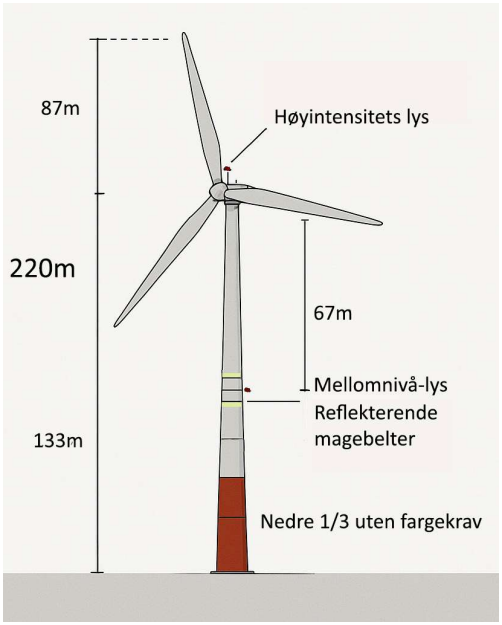
Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
    - En representativ eksempelturbin, N163-7,0 MW på 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.
    - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.

    - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se Figur 3-4. Se prinsipiell figur for merkekrav i Figur 3-5.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
    - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.
    - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i nullalternativet, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
    - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
    - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
    - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av Nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for Nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar, tilsvarende 1,8 % av planområdet. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i nullalternativet. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 3-4. Alternativ 1.



Figur 3-5. Formelle rammer for merking av eksempelturbin Nye Hitra 1 vindkraftverk, jf. Krav fra Luftfartstilsynet.

3.3.2 Andre vurderte alternativer

Statkraft har vurdert alternativer med mindre og dermed flere vindturbiner innenfor rammen av mulig installert effekt. Disse er forkastet som følge av dårligere produksjon og økonomi, større fotavtrykk og marginale landskapsmessige forskjeller.

3.3.3 Anleggsgjennomføring

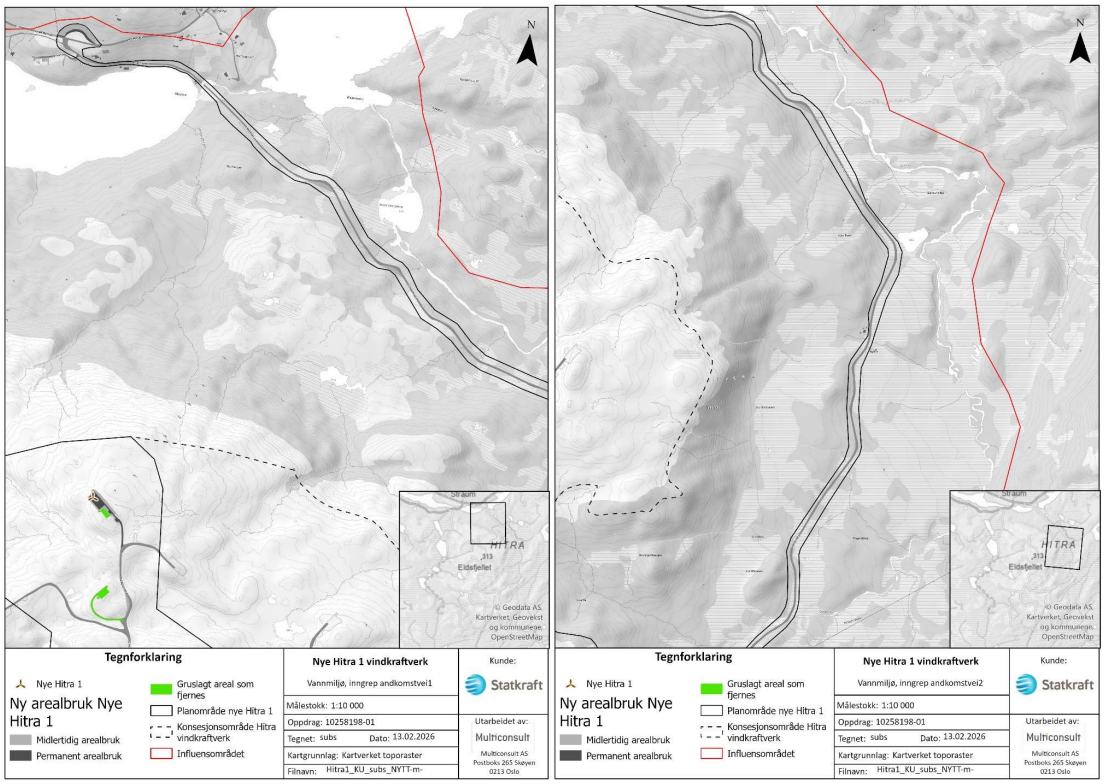
Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

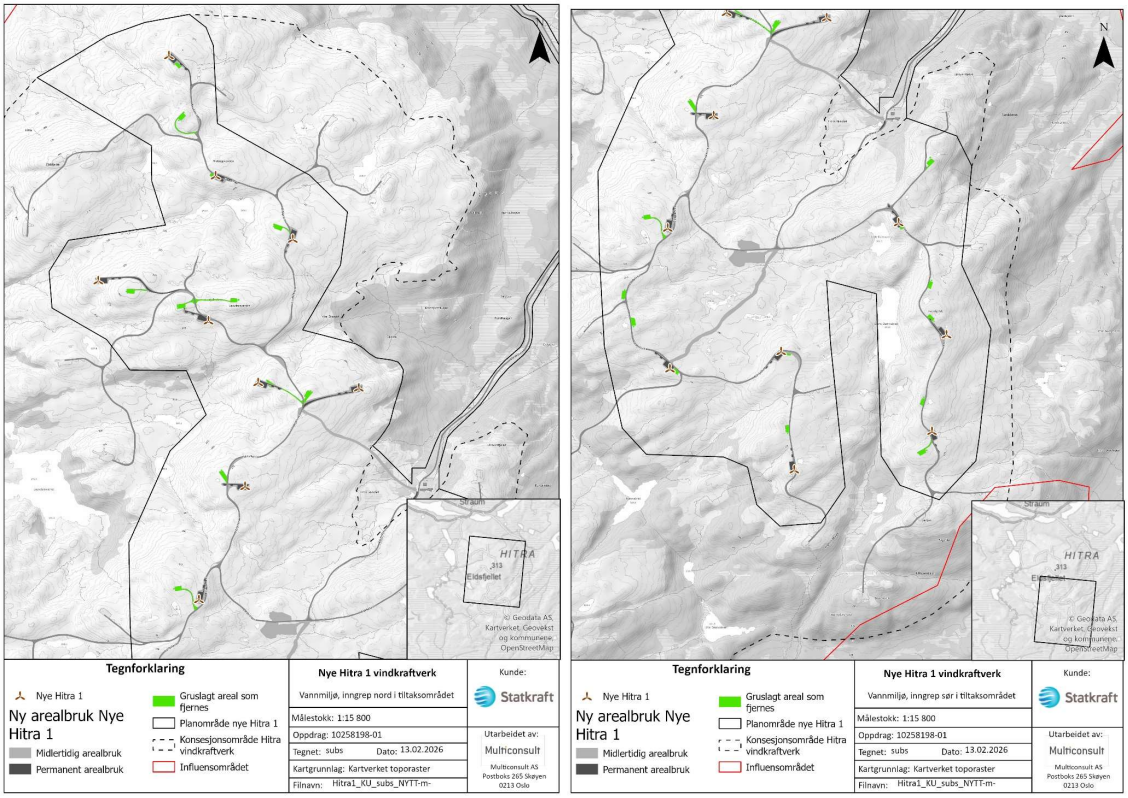
- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.
- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå sommerhalvåret.

3.4 Inngrep i og ved vannforekomster

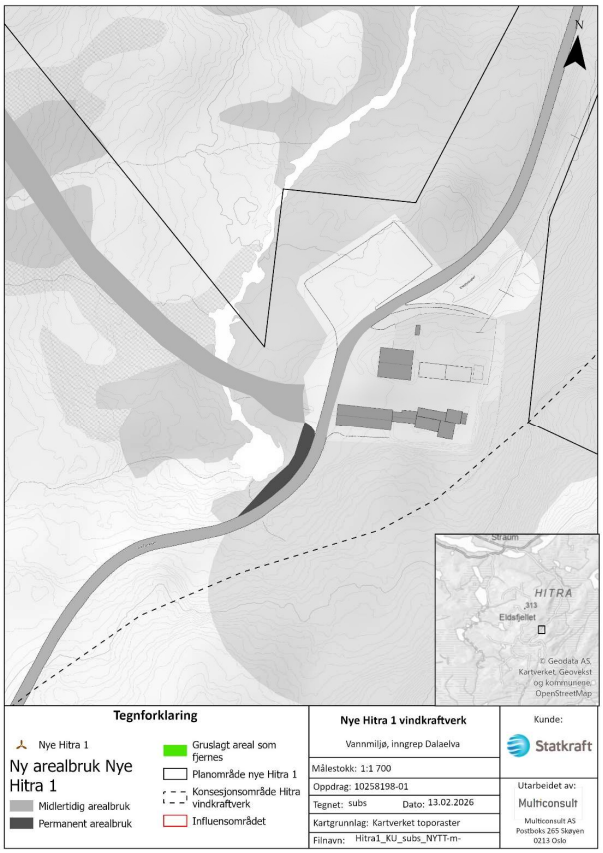
Se Figur 3-6, Figur 3-7 og Figur 3-8 for inngrep innenfor tiltaksområdet. Som figurene viser, er det ikke planer om store terrenginngrep som er konsentrert ved noen spesifikke vannstrenger. Påvirkninger vil i hovedsak være spredt geografisk og mellom vannforekomstene. Direkte inngrep vil kun være i de øvre delene av Dalaelva (Figur 3-8), der det må legges ny kabel i eksisterende trasé som krysser bekken.



Figur 3-6. Inngrep langs adkomstvei.



Figur 3-7. Til venstre: inngrep nord i tiltaksområdet. Til høyre: inngrep sør i tiltaksområdet.



Figur 3-8. Inngrep i og ved Dalaelva. Veiutvidelse med steinmur, permanent inngrep i svart.

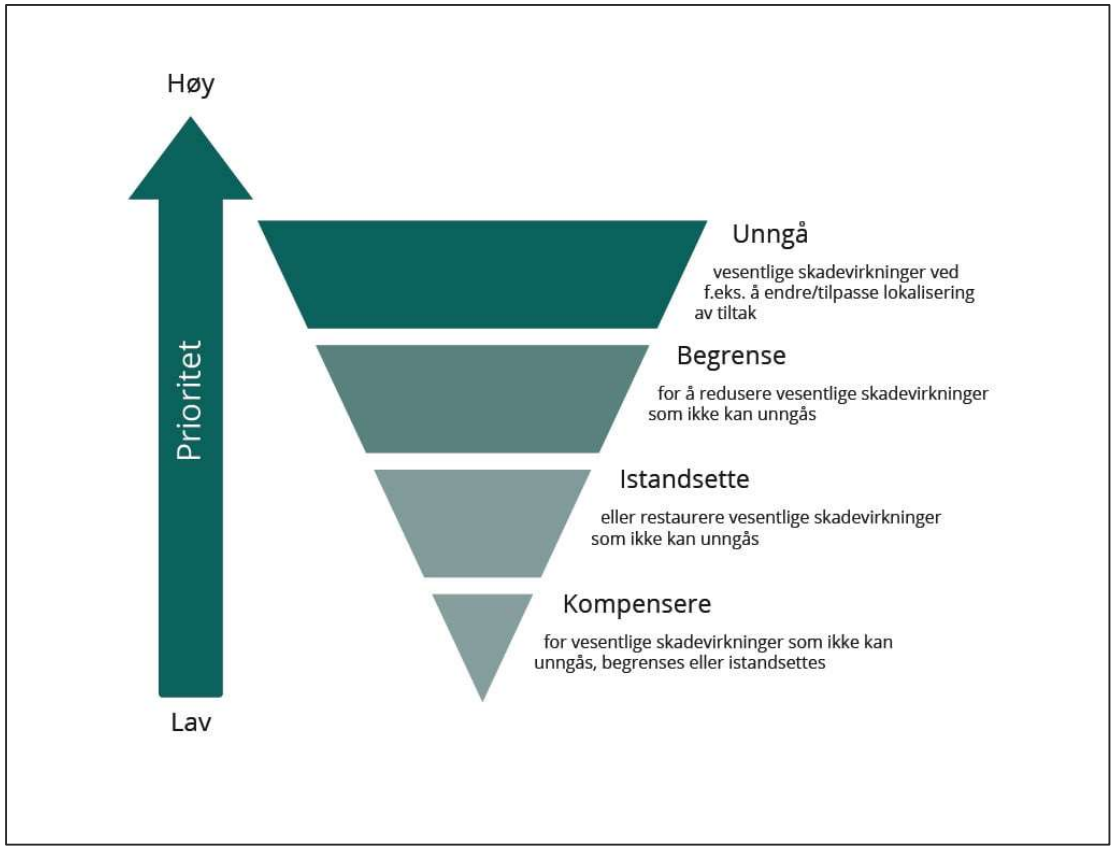
3.5 Avbøtende tiltak i prosjektet

Forskrift om konsekvensutredninger setter krav til hvordan forebygge skadevirkninger av et tiltak. Jamfør § 23 skal konsekvensutredningen «beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og hvis mulig kompenseres for vesentlige skadevirkninger for miljø og samfunn både i bygge- og driftsfasen». Det er en forutsetning at de fastsatte avbøtende tiltakene som presenteres er *relevante* og *realistiske* jf. § 19. Tiltakshierarkiet (Figur 3-9) skal ligge til grunn ved vurdering av avbøtende tiltak.

I dette prosjektet er det lagt opp til følgende avbøtende tiltak:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

Dette er tiltak som inngår som premisser for områdereguleringen og konsesjonssøknaden.

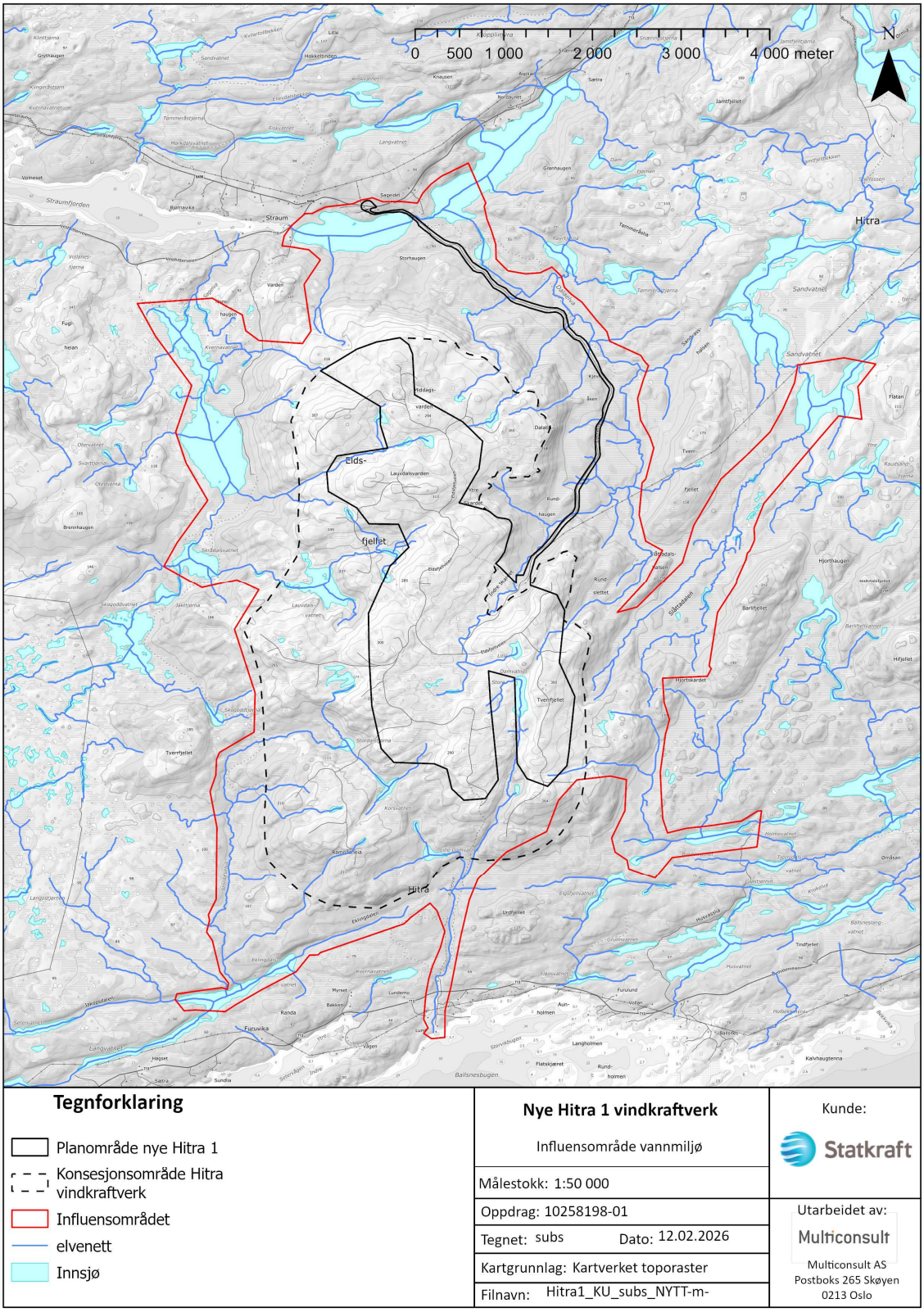


Figur 3-9. Tiltakshierarkiet. Først og fremst skal man unngå skadevirkninger for miljø og klima. Der det ikke er mulig skal man begrense skaden, deretter istandsette arealer. Kompensasjon er siste utvei (Miljødirektoratet, Veileder | M-1941 Konsekvensutredning av klima og miljø, 2023).

3.6 Influensområdet

Influensområdet er vist på kart i figur 3-10.

Influensområdet for tema vannmiljø er avgrenset til nærmeste overflatevann utenfor tiltaksområdet, som vil øke oppholdstiden og forventes å fordrøye partikler og eventuell avrenning, og dermed begrense konsekvens som følge av tiltaket.



Figur 3-10. Kart over planområdet og influensområdet (utredningsområdet).

4 Kunnskapsgrunnlaget

For mer detaljerte beskrivelser vedr. innhenting av kunnskapsgrunnlag i dette prosjektet, vises det til vedlegg 1-3. I dette kapitlet oppsummeres de viktigste resultatene samt informasjon fra databaser og rapporter.

4.1 Naturtyper i vann

Kunnskapen om naturtyper i influensområdet er basert på søk av naturtyper kartlagt etter DN-håndbok 13 i Naturbase november 2025 (Miljødirektoratet, u.d.).

Det er kartlagt en naturtype tilknyttet ferskvann innenfor influensområde, viktig bekkedrag i Straumsfjorden: Storvatnet – Husvatnet (Miljødirektoratet, u.d.). Naturtypen har fått verdien viktig på grunnlag av forekomst av sårbar art elvemusling. Naturtypen er kartlagt etter DN håndbok 13.

Se informasjon om naturtypen i Tabell 4-1.

Tabell 4-1. Oversikt over naturtyper som ble registrert i influensområdet.

Navn	Naturtype	Verdi	Reg. dato	Naturbase ID
Straumsfjorden: Storvatnet-Husvatnet	Viktig bekkedrag	Viktig	08.03.2007	BN00040280

4.2 Vernet natur

Kunnskapsgrunnlag om vernet natur i tilknytning ferskvann er basert på søk i Naturbase og NVE atlas, november 2025.

Det er ingen registrerte verneområder innenfor influensområdet. Det vernede vassdraget Grytelvvassdraget ligger omtrent 3,5 km vest for influensområdet. Havmyran naturreservat ligger rett vest for avgrenset influensområde, og 3,1 km fra planområdet. Verneområdet til Havmyran naturreservat blir ikke påvirket av tiltaket og er derfor ikke videre omtalt i denne utredningen.

4.3 Fisk i ferskvann

Kunnskapsgrunnlaget om fisk i ferskvann er basert på søk i Artskart november 2025 (Artsdatabanken, u.d.), og feltundersøkelser gjennomført i september 2025. Flere av bekkene innenfor tiltaksområdet er små vannsig hvor det ikke er hensiktsmessig å gjennomføre elfiske. Slike små bekkesig har ustabil vannføring, og dermed svært begrensede eller temporære funksjonsområder, og liten evne til å holde på fisk. Se Figur 4-1 med punkter for elfiske.

Det ble ved feltarbeidet i september 2025 registrert den rødlistede arten ål (EN) i Daleelva. I tillegg er den registrert i Setervannet, 1918. Det ble også registrert laks (NT) i Daleelva ved feltarbeidet i september 2025. Dalelva er lagt i rør under FV 713, Statsforvalteren har vurdert dette som et mulig vandringshinder ved lav vannføring, men passerbart ved høy vannføring (Miljødirektoratet, Vann-nett, u.d.).

Andre registreringer av fisk innenfor tiltaksområdet og influensområdet er vist i Tabell 4-2.

Tabell 4-2. Oversikt over ferskvannsfisk som er registrert i influensområdet.

Art (fauna)	Kategori	Beskrivelse	Reg. dato	Lokalitet
Ørret	LC	NINA	1.07.1993	Setervatnet, Husvatnet, Storvatnet, Lauvdalsvatnet, Korsvatnet, Tømmeråstjørna, Røyrtjørna
Ål	EN	Hartvig Huitfeldt-Kaas registering	1.01.1918	Setervatnet
Røye	LC	NINA	1.07.1993	Lauvdalsvatnet
Ørret	LC	Registrert ved feltarbeid	september 2025	Daleelva oppstrøms anadrom strekning (H4), Daleelva, anadrom strekning (H6)
Laks	NT	Registrert ved feltarbeid	September 2025	Daleelva, anadrom strekning (H6)
Ål	EN	Registrert ved feltarbeid	September 2025	Daleelva, anadrom strekning (H6)

4.4 Ferskvannsorganismer

Informasjon om ferskvannsorganismer er fra bunndyrsprøvetaking i mai og oktober 2024, Elvemuslingdatabasen (november 2025) og observasjoner i felt.

Bunndyrundersøkelser ble gjennomført i perioden 4.-5. juni 2025 og 9.-10. september 2025. Se kart over prøvepunkter i Figur 4-1, samt oversikt over prøveresultater i tabell 4-3. Full undersøkelsesrapport er vist i vedlegg 1. En overordnet vurdering tilsier at tilstanden for bunndyr er rundt grensen mellom god og moderat.

Tabell 4-3. Bunndyrprøveresultater fra Hitra 1, stasjoner H1-H4. V=vår, H=høst.

Gruppe	H1		H2		H3		H4	
	V	H	V	H	V	H	V	H
Igler	-	-	-	-	-	1	-	-
Fåbørstemark	33	97	18	-	-	32	-	1
Vannmidd	16	16	-	-	32	49	-	17
Krepsdyr	-	-	16	-	-	-	-	-
Biller	599	375	100	630	131	187	37	115
Tovinger	645	1268	820	645	2152	898	427	425
Døgnfluer	75	27	65	721	530	538	267	765
Teger	-	-	-	1	-	-	-	-
Nettvinger	-	-	-	-	-	-	-	-
Øyenstikkere	2	-	-	37	36	2	-	-
Steinfluer	20	100	24	207	136	117	54	70
Vårfluer	247	391	674	237	83	184	118	247
Muslinger	54	189	19	333	4	35	-	-
Snegler	16	96	16	-	1	21	-	-
Antall individer	1707	2559	1752	2811	3105	2064	903	1640
Antall taxa	21	21	23	28	21	27	22	26
Antall EPT-taxa	9	11	12	15	12	15	14	16
RAMI	5,22	4,02	6,00	4,14	5,26	4,84	5,15	5,29
ASPT	5,60	6,08	5,82	6,39	6,27	5,84	6,71	5,93

Tabell 4-4. Bunndyrprøveresultater fra Hitra 1, stasjoner H6-H8. Det bemerkes at det kun er tatt prøver i stasjon H7 våren 2025. V=vår, H=høst.

Gruppe	H6		H7*	H8	
	V	H	V	V	H
Igler	-	-	-	-	-
Fåbørstemark	9	17	49	-	9
Vannmidd	9	65	16	9	16
Krepsdyr	-	-	-	-	-
Biller	20	117	4	67	74
Tovinger	316	663	983	197	178
Døgnfluer	285	208	1	723	104
Teger	-	-	-	-	-
Nettvinger	-	1	-	-	-
Øyenstikkere	-	1	-	-	-
Steinfluer	137	45	74	120	259
Vårfluer	96	584	162	49	144
Muslinger	-	-	54	-	-
Snegler	1	84	1	-	-
Antall individer	873	1785	1344	1165	784
Antall taxa	22	26	21	20	23
Antall EPT-taxa	14	16	12	12	15
RAMI	5,71	4,38	4,94	5,78	4,73
ASPT	6,18	6,06	5,53	7,00	5,93

*Kun prøvetatt våren 2025.

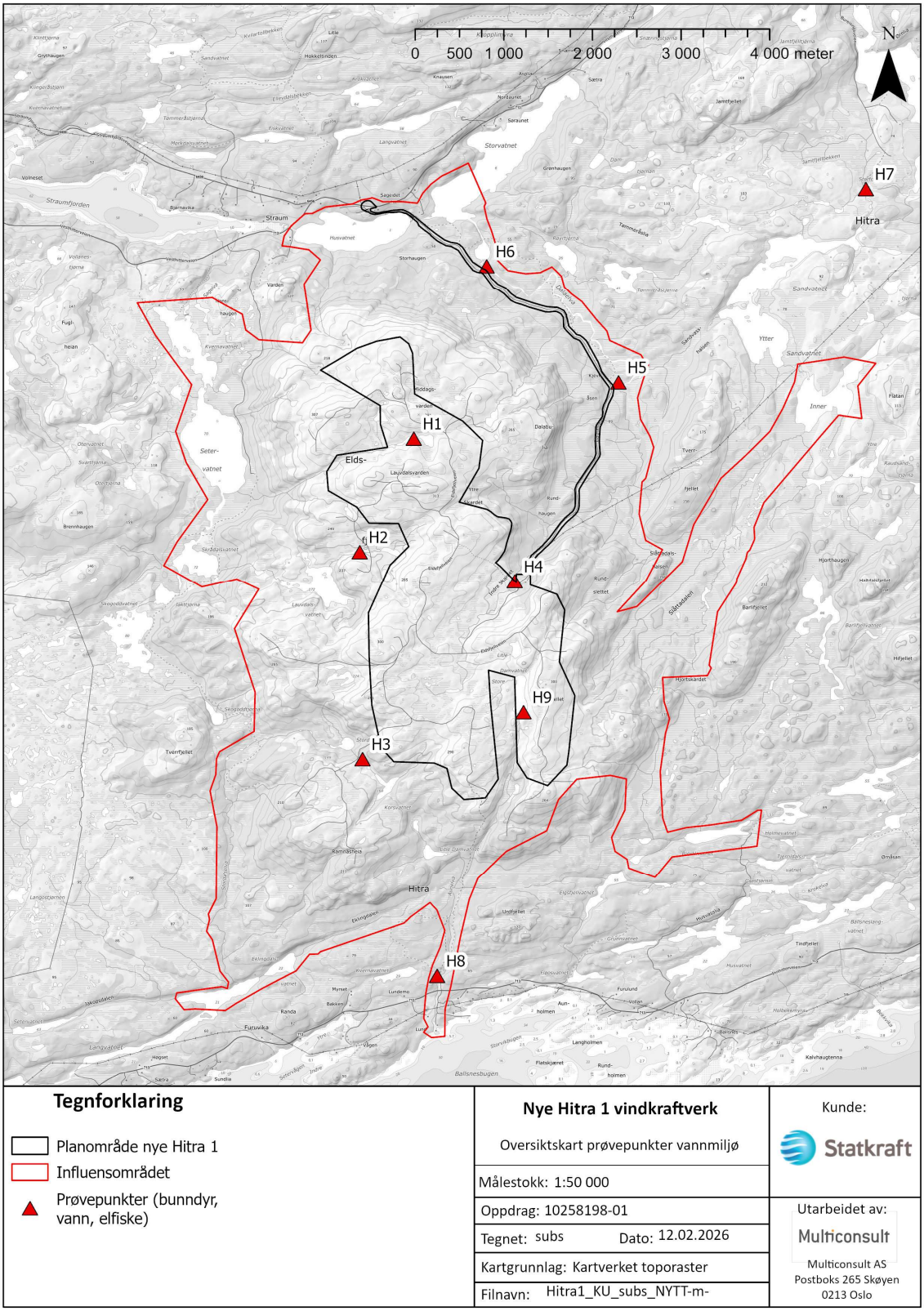
Det er registrert elvemusling i Straumsvassdraget/Husvatnet. Denne strekningen ligger innenfor influensområdet. Det er ved feltarbeid i oktober gjort undersøkelser med vannkikkert hvor elvemusling ble påvist i samme strekning.

Det er ikke registrert amfibier i Artskart pr. februar 2026.

Det er ved feltarbeidet registrert en rekke livskraftige vannplanter. Se Tabell 4-5 for liste over registrerte vannplanter.

Tabell 4-5. Resultater fra kartleggingen av akvatiske planter under høstrunden.

Stasjon	Norsk navn	Art	Rødlistestatus
H6	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H6	krypsiv	*Juncus bulbosus*	LC
H5	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H5	krypsiv	*Juncus bulbosus*	LC
H4	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H4	vanlig kransalge	*Chara vulgaris*	LC
H3	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H3	tusenblad	*Myriophyllum spicatum*	LC
H9	botnegras	*Zannichellia palustris*	LC
H9	tusenblad	*Myriophyllum spicatum*	LC
H9	tjerngras	*Potamogeton gramineus*	LC
H2	vanlig kransalge	*Chara vulgaris*	LC
H2	hvit nøkkerose	*Nymphaea alba*	LC
H2	tusenblad	*Myriophyllum spicatum*	LC
H1	flotgras	*Sparganium angustifolium*	LC
H1	botnegras	*Zannichellia palustris*	LC



Figur 4-1. Kart over stasjoner for biologiske undersøkelser.

4.5 Vannforekomster

Vannforekomster er definert i Miljødirektoratets database Vann-nett. Det er gjort søk i Vann-nett (Miljødirektoratet, Vann-nett, u.d.), Vannmiljø (Miljødirektoratet, Vannmiljø, u.d.) og Artskart (Artsdatabanken, u.d.), november 2025. Nedbørsfelter er vurdert med NVEs verktøy i NEVINA (NVE, NEVINA, u.d.) og med verktøyet Scalgo. Tabell 4-6 viser en sammenstilling av registreringer fra Vann-nett, Vannmiljø og Artskart.

Tabell 4-6. Sammenstilling av informasjon fra Vann-nett (Miljødirektoratet, Vann-nett, u.d.) om vannforekomster på planområdet og i influensområdet. Dalelva (merket) er registrert som anadrom i Lakseregisteret.*

Vannforekomster på planområdet	Økologisk tilstand (presisjon)	Kjemisk tilstand (presisjon)	Prøve-punkter i Vannmiljø	Datagrunnlag i Vann-nett	Registreringer i Artskart (Reg.år)
Setervatnet – Kvernaelva bekkefelt (ID: 117-165-R) Nasjonal vanntype: R106 Anadrom fisk: Nei	God (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, antas at den er basert på påvirkningsanalyse, og fordi det er elvemusling i vannforekomsten.	Røye (1993), Ørret (1993)
Dalaelva (ID: 117-67-R) Nasjonal vanntype: R206 Anadrom fisk: Nei*	God (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse	
Aunåa (ID: 117-89-R) Nasjonal vanntype: R107 Anadrom fisk: Nei	Moderat (L)	Udefinert	Nei	Økologisk tilstand er fastsatt gjennom Statsforvalters faglige vurdering av fisk.	
Dalelva (ID:117-183-R) Nasjonal vanntype: R206 Anadrom fisk: Nei*	Dårlig (H)	Udefinert		Tilstand basert på påvirkningsanalyse. Bunnfauna dårlig tilstand, fisk moderat tilstand.	Ørret (1993)
Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet (ID: 117-169-R) Nasjonal vanntype: R106 Anadrom fisk: Nei	Dårlig (L)	Udefinert	Ja	Økologisk tilstand er satt utfra undersøkelser av fisk nedstrøms og vest for planområdet.	Ørret (1993)
Ytre Sandvatnet – Blåskogvatnet bekkefelt (ID:117-199-R) Nasjonal vanntype: R107 Anadrom fisk: Nei	Svært god (II)	Udefinert	Ja, ett i Blåskogvatnet	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse	
Krokelva (ID:117-192-R) Nasjonal vanntype: R107 Anadrom fisk: Nei	Svært god (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse	
Storvatnet (ID: 117-36097-L) Nasjonal vanntype: L106 Anadrom fisk: Nei*	God (II)			Informasjon mangler	Ørret (1993)
Sætervatnet	Svært god (II)	Udefinert		Tilstand basert på påvirkningsanalyse	Ål (1918), Ørret (1993)

(ID: 117-36130-L) Nasjonal vanntype: L106 Anadrom fisk: Nei					
Storvatnet – Daleelva bekkefelt (ID: 117-184-R) Nasjonal vanntype: R206 Anadrom fisk: nei	Svært god (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse. Bekkefeltet ligger i all hovedsak oppstrøms influensområdet, men én bekkestreng (Fjellbekken) drenerer mot Husvatnet rett nord for planområdet.	Ørret (1993)

4.5.1 Beskrivelse av dagens tilstand, jf. vannforskriften

Tabell 4-7 viser en oppsummering av tilstanden i stasjonene som er undersøkt i 2025. Som vist i Tabell 4-6, er Vann-netts klassifisering av vannforekomstene i hovedsak basert på påvirkningsanalyser og ekspertvurderinger, og i liten grad på overvåkningsdata. Stasjonene som ble undersøkt i 2025 gir derfor et verdifullt supplement.

Vannkvaliteten er gjennomgående god, med lave nivåer av arsen, tungmetaller og næringssalter.

Det er registrert en viss variasjon i innhold av hovedioner (Na, K, Ca, Mg, SO4 og Cl), noe som trolig skyldes variasjoner i berggrunn og løsmasser samt forskjellig grad av påvirkning fra sjø. Vassdragene virker ikke spesielt forsuringsutsatte, men i Storfossen (H7) er det målt negativ bufferkapasitet både vår og høst. RAMI-indeksen for bunndyr indikerer ikke forsuringsproblematikk, heller ikke i stasjon H7.

Næringssaltinnholdet er i all hovedsak lavt, utenom noe avvikende resultater for totalfosfor i Dalaelva som ga moderat tilstand i denne stasjonen i 2025.

Tre stasjoner (H2, H3 og H9) ble undersøkt for mikroplast og bisphenol A. Det ble ikke påvist plasttyper som forbindes med vindturbiner i noen av vannprøvene, men metoden som ble benyttet medfører stor usikkerhet. Det ble heller ikke påvist bisphenol A i nærheten av miljøkvalitetsstandarden for vann (på det meste ca. 1750 ganger lavere enn EQS-verdien). Undersøkelsene er beskrevet i vedlegg 1 og 3.

Bunndyrindeksen, som skal fange opp respons på eutrofi og organisk belastning (ASPT), viser god tilstand utenom i stasjon H1 og H7. Begge disse stasjonene ble målt i svært god tilstand mht. innhold av fosfor og nitrogen i vannprøvene.

Datasettet fra 2025 gir et akseptabelt utgangspunkt for å måle ev. endringer som følge av utbygging, og resultatene fra 2025 tyder ikke på negativ påvirkning fra eksisterende vindkraftverk.

Tabell 4-7. Oppsummering av tilstanden for de forskjellige undersøkte parameterne i elver og bekker. Tilstanden er markert med fargekodene som benyttes i veileder 02:2018. Blå = svært god tilstand, grønn = god tilstand, gul = moderat tilstand, rød = svært dårlig tilstand.

Vannforekomst	Stasjon	Økologisk tilstand		Støtteparametere til økologisk tilstand					Kjemisk tilstand	
		Bunndyr		tot-P	tot-N	VRS*	pH	ANC	Prioriterte stoffer	Prioriterte stoffer (BPA)**
		RAMI	ASPT							
Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet (ID: 117-169-R)	H3									
Aunåa (ID: 117-89-R)	H8, H9									
Dalaelva (ID: 117-67-R)	H4						-	-		-
	H6									
Setervatnet/ Kvernaelva bekkefelt	H1									

(ID: 117-165-R)										
Tjern, ikke definert vannforekomst	H2									
Ytre Sandvatnet - Blåskogvatnet bekkefelt (ID: 117-199-R)	H7									-

*Vannregionspesifikke stoffer

4.6 Fremmede arter

Eksisterende kunnskap er basert på søk i Artsdatabanken november 2025 (Artsdatabanken, u.d.).

Det er ikke registrert fremmedarter med tilknytning til ferskvann innenfor influensområdet.

4.7 Økosystemtjenester

Det finnes ikke noen standardisert metode for å vurdere økosystemtjenester på reguleringsplannivå (Miljødirektoratet, Konsekvensutredninger for klima og miljø, 2020). Det er derfor gjort en enkel, skjønnsmessig vurdering av hvilke økosystemtjenester vannmiljøet i influensområdet gir.

Økosystemtjenester fra vann og vassdrag er delt inn i forsynende, regulerende, støttende og kulturelle tjenester for å synliggjøre funksjonen. Det er valgt ut de tjenestene som vurderes som mest relevante, men det er ikke utført en innbyrdes rangering av viktigheten.

Tabell 4-8. Økosystemtjenestene fra vannmiljøet i influensområdet.

Overordnet funksjon	Økosystemtjeneste	Beskrivelse
Regulerende tjeneste	Klimaregulering	Vann absorberer og lagrer varme, påvirker lokalt klima
	Vannrensing	Våtområder, bekker og elver filtrerer næringsstoffer, forurensning og sedimenter
	Avrenning til vann- og vassdrag / flomdemping	Våtmarksområdene kan holde mye vann/fungere som store vannmagasin og fungerer som flomdempere.
	Erosjonsbeskyttelse	Skog og vegetasjon langs elva binder jorda slik at erosjon går saktere.
	Sykdomskontroll	Naturlige prosesser regulerer bakterier og parasitter i vann
Forsynende tjeneste	Drikkevann	Essensiell tjeneste for de som er tilknyttet drikkevannskilden
	Vanning til jordbruk	Sikrer produksjon av mat og dyrefor
Støttende tjeneste	Habitater	Skog, eng, våtmark, ferskvannssystemer innenfor et lite område gir stor variasjon i artssammensetning.
	Vannets og næringsstoffers kretsløp	Vann sikrer transport av næringsstoffer og forbinder økosystemer
Kulturelle tjenester/ Opplevelses- og kunnskapstjenester	Friluftsliv og fiske	Opphold ute i naturen er viktig for både psykisk og fysisk helse. Fiske og funksjonelle vassdrag med akvatisk liv er en svært integrert del av norsk turtradisjon
	Estetikk	Vann, vassdrag og blågrønne strukturer gir naturopplevelser og øker trivsel

4.8 Grunnforurensning

Normverdiene i forurensningsforskriften kapittel 2 definerer hva som forstås med forurenset grunn (LOVDATA, u.d.). Løsmasser med innhold av stoffer over normverdi regnes som forurenset masse. I tillegg anses berg med syredannende potensial som forurenset grunn. Større fraksjoner av ikke-reaktivt berg, uten tilførte stoffer, regnes som ikke-forurenset masse.

Jamfør veileder M-1941, vil opprydding av forurenset grunn oftest være ivaretatt gjennom forurensningsforskriften, og skal da håndteres i forbindelse med byggesaken. Kun et fåtall områder og lokaliteter har så krevende grunnforurensning at forurenset grunn skal konsekvensutredes i planfasen.

I Miljødirektoratets grunnforurensningsdatabase er det ikke registrert lokaliteter med forurenset grunn på planområdet (Miljødirektoratet, Grunnforurensning, n.d.). Nærmeste registrerte lokalitet er et begrenset areal på Hitra 2, der det skjedde en kranbilvelt i 2019. Velten medførte oljeforurensning av løsmasser, og det ble i etterkant utført saneringstiltak (Multiconsult, 2019). Lokaliteten er nå registrert med akseptabelt forurensningsnivå iht. arealbruken i Miljødirektoratets grunnforurensningsdatabase (Miljødirektoratet, Grunnforurensning, n.d.). Stasjon H3 ligger nedstrøms lokaliteten for kranbilvelt, og det ble ikke detektert olje i vannprøver fra stasjonen.

Multiconsult er ikke kjent med at bergartene på planområdet (dioritt/diorittisk gneis) assosieres med høye nivåer av tungmetaller eller høyt sulfidinnhold, og det er ikke registrert resultater fra vannprøver som tyder på sur avrenning fra reaktive bergarter.

Terrenginngrep forventes derfor å skje i ikke-forurenset grunn.

4.9 Forurensning

For kilder som er sitert vises det til referanselisten i kapittel 9. Informasjon om oljelekkasjer under normal drift er gitt av Statkraft, og er basert på registeringer under deres vedlikehold av vindkraftverk.

4.9.1 Arealer og resipienter som kan berøres

Anleggsrelatert forurensning (f.eks. nitrogen og partikler) kan berøre alle vannforekomster på planområdet (se Tabell 4-6). Påvirkning på vannforekomstene nedstrøms planområdet, men innenfor influensområdet, betinger transport med bekkefelter.

Figur 3-6, Figur 3-7 og Figur 3-8 viser plasseringer og utbedring av veier/veiskuldre, turbinpunkter og traséer for kabelgrøfter.

4.9.2 Forurensning i anleggsfasen

De mest vanlige forurensninger som oppstår under anleggsarbeid er som følger:

- Partikkelforurensning fra massehåndtering
- Nitrogen fra sprengningsarbeider
- pH fra betongarbeider
- Generelt økt utlekking av salter og ioner fra masser som blir berørt av terrenginngrep
- Akutte utslipp av drivstoff, olje og kjemikalier
- Bakterier i forbindelse med utslipp fra sanitæranlegg/rigg

Utslipp fra anleggsarbeid er ikke mulig å kvantifisere i tidlige prosjektfaser, da det er mange faktorer som vil påvirke omfanget, som f.eks. sesong og værforhold under de forskjellige typene arbeid, entreprenørs driftsopplegg og beredskapen ved uhell. Erfaringsmessig medfører anleggsarbeider noe forurensning, og det er sjelden avbøtende tiltak ikke er nødvendig. Implementering av avbøtende tiltak følger bl.a. av forurensningslovens generelle krav om å minimere forurensning innenfor rimelige kostnadsrammer. Denne plikten gjelder for alle utslipp, også de som er regulert med grenseverdier.

De fleste anleggsrelaterte forurensninger kan reduseres gjennom avbøtende tiltak samt gjennom god beredskap for uhellsutslipp. Unntakene vil normalt være nitrogenavrenning og en generell økning i stoffutlekking fra masser som har vært håndtert. Dette medfører diffus avrenning av nitrogen, fosfor og hovedioner / salter. Ved større nedbørsmengder vil det også ofte være er krevende å holde tilbake under anleggsarbeid.

Økt partikkelinnhold

Partikkelutslipp er spesielt problematisk når de fungerer som spredningsmekanisme for annen forurensning, typisk for anleggsarbeid i områder med forurenset grunn. Dette har lav sannsynlighet i dette prosjektet.

Anleggsarbeidene vil medføre noe økning i erosjon og partikkelinnhold i avrenning, men pga. omfanget på arbeidene forventes det ikke stor partikkelproblematikk. Konsekvensene for vannforekomstene på Nye Hitra 1 vil være midlertidige, og det det er liten fare for varig forringelse av vannforekomster.

I senere faser må avbøtende tiltak detaljeres for å minimere forurensningsrisikoen.

Konsekvenser og sannsynlighet for økt nitrogeninnhold

Sammenstillinger av resultater fra flere anleggsprosjekter (NIBIO, 2022) tyder på at store sprengsteinsfyllinger avgir avrenning med relativt høye nitrogenkonsentrasjoner, særlig i det første året. Deretter er det en sterkt avtagende trend.

Nitrogenforbindelser er vannløselige og lar seg i liten grad fjerne ved konvensjonell fordrøyning og sedimentasjon av partikler i avrenning/anleggsvann. Dagsonesprengning forbrenner anslagsvis 98-99 % av ammoniumnitraten i sprengstoffet (Norsk Forening for Fjellsprengningsteknikk, 2009), og restene av omsatt sprengstoff (1-2 %) vil være en én-gangs tilførsel til terreng og vassdrag.

Det kan ikke utelukkes at det oppstår midlertidige økninger av nitrogenverdier i nærheten av sprengningsarbeider, men dette vil ikke gi varig forringelse.

Akutte virkninger fra nitrogen er knyttet til ammoniakkproduksjon. Ammoniakkproduksjon i vann er en temperatur og pH-avhengig likevekt mellom ammonium og ammoniakk, der ammoniumet stammer fra sprengstoff som inneholder ammoniumnitrat. Konsekvensen fra ammoniakk kan være akutt dødelighet for fisk og andre gjellerespirerende organismer. På Hitra vil det være begrenset omfang på betongarbeider, da disse vil utføres for turbinfundamenter, transformatorstasjon, servicebygg og bomfester på adkomstvei. Sannsynligheten for ammoniakkproduksjon vurderes derfor som liten. Men det er mest sannsynlig behov for kontroll og ev. justering av pH i vann som har vært i kontakt med fersk betong.

Økt pH under betongarbeider

Vann som kommer i kontakt med fersk betong vil bli sterkt basisk (pH=10-12). Konsekvenser ved utslipp av vann med pH 10-12 kan være akutt dødelighet, primært pga. gjellereaktive metaller eller ammoniakk.

Konsekvensen vil være avhengig av mengder, både i utslipp/avrenning og resipient og hvilke arter som eksponeres.

Det vil ikke være omfattende betongarbeider i anleggsperioden (det er i hovedsak behov for å støpe for turbinfundamenter), men avbøtende tiltak for å unngå direkteutslipp av vann med høy pH er nødvendig.

Økt utlekking fra nedknust berg og masser

Massehåndtering og berg som blir sprengt og knust vil danne nye forvitringsflater og sterk økning i spesifikt overflateareal, noe som gir økt stoffutlekking. Etter Multiconsults erfaringer kan det forventes økt innhold av bl.a. bikarbonat og kalsium, selv i områder med kalkfattig bergarter. Ettersom terrenginngrep vil være relativt små og fordelt over lange strekninger, er det generelt liten

sannsynlighet for problematisk utlekking fra nedknust berg, og det er heller ikke identifisert spesielt utsatte lokaliteter.

Utslipp av olje og kjemikalier

Erfaringer fra andre vindkraftverk er at de fleste uhellsutslipp av hydrokarboner er små og skjer oppe på veier og plasser eller like inntil disse som følge av slangebrudd, andre tekniske feil eller maskinvelt/utforkjøring av anleggsmaskiner og kjøretøy nede på bakken. Slike utslipp berører oftest opparbeidete arealer hvor det er lett å komme til og fjerne forurensete masser.

Veileder 02:2018 (3) fastsetter ikke EQS-verdier for oljeforbindelser i hverken vann eller sedimenter, men oljeforbindelser er likevel giftig for akvatiske organismer.

Sannsynligheten for uhellsutslipp av olje under anleggsarbeid er betydelig. Konsekvensen av mindre uhellsutslipp vil imidlertid være små. Større uhellsutslipp fra f.eks. maskinvelt/utforkjøring av anleggsmaskiner, kan medføre en midlertidig forringelse av vassdragsavsnitt som blir berørt. Ved store utslipp til små vassdrag kan restaureringstiden være lang.

Avbøtende tiltak og beredskap mot uhellsutslipp er nødvendig.

Riggområder

Typiske forurensninger fra riggområder vil være gråvann samt olje og drivstoff. Forurensningsfaren er avhengig av plasseringen av riggområder samt rutiner for håndtering av olje/drivstoff samt vedlikehold av maskiner.

God planlegging og krav til drift av riggområder er viktige risikoreduserende tiltak. Det må stilles krav til håndteringen av gråvann, olje og drivstoff.

4.9.3 Forurensning i driftsfasen

Forurensning i driftsfasen kan deles inn i utslipp som skjer ved normal drift og utslipp knyttet til hendelser, som turbinhavari eller brudd på turbinblader.

Utslipp av olje og glykol

Det er i hovedsak tre kilder som kan gi oljeutslipp i driftsfasen; girolje, hydraulikkolje og kjølevæske/glykol. Det er et skille mellom forbruk av olje og utslipp av olje ved en hendelse. Det kan være forbruk knyttet til at olje svetter/presses ut. Dersom fordampning forekommer er det sannsynligvis de lette og mest flyktige komponentene som fordamper. Disse vil tynnes ut i luften og forbli i gassform.

Alle turbiner skal være utstyrt med oppsamlingskar med tilstrekkelig volum. I tillegg kommer barrierer som absorbenter i hub (hub er styringsenheten for vinger), oppsamlingskar i girboks og hovedakslingen. Statkraft gjennomfører tilsyn minst to ganger i året, men de fleste vindturbinene har fysisk tilsyn oftere på grunn av arbeid som skal skje i turbinene eller oppfølging av alarmer.

Dersom det oppdages olje- eller kjemikalielekkasje i vindmøllene, skal oppsamlingskar tømmes, og nacelle/hub vaskes. Ved etterfylling skal det vurderes om og hvor mye olje eller kjemikalier som har lekket ut av møllene.

I 2020/21 ble det registrert 20 hendelser relatert til olje i Statkrafts anlegg i Norge. I 2022 ble det registrert 21 hendelser og i 2023 ble det registrert 26 hendelser. Det gir et snitt på 22 hendelser i året for anleggene i Midt-Norge. Hendelsene ble registrert i anlegg med til sammen 287 turbiner. Hendelser pr. turbin pr. år ligger dermed i området 0,07-0,09 som tilsier én hendelse pr. 11-13 år i gjennomsnitt. Halvparten av lekkasjene ble oppdaget ved inspeksjon og halvparten ble oppdaget umiddelbart. Statkraft har registrert utslipp ved en enkelthendelse på opptil 45 liter. Det er også registrert to større utslipp av kjølemedium/glykol (90 og 600 liter).

Typiske hendelser gir lekkasjer på 1-20 liter olje med et gjennomsnitt på 8,3 liter. Statkraft har anslått at ca. halvparten av mengden slippes ut til ytre miljø. Hvis det legges til grunn et snitt på 8,3 liter per

hendelse og 0,09 hendelser per turbin per år i et anlegg utgjør dette 0,75 liter olje per turbin pr. år, der ca. 50 % (0,37 L pr. turbin pr. år) antas å slippe ut til ytre miljø.

Dersom 0,37 liter per turbin legges til grunn som et gjennomsnitt pr. turbin og dette skaleres med 15 turbiner, blir et anslag for oljelekkasje under drift av Nye Hitra 1 på 5-6 L pr. år.

De miljømessige konsekvensene av oljeutslipp av typen som er registrert av Statkraft, vil generelt være små. Oljeutslippene vil gi lokal forurensning, og da primært i løsmasser rundt turbinen der det er mulighet for sanering.

Turbinhavari med akutte utslipp av olje og kjemikalier

Turbinvelt, brann og lekkasjer ut av nacellen er trolig hendelsene som har potensial til mest alvorlig spredning av forurensning. Slike hendelser er forholdsvis sjeldne, men kan forekomme.

Et turbinhavari med akuttutslipp av olje og / eller glykol direkte til bekk/elv vil medføre en økologisk konsekvens for vannstrenger og vann som blir berørt. Under gitte værforhold kan et akuttutslipp fra turbinhavari berøre bekkestrenger på alle deler av planområdet

Konsekvensen fra et turbinhavari (brann / velt) vil variere fra alvorlig miljøskade, som kan kreve opprydning/restaurering av berørt bekk/vassdrag, til liten skade som selvrestaurerer på forholdvis kort tid.

Et utslipp av hele oljemengden og glykolmengden i en turbin (2-2,5 m^3) til en vannstreng vil sannsynligvis ikke medføre varige forringelse av vannforekomsten, men en slik hendelse kan forringe tilstanden i en periode.

Mikroplastslitasje fra vindturbiner

Selve vedlikeholdet og reparasjonen av turbinbladene vil være en liten kilde til lokale utslipp av mikroplast via pussestøv, avskrap, søl o.l. Det må derfor være gode rutiner for å samle opp pussestøvet og avskrap ved bruk av støvsugere, tette flater og duker der det er mulig.

Utslipp fra slitasje på turbinbladene vil i hovedsak være mikroplast, som er en fellesbetegnelse for plastbiter som er mindre enn fem millimeter. Mikroplast består av polymerer og tilsetningsstoffer som kan inneholde skadelige stoffer. De fleste vindturbinblader er laget av kompositter som består av glassfiber kombinert med epoksy. I tillegg består bladene av lag med lim, fyllmateriale og en coating eller lakk. Det ytterste laget med coating varierer i tykkelse mellom produsenter, men er generelt noen få mm tykt. Bisfenol A, kan finnes i glassfiberen, som ligger under coatingen og fyllmassen, men dette er ikke vanlig for nyere turbiner Det er også sjeldent at slitasje blir så omfattende at den eroderer glassfiberen.

Ifølge NVE utgjør årlig slitasje på turbinblader inntil 150 g -200 g /turbin/år, dvs. 50-70 g pr. blad (NVE, Forurensning, u.d.). En aktør som hadde beregnet utslipp basert på inspeksjon av egne turbinblader, kom frem til en årlig slitasje på 200 g/turbin/år. Utfra et anslag på 200 g/turbin/år vil de ca. 1400 turbinene som er i drift eller under bygging i Norge i dag, gi et årlig utslipp på 280 kg. En gjennomgang utført av Faktisk.no, der forskere fra SINTEF ble konsultert, støtter disse anslagene (Faktisk.no, u.d.).

I en studie publisert av Danmarks Teknisk Universitet i 2024 ble det estimert et årlig utslipp på 30 til 540 g/blad/år. Tallet representerte både vindturbiner på land og til havs. For vindturbiner på land anslo estimatene et tap av plast på 8-50 g/blad/år (Michnaevsky, 2024). Estimatene var basert både på modellering og statistikk på vedlikehold.

En studie utført av TNO i Nederland estimerer 240 g plastslitasje/offshore vindturbin/år. (Caboni, 2024). Studien diskuterer også estimatet opp mot NORWEAs estimat fra 2021 på 150 g/turbin/år, samt estimater publisert av nederlandske miljømyndigheter i 2023, som oppgir et spenn fra 3 g – 14 kg/turbin/år.

Både den danske og nederlandske studien imøtegår resultatene fra Solberg *et. al* fra 2021 som oppga et svært høyt estimat på 62 kg/turbin/år (Solberg, 2021).

I 2020 utarbeidet mepex en rapport for Miljødirektoratet om norske landbaserte kilder til mikroplast (M-1920). Det fremgår at underlagstall for beregninger for vindkraft i denne rapporten er hentet fra Facebook, og estimatene er særdeles usikre, noe som også påpekes av mepex.

Miljødirektoratet anser det som sannsynlig at det samlede utslippet fra løpende slitasje på turbinblader i Norge vil være mindre enn 1 tonn/år, og tar dermed lite hensyn til tallene fra mepex mht. erosjon på turbinblader. Organisasjonen Viden om vind referer til at den danske Miljøstyrelsen har anslått årlige utslipp fra 4400 danske vindturbiner til 660 kg/år, og at estimatet er basert på Miljøstyrelsens rapport om mikroplast fra 2015 (Viden om Vind, u.d.) (Miljøstyrelsen, 2015).

På spørsmål om vindkraft sprer store mengder mikroplast, svarer det svenske Naturvårdsverket at det ikke er tilfellet (Naturvårdsverket, u.d.), og at dette er en feilaktig påstand som dessverre har fått stort gehør. Videre påpeker Naturvårdsverket at de største kildene til mikroplast i miljøet stammer fra bildekk, tekstiler, plastikkemballasjer og kosmetikk, noe som også fremgår fra flere andre analyser av kilder til mikroplast.

En SINTEF-ledet studie av sedimenter rundt Hywind Scotland (flytende offshore-vindpark) utviklet en metode for å identifisere partikler spesifikt fra bladbelegg. I 15 sedimentstasjoner ble det funnet noen mikroplastpartikler, men ingen med polymere som samsvarte med turbinbeleggene. Konklusjonen var at eventuell mikroplast fra blad-erosjon enten er under deteksjonsgrensen i sedimentene, spres videre i vannsøylen, eller at utslippene er svært små sammenliknet med bakgrunnsnivå (Stefania Piarulli, Lisbet Sørensen, Stephan Kubowicz, Heléne K. Vrålstad, Kari Mette Murvoll, Andy M. Booth, 2024).

Utfra litteratur fremstår det som helt klart at utslippene av mikroplast fra landbasert vindkraft er små sammenlignet med andre landbaserte kilder.

Det er likevel klart at noe mikroplast slites av turbinbladene, men den videre spredningen er usikker. Det er bl.a. usikkerhet knyttet til hvor mye av slitasjepartiklene som faller ned i nærområdet, og hvor mye som følger vind, samt hvor dette faller ned. Mikroplast kan spres over store avstander (Fei Jiang, Chengze Gao, Arthur W. H. Chan, David O. Topping, Hongliang Zhang, Weijun Li5, 2025). Så vidt vi er kjent med, er det ikke gjort direkte målinger eller modelleringer av luftbåren mikroplast fra vindparker.

Havari av turbinblad

Faren for at turbinblader knekker er til stede. De senere år er det rapportert om brukne turbinblader i Odalen, Øyfjellet, Kvenndalsfjellet på Fosen/Hitra og på Smøla. Selve turbinbladet vil medføre forsøpling av glassfiber og plast på terreng og potensielt i bekker, men ikke utgjøre en akutt forurensningsfare.

Vrakrester fra en slik hendelse må ryddes. Havari av turbinblad medfører en liten forsøplingsrisiko ved at det blir liggende igjen mindre fragmenter som ikke blir ryddet opp. Denne problemstillingen vil igjen avhenge av hvordan et brudd skjer og hvilke størrelsesfraksjoner som dannes fra den brukne vingen.

Bisphenol A

Det vises til vedlegg 3.

Utslipp av bakterier fra sanitæranlegg/rigg

Vindkraftverket vil ikke medføre noen økt fare for spredning av bakterier ettersom det allerede er etablert permanente toalettfasiliteter.

Forurensning under demontering

Anlegget skal nedlegges i henhold til en detaljplan som skal utarbeides av konsesjonær og godkjennes av NVE før anleggsstart av nedleggingen. NVE har utarbeidet et forslag til veileder for nedlegging av vindkraftverk (NVE, Forslag til veiledning om nedlegging av landbasert vindkraftverk , 2022). Demontering må følge regelverket for dette på aktuelt, fremtidig tidspunkt.

Demontering vil omfatte flere prosesser som kan medføre forurensning:

Fjerning av komponenter medfører frakobling av elektriske systemer, nedmontering av turbinblader, nacelle og tårn. Det benyttes store kraner og spesialisert utstyr. Metallkomponenter som stål og kobber fra tårn og maskineri har høyt gjenvinningspotensial. Turbinblader, som ofte er laget av kompositttmaterialer som glassfiber, er mer utfordrende å resirkulere. Per i dag deponeres disse ofte, men det pågår forskning for å utvikle bedre gjenvinningsmetoder. Olje og kjølemedium må samles opp og håndteres iht. gjeldende regelverk for produktene.

Forurensningsfaren fra maskiner som benyttes er sammenlignbar som under bygging (spill/søl av drivstoff og olje).

Rivning genererer avfall, og det er særdeles viktig at dette blir samlet opp i sin helhet og håndtert iht. gjeldende regelverk for avfallshåndtering. Arbeidet med dette må følge en avfallsplan.

Forurensningsfaren for vannmiljø er i utgangspunktet liten, men det vil være en risiko for oljesøl samt spredning av avfall fra demontering.

5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder

5.1 Inndeling i delområder

Influensområdet er delt inn i 13 delområder, der 11 delområder er egne vannforekomster, to er delområder for arter og funksjonsområder og ett delområde for naturtyper (Tabell 5-1, Figur 5-1, Figur 5-2 og Figur 5-3).

For vurderinger etter vannforskriften er det mest hensiktsmessig å behandle hver vannforekomst som et delområde, da hver vannforekomst er gitt en tilstand som påvirkning skal vurderes opp mot.

I registreringskategorien arter og økologiske funksjonsområder er det delt inn i to delområder, ett delområder for anadrom strekning av Dalaelva med Straumsvassdraget og Husvatnet inkludert, og ett delområde for resterende bekkefelt innenfor influensområdet. Innen dette delområdet har alle vannforekomstene lignende egenskaper og verdi, og det forventes forekomster av de samme artene i de fleste vannforekomstene. Det er i dette delområdet satt verdi basert på at man ikke kan utelukke forekomster av ål (EN), da det er forekomster av arten lenger nedstrøms i vassdraget. Ålen kan komme seg opp fosser og stryk, og kan vandre oppstrøms anadrom strekning.

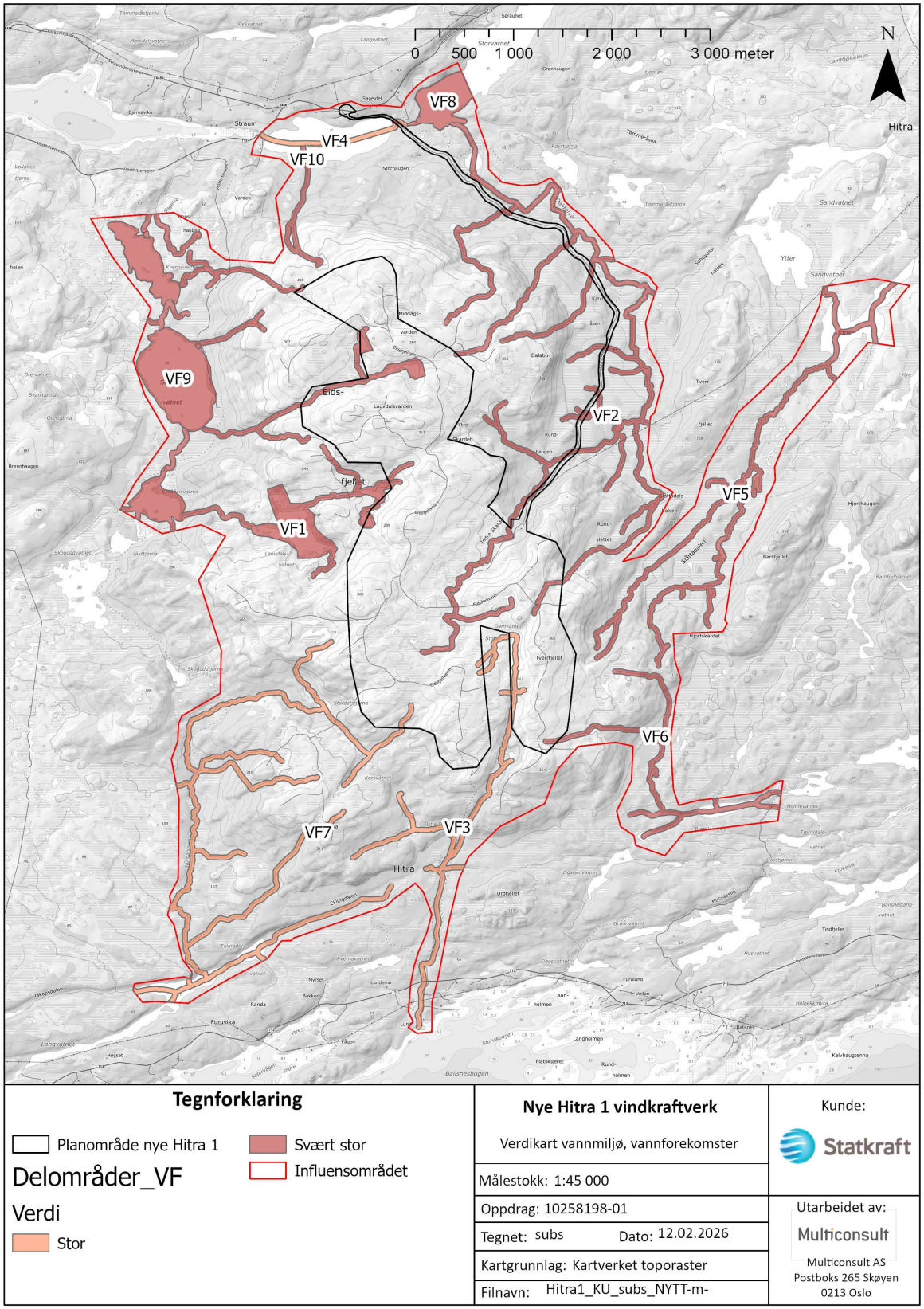
Det er registrert en naturtype i ferskvann innenfor influensområdet; viktig bekkedrag.

Tabell 5-1. Oversikt over delområder i utredningsområdet.

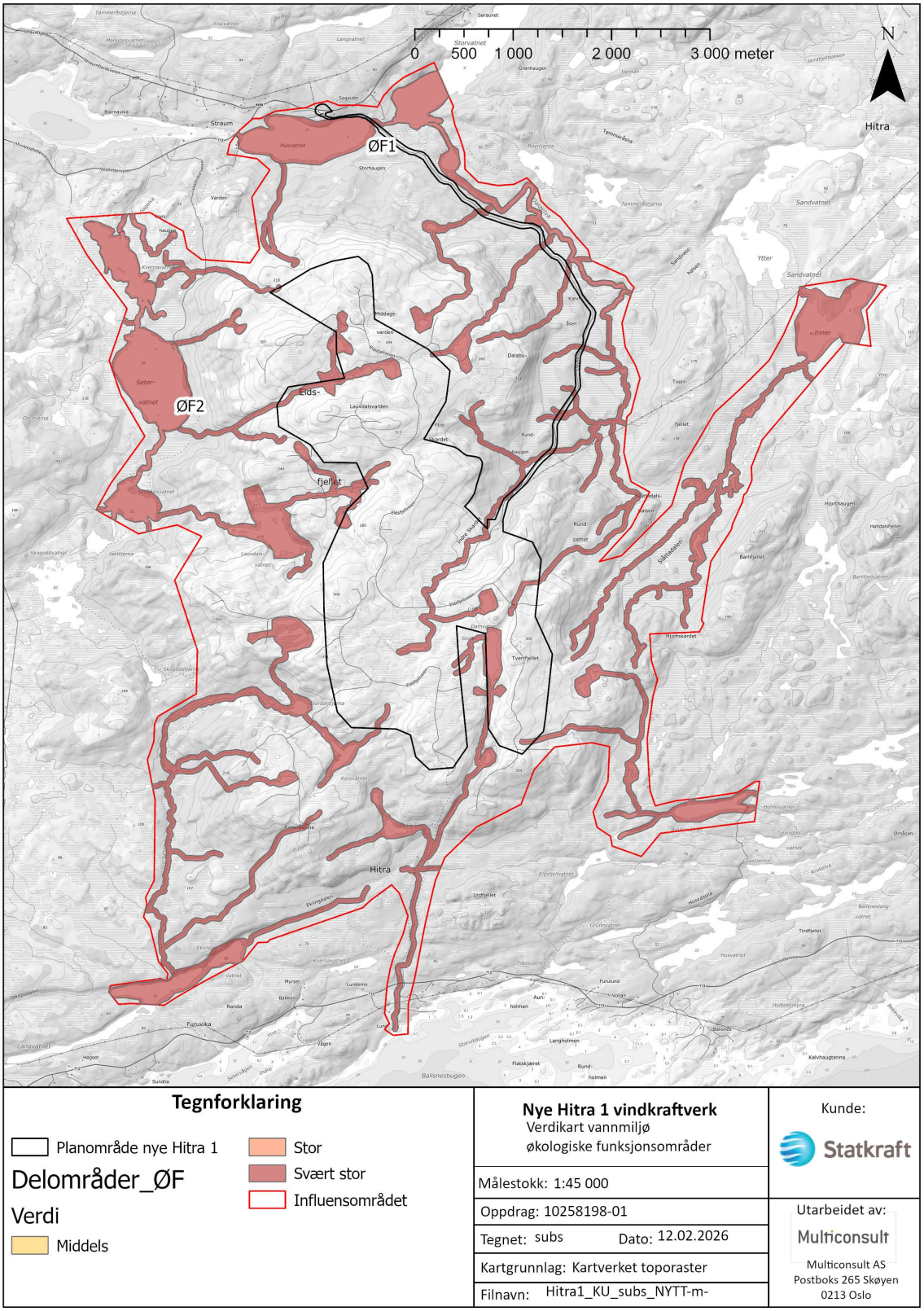
Delområde	Nummerering	Vurderingskategori
Setervatnet – Kvernaelva bekkefelt	VF1	Vannforekomst
Dalaelva	VF2	Vannforekomst
Aunåa	VF3	Vannforekomst
Dalelva	VF4	Vannforekomst
Ytre Sandvatnet – Blåskogvatnet bekkefelt	VF5	Vannforekomst
Krokelva	VF6	Vannforekomst
Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet	VF7	Vannforekomst
Storvatnet	VF8	Vannforekomst
Setervatnet	VF9	Vannforekomst
Storvatnet – Daleelva bekkefelt	VF10	Vannforekomst
Husvatnet, Straumsvassdraget og anadrom strekning av Dalaelva	ØF1	Økologisk funksjonsområde
Bekkefelt innenfor influensområdet	ØF2	Økologisk funksjonsområde
Straumsfjorden: Storvatnet-Husvatnet	NT1	Naturtype

5.2 Verdikart og delområder

Figur 5-1, Figur 5-2 og Figur 5-3 viser verdikart for vannforekomster, arter og økologiske funksjonsområder og naturtyper.



Figur 5-1. Kart over delområder med vannforekomster og deres verdi i utredningsområdet. Nummerering henviser til nummereringen i Tabell 5-1.



Figur 5-2. Kart over delområder i registreringskategori arter og funksjonsområder, og deres verdi i utredningsområdet. Nummerering henviser til nummereringen i Tabell 5-1.

Figur 5-3. Kart over delområder i registreringskategori naturtyper, og deres verdi i utredningsområdet. Nummerering henviser til nummereringen i Tabell 5-1.

5.3 Delområder med vannforekomster – påvirkning og konsekvens

5.3.1 Delområde VF1 Setervatnet – Kvernaelva bekkefelt

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-2. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF1.

Verdivurdering: Delområde VF1 Setervatnet – Kvernaelva bekkefelt **Registreringskategori: Vannforekomst**						
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi		
▲ Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens gode økologiske tilstand.						
Tiltakets påvirkning						
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet	
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.					
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.					
Tiltakets konsekvens						
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).					

5.3.2 Delområde VF2 Dalaelva

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-3. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF2.

Verdivurdering: Delområde VF2 Dalaelva **Registreringskategori: Vannforekomst**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens gode økologiske tilstand.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Alternativet antas å ikke medføre behov for fjerning og legging av ny kabeltrase over Dalaelva, alternativet medfører ingen inngrep i vassdraget.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet Begrunnelse: Tiltaket medfører inngrep i selve vassdraget. Undersøkelsene i 2025 tyder på at bekken har restituert siden forrige kabelkryssing for ca. 20 år siden. Ettersom det er usikkert hvor raskt en restitusjon vil være, settes påvirkningen til noe forringet				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Noe konsekvens for delområdet (-1).						

5.3.3 Delområde VF3 Aunåa

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-4. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF3.

Verdivurdering: Delområde VF3 Aunåa **Registreringskategori: Vannforekomst**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi		Svært stor verdi
			▲		
Delområdet får stor verdi grunnet vannforekomstens moderate økologiske tilstand.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲			
		Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.			
Alt. 1		▲			
		Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.			
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ			▲				
			Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).				
Alt. 1			▲				
			Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).				

5.3.4 Delområde VF4 Dalelva

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-5. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF4.

Verdivurdering: Delområde VF4 Dalelva **Registreringskategori: Vannforekomst**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi		Svært stor verdi
			▲		
Delområdet får stor verdi grunnet vannforekomstens dårlige økologiske tilstand.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲			
		Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.			
Alt. 1		▲			
		Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.			

	Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.
Tiltakets konsekvens	
Utbyggings-alternativ	3/4+ | 1/2+ | 0 | 1- | 2- | 3- | 4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).
Alt.1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).

5.3.5 Delområde VF5 Ytra Sandvatnet – Blåskogvatnet bekkefelt

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-6. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF5.

Verdivurdering: Delområde VF5 Ytre Sandvatnet – Blåskogvatnet bekkefelt Registreringskategori: Vannforekomst					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
				▲	
Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens svært gode økologiske tilstand.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ		▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.			
Alt. 1		▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.			
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2- | 3- | 4-
NÅ			▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).		
Alt. 1			▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).		

5.3.6 Delområde VF6 Krokelva

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1..

Tabell 5-7. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF6.

Verdivurdering: Delområde VF6 Krokelva Registreringskategori: Vannforekomst

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
				▲
Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens svært gode økologiske tilstand.				

Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.				

Tiltakets konsekvens							
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.3.7 Delområde VF7 Laksåsvassdraget oppstrøms Laksåsvatnet og Langvatnet

Det henvises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-8. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF7.

Verdivurdering: Delområde VF7 Laksåsvassdraget oppstrøms Laksåsvatnet og Langvatnet Registreringskategori: Vannforekomst				
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			▲	
Delområdet får stor verdi grunnet vannforekomstens dårlige økologiske tilstand.				

Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt.1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.				

Tiltakets konsekvens

Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.3.8 Delområde VF8 Storvatnet

Det vises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-9. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF8.

Verdivurdering: Delområde VF8 Storvatnet **Registreringskategori: Vannforekomst**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens gode økologiske tilstand. ▲					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen permanente og varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke er inkludert i vurderingen av den varige påvirkningen. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig endring.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.3.9 Delområde VF9 Setervatnet

Det henvises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-10. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF9.

Verdivurdering: Delområde VF9 Setervatnet **Registreringskategori: Vannforekomst**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens svært gode økologiske tilstand.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.3.10 Delområde VF10 Storvatnet – Daleelva bekkefelt

Det henvises til delkapittel 4.5 for informasjon om vannforekomsten. Avgrensningen er vist i Figur 5-1.

Tabell 5-11. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde VF10.

Verdivurdering: Delområde VF10 Storvatnet – Daleelva bekkefelt **Registreringskategori: Vannforekomst**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet får svært stor verdi grunnet vannforekomstens svært gode økologiske tilstand.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen varige virkninger på delområdet. Midlertidige virkninger ansees å være så små at de ikke regnes som varige. Den varige påvirkningen settes derfor til ubetydelig.				

Tiltakets konsekvens							
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt.1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.4 Delområder med registrerte eller verdsatte arter og funksjonsområder – påvirkning og konsekvens

5.4.1 Delområde ØF1 Husvatnet, Straumsvassdraget og anadrom strekning av Dalaelva

Delområde ØF1 er avgrenset til å inkludere anadrom strekning av Dalaleva, samt Husvatnet og Straumsvassdraget.

Avgrensingen er vist i Figur 5-2.

Tabell 5-12. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde ØF1.

Verdivurdering: Delområde ØF1 Husvatnet, Straumsvassdraget og anadrom strekning av Dalaelva **Registreringskategori: Arter og økologiske funksjonsområder**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
				▲	
Delområdet får svært stor verdi grunnet forekomst av sterkt truet art ål (EN). Videre er det forekomster av elvemusling (VU), og strekningen er anadrom med forekomst av laks (NT) og ørret.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen inngrep i vannforekomsten, og påvirkningen vurderes som ubetydelig.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alternativ 1	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						

5.4.2 Delområde ØF2 Bekkefelt innenfor influensområdet

Delområde ØF2 er avgrenset til å inkludere alle bekker og vannforekomster innenfor influensområdet, og med nedbørsfelt innenfor planområdet. Delområdet er slått sammen basert på lignende egenskaper og verdi av vannforekomstene når det gjelder arter og funksjonsområder.

Avgrensingen er vist i Figur 5-2.

Tabell 5-13. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde ØF2.

Verdivurdering: Delområde Bekkefelt innenfor influensområdet **Registreringskategori: Arter og økologiske funksjonsområder**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
				▲	
Delområdet får svært stor verdi på bakgrunn av mulighet for åleforekomster, spesielt i de større vannene i og ved planområdet.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. I det hypotetiske Nå-alternativet er det forutsatt at eksisterende jordkabel som krysser bekken, ligger intakt ved en gjenetablering av nåværende vindkraftanlegg.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Tiltaket medfører direkte inngrep i en liten del av bekkefeltet, samt permanent fjerning av kantsone i forbindelse med utvidelse av vei og etablering av støttemur. Se kart over inngrepet i Figur 3-8. Legging av jordkabel vil foregå i en del av bekken som er funksjonell for fisk og andre ferskvannsorganismer. Dersom avbøtende tiltak iverksettes hvor eksisterende bekkebunn tilbakeføres og det ikke skapes endring fra dagens situasjon anses tiltaket å ha liten negativ konsekvens for arter og økologiske funksjonsområder, og vandringsmuligheter vil opprettholdes. Påvirkningen er på en liten strekning av bekken, og på et mindre areal. Permanent fjerning av kantsone er også av en mindre karakter. Påvirkningen settes derfor til noe forringet.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ubetydelig konsekvens for delområdet (0)						
Alt. 1	▲ Noe konsekvens for delområdet (-1).						

5.5 Delområder med registrerte naturtyper

5.5.1 Delområde NT1 Straumsfjorden: Storvatnet-Husvatnet

Delområdet er avgrenset iht. den registrerte avgrensningen av naturtypen. Avgrensningen er vist i Figur 5-3.

Tabell 5-14. Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde NT1.

Verdivurdering: Delområde NT1 Straumsfjorden: Storvatnet-Husvatnet **Registreringskategori: Naturtype**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet får middels verdi iht. registrering i Naturbase. Naturtypen har fått viktig verdi med forekomst av elvemusling, men bestanden er svært liten og KU-verdien er derfor satt til middels.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
NÅ	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Tiltaket medfører ingen inngrep i naturtypen. Det forventes ingen påvirkning på restareal eller at naturtypens utbredelse blir svekket av tiltaket.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-
NÅ	▲ Ingen konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Ingen konsekvens for delområdet (0).						

6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer

6.1 Sammenstilling av konsekvenser

Sammenstilling av konsekvenser for ulike alternativer er vist i Tabell 6-1.

I tillegg til den utredningen som følger av utredningsprogrammet og planprogrammet er det gjort en sammenligning av dagens Hitra 1 mot Nye Hitra 1 i sammenstillingen under. Dette er gjort ved å sammenligne nullalternativet/referansetilstanden mot dagens situasjon (alternativ NÅ), dersom dagens kraftverk skulle reetableres fra en tilstand lik 0-alternativet. Sammenligningen er hypotetisk og ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet, og den er derfor ikke detaljert omtalt i den tabellariske gjennomgangen av hvert enkelt delområde i kapittel 5. Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det Nye Hitra 1. Mindre og flere vindturbiner sammenlignet med større og færre utgjør lite forskjell for de fleste delområder/funksjonsområder. Forskjellen er hovedsakelig det nye arealbeslaget og ny anleggsfase som kan få varige konsekvenser og fører til noe negativ konsekvens i to av delområdene. Med tanke på samlet belastning, kan Nye Hitra 1 i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som alt er der i dagens situasjon.

Det er identifisert noe varig konsekvens for delområdene VF2 og ØF2 (samme lokalitet, men ulik registreringskategori). Det er ikke identifisert ytterligere varige konsekvenser for vannmiljø knyttet til utbyggingen. Det vil være en midlertidig risiko for økt avrenning i anleggsfasen

Samlet konsekvens for vannmiljø er vurdert til ubetydelig konsekvens. Dette er knyttet til den midlertidige forurensningsrisikoen i anleggsperioden, og konsekvensgraden er noe konservativ ettersom det kun er én lokalitet (VF2 og ØF2) som er gitt negativ noe konsekvens. Anleggsarbeidene er lite omfattende sammenlignet med nyetablering av vindkraftverk, og terrenginngrep er spredt over et stort geografisk område. Det ventes derfor ikke spesielt stor belastning på spesifikke vannforekomster i influensområdet.

I veileder M1941 angis det at samlet konsekvens vil være ubetydelig dersom kun ett delområde har noe negativ konsekvens, og at samlet konsekvens skal trekkes ned til noe negativ dersom minst to delområder settes til noe negativ. I dette tilfellet er det satt to delområder med noe negativ konsekvens, men dette gjelder i realiteten samme lokalitet, der det vil være fysiske inngrep. Vi mener derfor at den samlede konsekvensen blir noe overdrevet ved å sette den til noe forringet.

Tabell 6-1. Oppsummering av konsekvens og samlet vurdering for de ulike alternativene.

Delområder	Alt. 0	Alt.1	Alt. NÅ	Alt. 1 minus Alt. NÅ
VF1	0	0	0	0
VF2	0	-1	0	-1
VF3	0	0	0	0
VF4	0	0	0	0
VF5	0	0	0	0
VF6	0	0	0	0
VF7	0	0	0	0
VF8	0	0	0	0
VF9	0	0	0	0
VF10	0	0	0	0
ØF1	0	0	0	0
ØF2	0	-1	0	-1
NT1	0	0	0	0

Samlet vurdering	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens.	To delområder med noe negativ konsekvens, dette gjelder samme lokalitet, men med vurderinger for delområder etter vannforskriften og økologiske funksjonsområder.	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Rangering	1	2	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Begrunnelser for rangering	Ingen konsekvens for delområder. Ingen alternativer gir positiv konsekvens til delområder.	Rangert basert på antall delområder med konsekvens.	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]

6.2 Ytterligere avbøtende tiltak

Aktuelle avbøtende tiltak som anses som realistiske for å redusere konsekvensene av tiltaket for vannmiljø er:

Anleggsfase:

- Arbeidet i den øvre delen av Dalaelva i vassdrag bør utføres i perioden juli-midten av september, for å unngå den sårbare perioden for fisk (gyting i september/oktober til yngelen svømmer opp fra grusen i mai/juni). Eventuelle tidsavgrensninger for arbeid i vassdrag blir normalt også spesifisert i en tillatelse etter forskrift om fysiske tiltak i vassdrag.
- I tråd med vannressursloven om å bevare kantsoner i vassdrag med årssikker vannføring, må ikke kantvegetasjon fjernes
- Deponi og annen lagring må gjøres med avstand til bekker/elver eller vannkilder.
- Alt bytte av hydraulisk utstyr skal gjøres minst 50 meter fra vassdrag på ett tett dekk med absorbent eller flis, etc over som kan fjernes ved søl.
- Der ny jordkabel skal legges over Dalaelva anbefales det at bunnsubstratet graves av, mellomlagres, og tilbakeføres over ny jordkabel. Ny jordkabel må ikke skape unaturlig forhøyning i bekkebunnen eller skape endringer i bekkebunnen
- Det anbefales å opprette og informere om en aktsomhetssone for kjøring ved broen over Straumsvassdraget, for å redusere faren for uhell ved habitat for elvemusling.

Driftsfase:

- Alle turbiner skal driftes på sikker måte med rutinemessig vedlikehold
- Hver turbin skal ha innvendig oppsamlingsvolum for eventuelle utslipp/lekkasjer av olje eller kjemikalier
- Det skal være varslingssystemer ved lekkasjer
- Vurdere bruk av nedbrytbare oljer. Nedbrytbare olje reduserer miljørisiko, men kan ha andre tungtveiende ulemper.

6.3 Usikkerhet

6.3.1 Usikkerhet ved konsekvensutredningen

Utbyggingsplanene er godt kjent, og det er lite usikkerhet knyttet til dette.

For naturmangfold i ferskvann er områdebeskrivelser og verdivurdering er basert på kunnskap innhentet fra offentlige databaser og feltarbeid. Da naturtyper i vann er generelt i liten grad kartlagt i Norge og metodikk av NiN Limnisk er under utvikling, kan det ikke helt utelukkes at kunnskapsgrunnlaget om naturtyper i ferskvann er begrenset/mangelfullt.

Det påpekes at bunndyrprøver kun er gjennomført to ganger, og i henhold til metodikken skal det tas prøver to ganger i året, og data fra to eller flere år innen en seks-årsperiode kan brukes til å gjøre en økologisk tilstandsvurdering.

Det er kun gjennomført en omgang med elfiskeundersøkelser. Resultatene kan derfor kun brukes til å påvise fiskebestander og årsklasser i de undersøkte vannforekomstene.

Feltundersøkelsene har skaffet et akseptabelt datagrunnlag for vannmiljø. Dersom tilstandsklassifisering av vannforekomster skal gjøres med høy grad av sikkerhet, kreves det flere år med overvåkning, og derfor er det fremdeles en usikkerhet knyttet til den mest korrekte klassifiseringen av vanntyper og tilstand for enkelte kvalitetselementer.

Verdisettingen av delområde ØF2 er belagt med usikkerhet da det ikke er registrert ål i bekkefeltet under feltarbeidet, men det ikke kan utelukkes.

6.4 Vurderinger etter særlovverk, retningslinjer etc.

6.4.1 Forholdet til naturmangfoldloven

Denne utredningen tilfredsstiller § 8 (kunnskapsgrunnlaget) i naturmangfoldloven.

Vurderingene gjort i utredningen er basert på eksisterende kunnskap og supplert med faglige vurderinger. Etter vår vurdering er datagrunnlaget tilstrekkelig for å understøtte vurdering av tiltakets påvirkning, og § 9 føre-var-prinsippet kommer derfor ikke til bruk.

I henhold til § 10 om økosystemtilnærming og samlet belastning, skal konsekvensene av tiltaket vurderes i sammenheng med andre pågående og planlagte tiltak. Vannforekomstene i området er til dels negativt påvirket av vandringsbarrierer for fisk. Nye Hitra 1 vil ikke øke samlet belastning mht. dette, og er ikke i konflikt med vannregionens planlagte tiltak.

Anleggsarbeid forventes å gi en midlertidig liten øking i samlet belastning på vannmiljø i influensområdet. Etter anleggsperioden vil ikke utbygging forverre den samlede belastningen.

Tiltakshaver er ansvarlig for avbøtende tiltak, hvor § 11 (kostnadene ved miljøforringelse skal bæres av tiltakshaver) og § 12 (miljøforsvarlige teknikker og driftsmetoder, samt lokalisering) skal ivaretas. Dette er omtalt i kapittel 5.7.

6.4.2 Forholdet til vannressursloven

I henhold til § 11 i vannressursloven skal det *«langs bredden av vassdrag med årssikker vannføring skal det opprettholdes et begrenset naturlig vegetasjonsbelte som motvirker avrenning og gir levested for planter og dyr»*.

Konsekvensene av tiltaket vil i liten grad komme i konflikt med § 11 i vannressursloven. Det kan være aktuelt å søkes om dispensasjon fra § 11 for utbedring av sving og etablering av støttemur i den øvre delen av Dalaelven.

I henhold til § 16 har allmennheten rådighet over vassdrag. Det forventes ikke at vannforekomster vil forringes slik at det begrenser allmennhetens bruk av selve vassdragene. Konsekvenser for friluftsliv og rekreasjon er vurdert under deltema friluftsliv.

6.4.3 Forholdet til lakse- og innlandsfiskeloven (forskrift om fysiske tiltak)

I henhold til § 1 i forskrift om fysiske tiltak er det forbud å sette i verk fysiske tiltak i vassdrag kan medføre fare for forringelse av produksjonsmuligheter for fisk. Forbudet gjelder ikke dersom tiltaket krever konsesjon etter vassdragsreguleringsloven eller vannressursloven.

Det må sannsynligvis søkes etter forskrift om fysiske tiltak for kabelkryssingen i den øvre delen av Dalaelven.

6.4.4 Forholdet til forurensningsloven

Vindkraftverk i drift regnes å ha et begrenset utslippspotensial (NVE, Forurensning, u.d.), og det må skilles mellom utslipp som oppstår pga. selve utbyggingen, dvs. forurensning som typisk er relatert til anleggsarbeid, og utslipp som skjer i driftsfasen. Basert på eksisterende kunnskap om forurensning fra vindkraftverk, er Miljødirektoratets vurdering at driftsutslipp fra vindkraftverk er av så begrenset karakter at det ikke kreves tillatelse etter forurensingsloven § 11. Det vises til forurensningsloven § 8 tredje ledd.

Omfanget av terrenginngrep for Nye Hitra 1 tilsier at forurensningsloven § 8-3 kan være aktuell for prosjektet. Behovet for å søke utslippstillatelse etter forurensningsloven § 11 for anleggsarbeid bør likevel vurderes nærmere når utbyggingsplanene er mer detaljerte, og på grunnlag av en miljørisikovurdering av alle anleggsaktiviteter.

6.4.5 Forholdet til drikkevannsforskriften

Veilederen til drikkevannsforskriften §4 utdyper forbud mot å forurense drikkevann med bl.a. følgende:

«Direkte og indirekte forurensing av det ferdige drikkevannet er forbudt. Forbudet gjelder for alle, og dette gjør denne bestemmelsen annerledes enn de andre bestemmelsene i forskriften som retter seg mot enten vannverkseier, kommune eller fylkeskommune. Forurensning av drikkevannet er forbudt, også uten at det er presisert nærmere i noe annet regelverk (Mattilsynet, u.d.).

Influensområdet for Nye Hitra 1 er ikke i konflikt med kommunale råvannskilder eller vannverk. For vurderinger av enkelvannforsyninger og privat vannverk vises det til vedlegg 2.

7 Overvåkningsordninger

7.1 Resipientovervåkning

Resipientovervåkning i anleggsfasen baseres på programmet som ble gjennomført i 2025, men må detaljeres nærmere i senere prosjektfase.

I anleggsperioden anbefaler Multiconsult at det vurderes å overvåke resipienter med automatisk logging av pH, turbiditet, temperatur og konduktivitet. Anleggsaktivitet i nedbørsfeltet i Aunåa må overvåkes av hensyn til det private vannverket som forsyner ca. 20 husstander med drikkevann.

Plasseringer av stasjoner med kontinuerlig logging i andre resipienter må vurderes nærmere når plan for anleggsgjennomføringen er mer detaljert.

7.2 Overvåkning av anleggsvann

Det må utarbeides et program for overvåkning av anleggsvann ved behov for utslipp av dette. Programmet må stille krav til entreprenør om å dokumentere sine utslipp / påvirkninger opp mot kvalitetskrav som fastsettes for utslipp. Disse kravene baseres normalt på en miljørisikovurdering av anleggsarbeidet.

7.3 Overvåkning av i driftsfase:

- Alle turbiner skal driftes på sikker måte med rutinemessig vedlikehold
- Jevnlig tilsyn og kontroll for raskt å avdekke feil som kan medføre forurensningsfare

- Varslingssystemer ved plutselig fall i hydraulikkolje- eller kjølevæskeinnhold

8 Data i databaser

Systematiserte data som er samlet inn i arbeidet med konsekvensutredningen skal gjøres tilgjengelige for offentlige myndigheter. Dette går frem av KU-forskriften § 24.

Resultater for vannkjemi, bunndyrundersøkelsene og elfiske blir registrert i Vannmiljø.

9 Referanser

Norsk Forening for Fjellsprengningsteknikk. (2009). *Behandling av driftsvann fra tunnelanlegg.* NFF.

Artsdatabanken. (u.d.). *Artskart*. Hentet 12 15, 2024 fra https://artskart.artsdatabanken.no/#map/259286,6649365/13/background/greyMap/filter/%7B%22IncludeSubTaxonIds%22%3Atrue%2C%22Found%22%3A%5B2%5D%2C%22NotRecovered%22%3A%5B2%5D%2C%22BoundingBox%22%3A%22POLYGON%20((257165.1118633395%206648091.360385001%2C2614

Artsdatabanken. (u.d.). *Artskart*.

Caboni, M. S. (2024). Estimating microplastics emissions from offshore wind turbine. *European Academy of Wind Energy*(2024-175).

Direktoratsgruppen for gjennomføringen av vannforskriften. (Februar 2018). *Veileder 02:2018 Klassifisering av miljøtilstand i vann.* www.vannportalen.no.

Faktisk.no. (u.d.). *Dette vet vi om mikroplast fra vindturbiner*. Hentet 1 25, 2025 fra https://www.faktisk.no/artikkel/dette-vet-vi-om-mikroplast-fra-vindturbiner/112383

Fei Jiang, Chengze Gao, Arthur W. H. Chan, David O. Topping, Hongliang Zhang, Weijun Li5. (2025). A Review of Atmospheric Micro/Nanoplastics: Insights into Source.

Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet. (2021). *Forskrift om konsekvensutredninger.* FOR-2017-06-21-854: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854?q=forskrift%20om%20konsekvensutredninger.

LOVDATA. (u.d.). *Forurensningsforskriften kapittel 2*. Hentet 12 5, 2024 fra https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-931/KAPITTEL_1-2#%C2%A72-12

Mattilsynet. (u.d.). *Veileder til drikkevannsforskriften*. Hentet 2 8, 2025 fra https://www.mattilsynet.no/drikkevannsforsyning/veileder-til-drikkevannsforskriften?kapittel=4--4-forurensning

Michnaevsky, L. T.-J. (2024). Microplastics Emission from Eroding Wind Turbine Blades: Preliminary Estimations of Volume. *17*(24).

Miljødirektoratet. (2020). *Konsekvensutredninger for klima og miljø.*

Miljødirektoratet. (2023). *Konsekvensutredninger for klima og miljø. Veileder.* Internett: https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger.

Miljødirektoratet. (2023, September 4). *Veileder | M-1941 Konsekvensutredning av klima og miljø*. Hentet fra Miljodirektoratet.no: https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger

Miljødirektoratet. (u.d.). *Grunnforurensning*. Hentet 3 10, 2025 fra https://grunnforurensning.miljodirektoratet.no/

Miljødirektoratet. (u.d.). *Straumsfjorden: Storvatnet-Husvatnet*. Hentet 11 19, 2025 fra Naturbase faktaark: https://faktaark.naturbase.no/?id=BN00040280

Miljødirektoratet. (u.d.). *Naturbase*.

Miljødirektoratet. (u.d.). *Vannmiljø*. Hentet 6 4, 2024 fra https://vannmiljo.miljodirektoratet.no/

Miljødirektoratet. (u.d.). *Vann-nett*. Hentet 1 3, 2022 fra https://vann-nett.no/portal/#/mainmap

Miljøstyrelsen. (2015). *Microplastics. Occurrence, effects and sources of releases to the environment in Denmark.*

Multiconsult. (2019). *Kranbilvelt. Sluttrapport for forurenset grunn* .

Naturvårdsverket. (u.d.). *Frågor och svar om vindkraft*. Hentet 12 4, 2025 fra https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/vindkraft/fragor-och-svar-om-vindkraft/

NIBIO. (2022). *Nitrogen i sprengstein - avrenning og rensing. Konsentrasjoner, avrenningsforløp, målemetoder, effekter på vannmiljø og aktuelle rensemetoder.*

NVE. (2022). *Forslag til veiledning om nedlegging av landbasert vindkraftverk* .

NVE. (2025). *Utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk.*

NVE. (u.d.). *Forurensning*. Hentet 1 26, 2025 fra https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/forurensning/

NVE. (u.d.). *NEVINA*. Hentet 3 5, 2024 fra http://nevina.nve.no/

Regjeringen.no. (2021). Hentet fra Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonale-og-vesentlige-regionale-interesser-pa-miljoomradet--klargjoring-av-miljoforvaltningens-innsigelsespraksis/id2504971/?q=T-2/16

Solberg, A. R. (2021). Leading Edge erosion and pollution.

Stefania Piarulli, Lisbet Sørensen, Stephan Kubowicz, Heléne K. Vrålstad, Kari Mette Murvoll, Andy M. Booth. (2024). Assessment of microplastics in the sediments around Hywind Scotland Offshore Wind Farm. *Journal of Physics*(doi:10.1088/1742-6596/2875/1/012050).

Trøndelag vannregion. (2023). *Regional vannforvaltningsplan 2022 – 2027*.

Trøndelag vannregion. (2023). *Regionalt tiltaksprogram*.

Viden om Vind. (u.d.). *Vindmøllevinger og mikroplast*. Hentet 1 25, 2025 fra https://videnomvind.dk/erosion-af-vingeforkanter/

Vedlegg 1 – Rapport 10258198-01-RIM-RAP-007_Rev00 Nye Hitra 1 vindkraftverk – Undersøkelse av vannmiljø

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft

EMNE

Undersøkelser av vannmiljø

DATO / REVISJON: 13.2.2026 / 00

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-007



Multiconsult

Denne rapporten er utarbeidet av Multiconsult i egen regi eller på oppdrag fra kunde. Kundens rettigheter til rapporten er regulert i oppdragsavtalen. Hvis kunden i samsvar med oppdragsavtalen gir tredjepart tilgang til rapporten, har ikke tredjepart andre eller større rettigheter enn det han kan utlede fra kunden. Multiconsult har intet ansvar dersom rapporten eller deler av denne brukes til andre formål, på annen måte eller av andre enn det Multiconsult skriftlig har avtalt eller samtykket til. Deler av rapportens innhold er i tillegg beskyttet av opphavsrett. Kopiering, distribusjon, endring, bearbeidelse eller annen bruk av rapporten kan ikke skje uten avtale med Multiconsult eller eventuell annen opphavsrettshaver.

Multiconsult

RAPPORT

OPPDRAG	**Nye Hitra 1 vindkraftverk**	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-007
EMNE	Undersøkelser av vannmiljø	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	**Statkraft**	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	S. Buvarp / H. Myreng
KOORDINATER	Sone: 32 Øst: 490119 Nord: 7043999	ANSVARLIG ENHET	10101038 Vannmiljø
KOMMUNER	Hitra		

Sammendrag

Multiconsult er engasjert av Statkraft for å utrede konsekvenser for vannmiljø ved fornyelse av Hitra 1 av vindkraftverk. Kravene til utredning er fastsatt i NVEs utredningsprogram og planprogram fra Hitra kommune. Det stilles bl.a. krav om å supplere eksisterende kunnskap med ny kartlegging og prøvetaking. I denne rapporten beskrives undersøkelser av vannmiljø som ble utført av Multiconsult fra mai-oktober 2024.

Undersøkelsesprogram og omfang

Programmet for undersøkelsen ble satt opp med utgangspunkt i anbefalingene i veileder til vannforskriften, veileder 02:2018. Det ble utført undersøkelser vår og høst 2025. Ni elve-/ bekkestasjoner ble undersøkt for vannkjemi og akvatisk biota.

Resultater

Vannkvaliteten er gjennomgående god: Næringssaltinnholdet er i all hovedsak lavt, utenom noe avvikende resultater for totalfosfor i Dalaelva som ga moderat tilstand i denne stasjonen i 2025.

Innholdet av arsen, tungmetaller er lavt og i svært god-god tilstand, og det er målt lave nivåer av bisphenol A, langt under grensen for god miljøtilstand.

Resultatene fra bunndyrundersøkelser viser en moderat til god økologisk tilstand i samtlige undersøkte vannforekomster og RAMI-indeksen viser ikke forsuringspåvirking ved noen av stasjonene.

Resultatene tyder ikke på negativ påvirkning fra driften av dagens vindkraftverk.

00	13.2.2026	Undersøkelser av vannmiljø	Sunniva Buvarp / Henrik Myreng	Alexander Engebretsen	Håvard Finanger
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Innledning 5
2 Områdebeskrivelse og bakgrunnsinformasjon 5
2.1 Beliggenhet og landskap 5
2.2 Berggrunn og løsmasser 6
2.3 Vannforekomster 6
3 Gjennomføring av undersøkelse 10
3.1 Undersøkelsesprogram 10
3.2 Feltarbeid 11
3.3 Metoder 11
3.3.1 Vannprøvetaking i elver/bekker 11
3.3.2 Bunndyrundersøkelser 11
3.3.3 Fiskeundersøkelser 11
3.4 Vurderingskriterier 12
3.4.1 Klassifisering av vannkjemi 12
3.4.2 Klassifisering av bunndyr 13
3.4.3 Klassifisering av fisk 14
4 Resultater 14
4.1 Resultater fra vannkjemiske analyser 14
4.2 Resultater fra analyser av mikroplast 17
4.3 Resultater fra bunndyrundersøkelser 18
4.4 Resultater fra undersøkelser av fisk og stasjonsbeskrivelser 18
4.4.1 H1 18
4.4.2 H2 20
4.4.3 H3 22
4.4.4 H4 24
4.4.5 H5 26
4.4.6 H6 27
4.4.7 H7 28
4.4.8 H8 29
4.5 Elvemusling 30
4.6 Vannplanter 30
5 Oppsummering og vurdering av resultater 31
6 Referanser 32

Vedlegg

Vedlegg 1 – Analyserapporter fra Eurofins AS

Vedlegg 2 – Analyserapporter fra Pelagia Nature and Environment AB

1 Innledning

Multiconsult er engasjert av Statkraft for å utrede konsekvenser for vannmiljø ved planlagt fornyelse av Hitra 1 Vindkraftverk. Kravene til utredning er fastsatt i NVEs program (1) og Planprogram vedtatt av Hitra kommune 28. mai 2025 (2)

I Planprogrammet sies bl.a. følgende:

«Behovet for feltkartlegging skal vurderes der tiltaket berører vassdrag direkte, herunder ved kryssing/nærføring med vei».

Multiconsult har utført feltundersøkelser av vannmiljø med prøvetaking og analyser vår og høst 2025. Undersøkelsene er utført for å bedre kunnskapsgrunnlaget og skaffe oppdaterte data på tilstanden til vannforekomster i influensområdet.

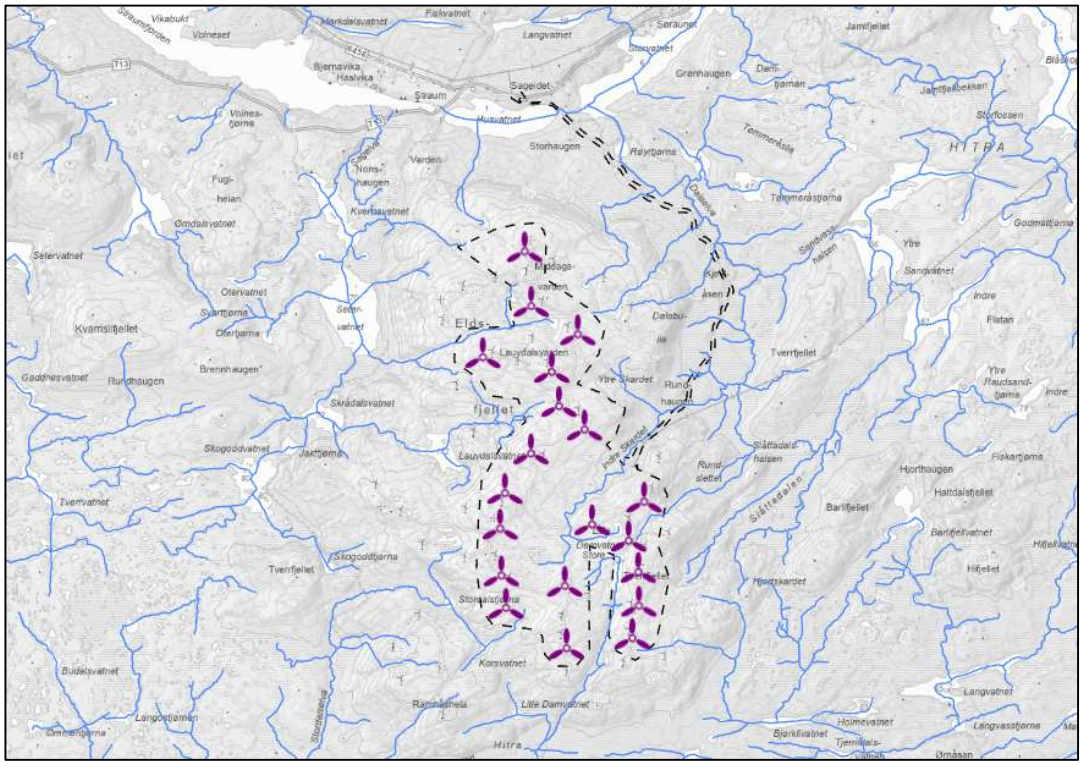
Denne rapporten beskriver de utførte undersøkelsene og resultatene fra disse. Rapporten er et underlag for konsekvensutredningen av Nye Hitra 1.

2 Områdebeskrivelse og bakgrunnsinformasjon

2.1 Beliggenhet og landskap

Nye Hitra 1 vindkraftverk meldes med et planområde på 7,85 km^2. Utredningene har lagt til grunn 12—15 vindturbiner med effekt på 5—8 MW med en totalhøyde på inntil 220 meter (Figur 2-1).

Hitra 1 og 2 vindkraftverk ligger på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensen (210—313 m.o.h.) omtrent midt på øya Hitra. Terrenget er småkupert med flere små vann og vassdrag. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose.



Figur 2-1. Oversiktskart av planområdet og turbinutlegg.

2.2 Berggrunn og løsmasser

Vannkjemien i et gitt område vil være preget av mineralene som avgis fra bergarter ved forvitring, samt stoffer som vaskes ut av løsmasser. Ulike bergarter viser stor variasjon i mineralsammensetning, innhold av metaller samt forvitringshastighet. Generelt vil naturlig løselighet av mineraler i berg gå langsommere enn ved oksidasjon sulfider (3).

Berggrunnen på planområdet består av dioritt/diorittisk gneis (4). Dioritt er en grovkornet, hard dypbergart som hovedsakelig består av plagioklas og hornblende, og kan også ha innhold av mørkere mineraler som biotitt og pyroksen. En myk bergart vil danne en større andel finstoff enn middels harde og harde bergarter (hhv. 10-20 % vs. 8-10%) (3). Mineralinnholdet gjør at dioritt forventes å ha en middels påvirkning på kalsiuminnholdet og pH.

Løsmasser har også innvirkning på bakgrunnsverdier av stoffer i vann, bl.a. fungerer løsmasser både som kilder til og filtre for stoffer som transporteres i vannet. Jordsmonn avgir næringssalter, der mengden og typen næringssalter avhenger av bl.a. jordsmonnets mineralsammensetning og innhold av organisk materiale. Løsmasser som inneholder organisk materiale (humus, torv) vil bidra med organiske syrer, som påvirker vannets karbonbalanse og pH. En annen effekt av organisk materiale er at humusstoffer kan danne komplekser med metaller og påvirke mobiliteten og biotilgjengeligheten.

Planområdet ligger over marin grense med mye berg i dagen, sparsomt med løsmasser, men med innslag av torv og myr.

2.3 Vannforekomster

Tabell 2-1 viser en oversikt over vannforekomstene i influensområdet. Tabellen viser også informasjon fra Vann-nett (5) og hvilke av prøvepunktene i undersøkelsen i 2025 som inngår i hver vannforekomst.

De fleste bekkene på planområdet er små, og ble i felt vurdert å ha forholdvis ustabile habitater. Auneåa og Dalaelva er to litt større vassdrag i influensområdet.

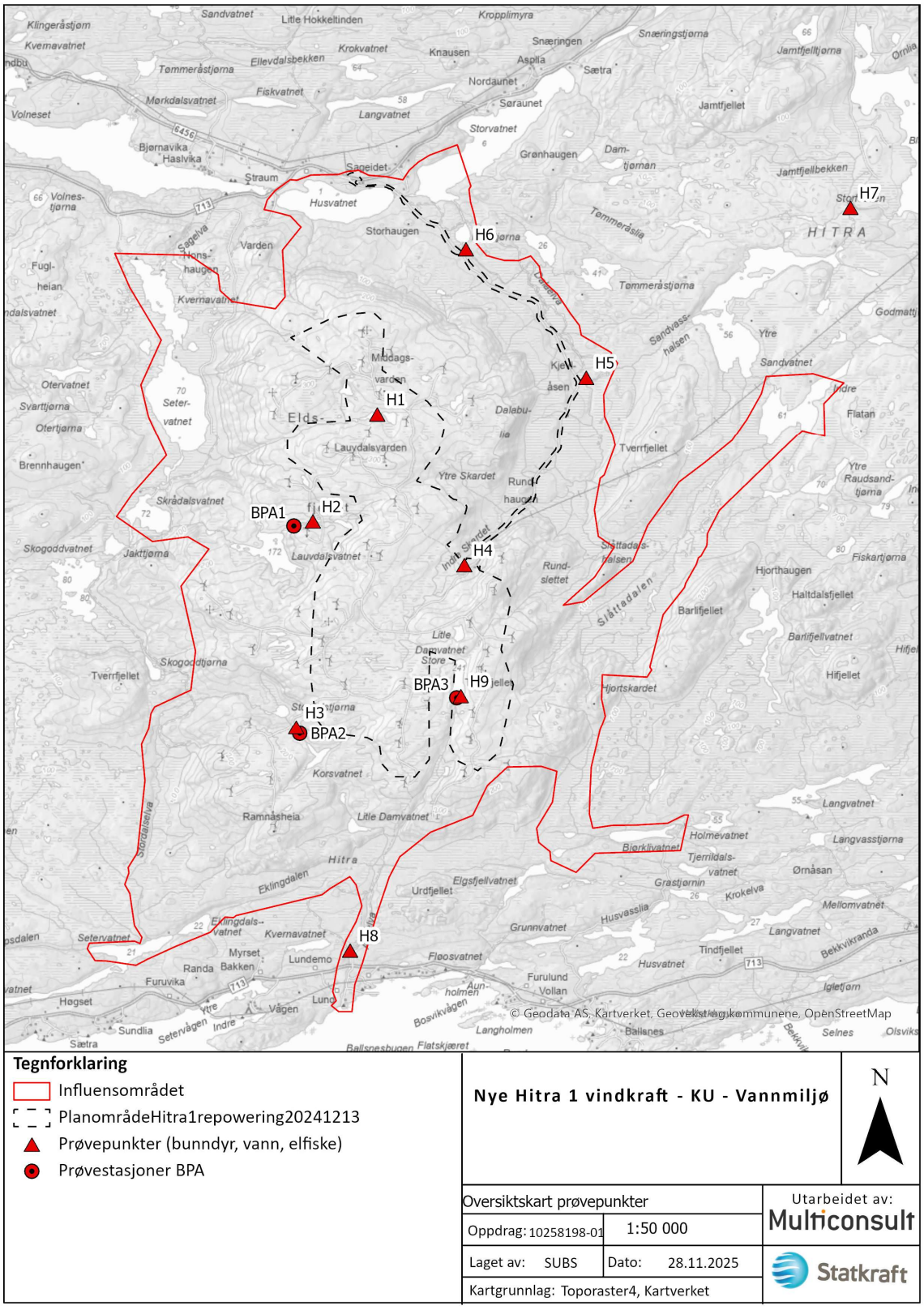
Figur 2-2 viser et oversiktskart over plasseringer av prøvepunkter for bunndyrundersøkelser, elektrofiske og vannkjemiske undersøkelser (i punkter merket BPA ble det tatt prøver av mikroplast og BPA).

Ifølge Vann-nett er vanntypen for vannforekomster kalkfattig eller moderat kalkrik.

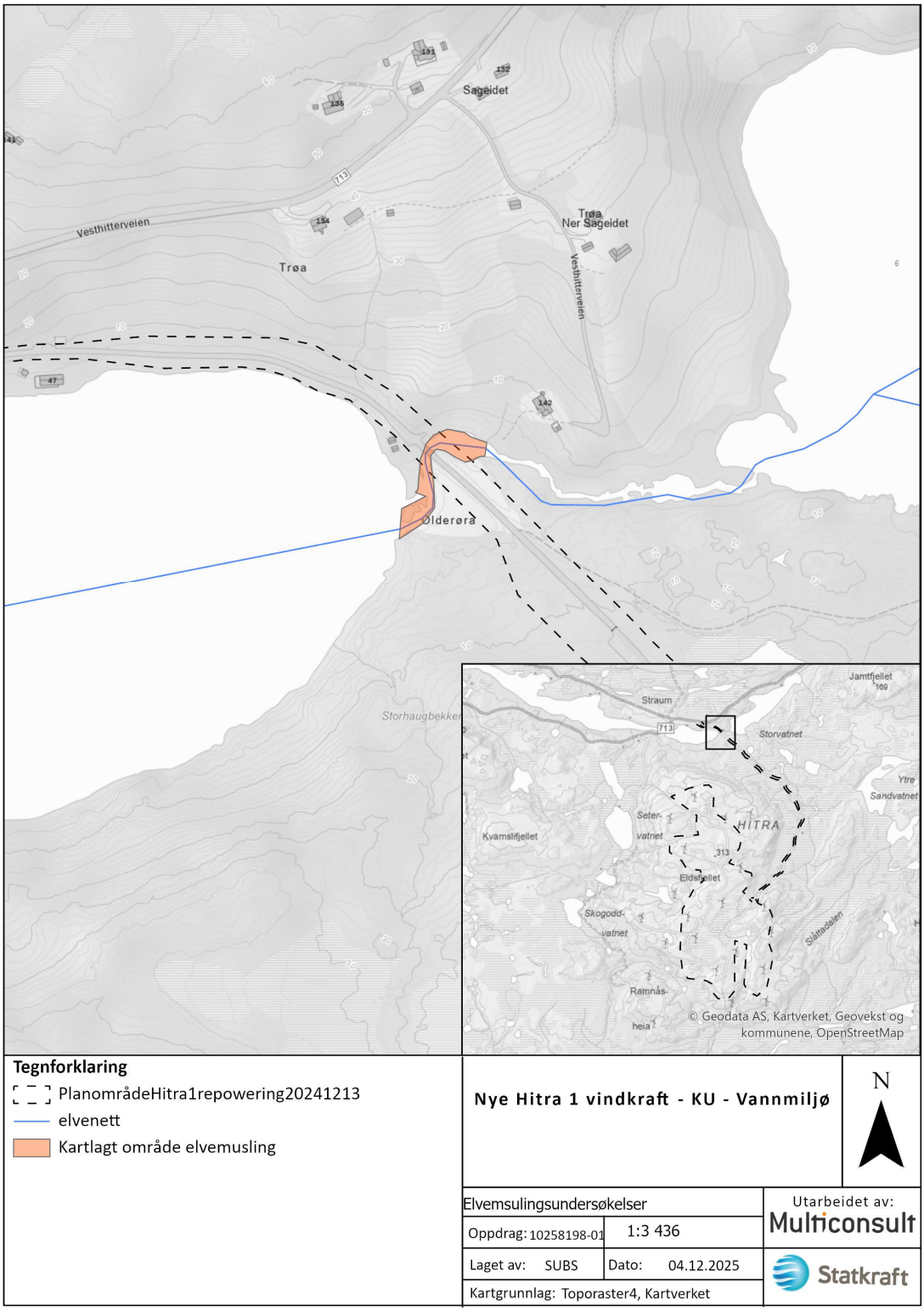
Tabell 2-1. Oversikt over undersøkte vannforekomster og stasjoner, med klassifisering og informasjonene fra Vann-nett og Artskart. Tilstanden i Vann-nett er angitt med presisjonen i klassifiseringen: L =lav presisjon; M = middels presisjon; H = høy presisjon.

Vannforekomster i influensområdet	Økologisk tilstand (presisjon)	Kjemisk tilstand (presisjon)	Prøve-punkter i Vannmiljø	Datagrunnlag i Vann-nett	Registreringer i Artskart (Reg.år)
Setervatnet – Kvernaelva bekkefelt (ID: 117-165-R) Nasjonal vanntype: R106 Anadrom fisk: Nei	God (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, antas at den er basert på påvirkningsanalyse, og fordi det er elvemusling i vannforekomsten.	Røye (1993), Ørret (1993)
Dalaelva (ID: 117-67-R) Nasjonal vanntype: R206 Anadrom fisk: Nei*	God (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse	

Aunåa (ID: 117-89-R) Nasjonal vanntype: R107 Anadrom fisk: Nei	Moderat (L)	Udefinert	Nei	Økologisk tilstand er fastsatt gjennom Statsforvalters faglige vurdering av fisk.	
Dalelva (ID:117-183-R) Nasjonal vanntype: R206 Anadrom fisk: Nei*	Dårlig (H)	Udefinert	Nei	Tilstand basert på påvirkningsanalyse. Bunnfauna dårlig tilstand, fisk moderat tilstand.	Ørret (1993)
Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet (ID: 117-169-R) Nasjonal vanntype: R106 Anadrom fisk: Nei	Dårlig (L)	Udefinert	Ja	Økologisk tilstand er satt utfra undersøkelser av fisk nedstrøms og vest for planområdet.	Ørret (1993)
Ytre Sandvatnet – Blåskogvatnet bekkefelt (ID:117-199-R) Nasjonal vanntype: R107 Anadrom fisk: Nei	Svært god (II)	Udefinert	Ja, ett i Blåskog-vatnet	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse	
Krokelva (ID:117-192-R) Nasjonal vanntype: R107 Anadrom fisk: Nei	Svært god (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse	
Storvatnet (ID: 117-36097-L) Nasjonal vanntype: L106 Anadrom fisk: Nei*	God (II)	Udefinert	Nei	Informasjon mangler	Ørret (1993)
Sætervatnet (ID: 117-36130-L) Nasjonal vanntype: L106 Anadrom fisk: Nei	Svært god (II)	Udefinert	Nei	Tilstand basert på påvirkningsanalyse	Ål (1918), Ørret (1993)
Storvatnet – Daleelva bekkefelt (ID: 117-184-R) Nasjonal vanntype: R206 Anadrom fisk: nei	Svært god (II)	Udefinert	Nei	Ingen informasjon om fastsettelse av tilstand, basert på påvirkningsanalyse. Bekkefeltet ligger i all hovedsak oppstrøms influensområdet, men én bekkestreng (Fjellbekken) drenerer mot Husvatnet rett nord for planområdet.	Ørret (1993)



Figur 2-2. Oversiktskart med plasseringer av prøvestasjoner for vannkjemi og biologiske undersøkelser i elver, bekker og innsjøer. Fargekoder på vann og vassdrag viser økologisk tilstand, hentet fra Vann-nett (5).



Figur 2-3. Undersøkelsesområde for elvemusling i Straumsvassdraget.

3 Gjennomføring av undersøkelse

3.1 Undersøkelsesprogram

Programmet for undersøkelsen ble satt opp med utgangspunkt i anbefalinger i veileder til vannforskriften, veileder 02:2018 (6). Hovedhensikten var å skaffe oppdaterte data for klassifisering av tilstanden for vannforekomstene.

Det ble utført prøvetaking av vannkjemiske og biologiske parameterne vår og høst 2025. I mai ble det tatt vann- og bunndyrprøver. I september ble det tatt prøver av vann, bunndyr og utført elektrofiske, samt enkle undersøkelser av elvemusling.

Vannkjemiske parametere ble valgt for å gi et godt bilde av viktige vannkjemiske komponenter samt potensielle forurensninger knyttet til anleggsarbeid og vindkraftverk. Undersøkelsesprogrammet inkluderte tre stikkprøver av mikroplast og bisphenol A. Mikroplast og BPA ble også analysert i tre referansestasjoner. Det vises til notat 10258198-01-RIM-NOT-003 for en nærmere beskrivelse av BPA-undersøkelsen og plasseringer av referansestasjonene.

Jamfør veileder 02:2018 er både begroingsalger og bunndyr følsomme for forsuring og eutrofi, og bunndyr ble valgt som biologisk indikator.

Prøvestasjonene ble plassert utfra vurderinger av nedbørsfelt og forventet anleggsaktivitet. EUs vanndirektiv åpner opp for representativ overvåking (7), og det ble tatt hensyn til dette prinsippet. I vannforskriften er overvåkingsomfang for eksempel redusert ved at større bekkefelt ofte defineres som én vannforekomst. Metoden med representativ overvåkning benyttes hovedsakelig i områder som er lite påvirket eller som er påvirket av langtransportert forurensning. Tilstanden i vannforekomster som ikke er undersøkt, antas da å være tilsvarende som i de overvåkede vannforekomstene (8).

Stasjon H7 ligger langt nedstrøms planområdet (ca. 6 km i luftlinje), men de aller øverste delene av nedbørsfeltet tangerer omtrent grensen for planområdet. Stasjonen ble inkludert på grunnlag av informasjon fra Hitra kommune. Kommunen har vurdert at det på sikt er behov for økt kapasitet på råvann, og Blåskogvatnet kan være en aktuell råvannskilde. Det foreligger imidlertid ingen formelle planer om å benytte vannet som råvannskilde.

Tabell 3-1 viser en oversikt over hvilke parametere som ble analysert og undersøkt på de forskjellige stasjonene. Bilder av stasjonene er vist i kapittel 4.4.

Tabell 3-1. Oversikt over hvilke parametere som ble undersøkt på de forskjellige stasjonene i 2025. V = vår; H=høst. Se oversiktskart i

Stasjon	Undersøkte parametere					
	Vannkjemi (V/H)	**Bunndyr (V/H)**	**El-fiske (H)**	**Akvatisk vegetasjon (H)**	**Mikroplast (H)**	**Bisphenol A (H)**
H1	X	X		X		
H2	X	X			X	X
H3	X	X			X	X
H4	X	X	X	X		
H5	X	Stasjon i et kunstig myrtjern		X		
H6	X	X	X	X		
H7	X	X				
H8	X	X				
H9	X			X	X	X

Kjemisk analyser ble utført av det akkrediterte laboratoriet Eurofins AS. Analyser av mikroplast ble utført av det akkrediterte laboratoriet ALS Laboratory Group Norway AS. Biologiske parametere ble analysert av Pelagia Nature and Environment AB.

Vannprøver fra elv / bekk ble analysert for:

- As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Ni, Zn, U (metallanalyser på filtrerte prøver), alkalinitet, reaktivit, labilt og ikke-labilt aluminium, pH, Ca, Cl, K, Mg, Na, SO4, tot-N, NH4, NO3-NO2, tot-P, PO4, konduktivitet, suspendert stoff, TOC og olje (THC i fraksjoner fra C_{10}-C_{40}).

  Ved en feil ble ikke pH, konduktivitet, TOC og LAl analysert i vårrunden.

- Mikroplastanalyser ble utført for 13 plastikk-polymerere i fraksjoner > 20 µm med Micro-FTIR. Micro-FTIR brukes til å identifisere kjemiske forbindelser eller materialer ved å måle hvordan de absorberer infrarødt lys. Sorte partikler (black-particles), som i stor grad stammer fra dekkslitasje, ble ikke inkludert i analysen. Hver plasttype har en unik signatur i det infrarøde området av lysspekteret, så analysen kan vise hva prøven består av.

3.2 Feltarbeid

Feltarbeid ble utført av miljørådgivere fra Multiconsult. Bilder fra prøvestasjoner og feltarbeid er vist i kapittel 4.4.

Prøvetaking og kartlegging av akvatisk naturmangfold ble utført av Sunniva Buvarp, Mari Vold, Sondre Ski, Petter Torgersen, Alexander Engebretsen og Henrik Myreng.

3.3 Metoder

3.3.1 *Vannprøvetaking i elver/bekker*

Vannprøvetaking ble utført iht. relevante standarder og metoder (jf. Prøvetaking – Del 2: Veiledning i prøvetakingsteknikker, NS-EN ISO 5667-1-2023). For å få representative prøver ble flaskene holdt ca. 10-20 cm under overflaten med munningen pekende mot strømmen i områder med god vannhastighet. I små bekker og perioder med liten vannføring er dette ikke mulig å gjennomføre som beskrevet, og vannprøver må tas høyere i vannet eller hentes opp med små prøveflasker. Dette må tilpasses for å unngå oppvirvling av partikler fra bunnen, noe som er en av de vanligste feilkildene ved denne typen prøvetaking.

Prøver for analyser av mikroplast ble tatt på 1 L glassflasker ved stikkprøvetaking.

Prøvene ble oppbevart kjølig og mørkt og levert til Eurofins AS og ALS Norway AS umiddelbart etter avsluttet feltarbeid. Metaller ble analysert på filtrerte prøver (0,45 µm). Filtrering ble gjort av laboratorium.

3.3.2 *Bunndyrundersøkelser*

Bunndyrundersøkelse ble gjennomført med sparkemetoden (beskrevet i NS EN-ISO 10870:2012 og NS-EN 16150:2012). Prøvematerialet ble fiksert på 96 % rektifisert sprit i felt. Prøvene ble oppbevart kjølig og mørkt, og sendt til Pelagia Nature & Environment AB for analyse. Analyseresultatene er benyttet til beregninger av forsuringsindeks (RAMI) og eutrofiindeks (ASPT).

3.3.3 *Fiskeundersøkelser*

Elfiske ble gjennomført etter metodikk beskrevet i Forseth & Forsgren (9), og NS-EN-14011:2003 (10). Iht. klassifiseringsveilederen 02:2018 må det fanges mer enn 20 laksefisk ved første overfiske for å

beregne tetthet. Der elfiske resulterte i fangst av mer enn 20 laksefisk ved første overfiske er resultatene brukt til å beregne antall fisk per 100 m^2 etter Bohlins metode (11).

Det ble gjennomført elfiskeundersøkelser i de vannforekomstene som ble vurdert å ha egna forhold for fisk. Stasjonene ble satt ved vårrunden.

3.4 Vurderingskriterier

3.4.1 *Klassifisering av vannkjemi*

Klassifiseringer er utført iht. veileder 02:2018 (2) og M-608/2016 (5). I veileder 02:2018 angis klassifiseringssystem for forskjellige vanntyper i Norge. Innholdet av bl.a. næringssalter, humusstoffer og pH blir sett i sammenheng med vanntypen i det aktuelle området, dvs. at det i veilederen etterstrebes å ta høyde for naturlige bakgrunnsverdier og variasjoner.

Vanntypen i stasjon H5 er ikke definert i Vann-nett, men analyseresultatene viser at tjernet passer best med vanntypen L106 (kalkfattig og humøs). To av vanntypene som er angitt i Vann-nett er ikke i godt samsvar med resultatene fra 2025. I Vann-nett er Storfossen (stasjon H7) karakterisert som vanntype R107 (moderat kalkrik), men analyseresultatene fra 2025 tyder på at vannet er svært kalkfattig. Resultatene for Auneåa (stasjon H8 og H9) tyder også på en kalkfattig vanntype (kalsium < 4 mg/L), mens Vann-nett karakteriserer den som moderat kalkrik. Videre viser resultatene for bekken fra Indre Skaret (stasjon H4) en moderat kalkrik vanntype, og ikke kalkfattig. I Setervatnet/Kvernaelva bekkefelt ligger kalsiuminnholdet på grensen mellom kalkfattig og moderat kalkrik (tre målinger på 3,9 mg/L Ca og én måling på 4,5 mg/L Ca).

Ettersom vanntypene i Vann-nett er foreslått uten datagrunnlag, er klassifiseringer i Tabell 4-1 utført for de vanntypene som passer best med våre resultater.

Veileder M-608/2016 brukes for å klassifisere miljøtilstanden i vann, sediment og biota mht. metaller, organiske forbindelser og prioriterte miljøgifter. Systemet er bygget opp med tilstandsklasser som vist i Tabell 3-2. Klassegrensene representerer en forventet økende grad av skade på organismer i vann og sediment. Grensene er basert på informasjon fra laboratorietester og risikovurderinger av akutt og kronisk giftvirkning på organismer. Tabell 3-3 viser klassegrensene for prioriterte metaller, som i vannforskriften er delt opp under vannregionsspesifikke stoffer og prioriterte stoffer. Vannregionsspesifikke stoffer er støtteparametere til økologisk tilstand, mens prioriterte stoffer benyttes i klassifisering av kjemisk tilstand.

Det foreligger ikke grenseverdier for mikroplast i vann, og resultatene fra disse analysene er sammenlignet med nivåene av mikroplast i prøver fra referansestasjoner.

Tabell 3-2. Klassifiseringssystem for vann og sediment. Tabellen er hentet fra veileder M608/2016.

I Bakgrunn	II God	III Moderat	IV Dårlig	V Svært dårlig
Bakgrunnsnivå	Ingen toksiske effekter	Kroniske effekter ved langtids-eksponering	Akutt toksiske effekter ved kort-tidseksponering	Omfattende toksiske effekter
Øvre grense: bakgrunn	Øvre grense: AA-QS, PNEC	Øvre grense: MAC-QS, $PNEC_{akutt}$	Øvre grense: $PNEC_{akutt}$* AF[1)]	

AF: sikkerhetsfaktor

Tabell 3-3. Tilstandsklasser for metaller. Tabell fra veileder M-608/2016.

Tilstandsklasser for ferskvann	Klasse I	Klasse II	Klasse III	Klasse IV	Klasse V
Metaller (µg/L)	Bakgrunnsnivå	Ingen toksiske effekter	Kroniske effekter ved langtids-eksponering	Akutt toksiske effekter ved korttids-eksponering	Omfattende akutt toksisk effekt
Prioriterte miljøgifter					
Bly	0-0,02	0,02-1,2	1,2-14	14-57	>57
Kadmium*	0-0,003	0,003-0,08	0,08-0,45	0,45-4,5	>4,5
Nikkel	0-0,5	0,5-4	4-34	34-67	>67
Vannregionspesifikke					
Kobber	0-0,3	0,3-7,8		7,8-15,6	>15,6
Krom	0-0,1	0,1-3,4			>3,4
Kvikksølv	0-0,001	0,001-0,47	0,047-0,07	0,07-0,14	>0,14
Sink	0-1,5	1,5-11		11-60	>60
Arsen	0-0,15	0,15-0,5	0,5-8,5	8,5-85	>85

*Toksisiteten av kadmium er avhengig av konsentrasjonen av vannets hardhet (CaCO3).

3.4.2 *Klassifisering av bunndyr*

Klassifiseringer av bunndyr utført iht. veileder 02:2018 (2). Når det gjelder bunndyr, gir artslister og artssammensetningen som fremkommer ved prøvene indikasjoner på økologiske forhold. Basert på disse kan man beregne et sett indekser som gir grunnlag for klassifisering av forsuring (RAMI (River Acidification Macroinvertebrate Index) og næringssalter (ASPT-indeks (Average Score per Taxon)). Klassegrenser og referanseverdier for indeksene er vist i Tabell 3-4 og Tabell 3-5. Begge indeksene er basert på indikatorarter som kan gi noe tilfeldige utslag pga. utførelse av prøvetaking, stedlige forhold, tidligere hendelser i vassdraget mm. ASPT-indeksen er sensitiv for oksygennivå i sediment, og slår derfor ikke kun ut på eutrofi, men også organisk stoff. Biologiske prøver viser generell variasjon, og tolkning av resultater blir sikrere ved å inkludere flere års tidsserier. Da humusavrenning er sur (fra naturens side), er RAMI-indeksen ikke godt egnet for vurdering av humøse vassdrag.

Tabell 3-4. Klassegrenser og referanseverdier for ASTP-indeksen. Tabellene er hentet fra veileder 02:2018.

Tabell 5.8a Klassegrenser og referanseverdi, absoluttverdier, for bunndyrindeksen ASPT for fastsettelse av økologisk tilstand i elver påvirka av eutrofi og organisk belastning.

Vanntype	referanseverdi	svært god	god	moderat	dårlig	svært dårlig
Alle	6,9	>6,8	6,8–6,0	6,0–5,2	5,2–4,4	<4,4

Tabell 3-5. Klassegrenser og referanseverdier for RAMI-indeksen. Tabellene er hentet fra veileder 02:2018.

Tabell 5.7a Klassegrenser og referanseverdier for bunndyrindekser for fastsettelse av økologisk tilstand i forsurede elver.

Tilstandsklasse	RAMI	RAMI	Forsuringsindeks-1	Forsuringsindeks-2
	Svært kalkfattige, klare	Kalkfattige, klare	Alle klare	Alle klare
referanseverdi	4,08	4,5	Ikke definert	Ikke definert
svært god	>3,47	>3,87	1[1]	1[1,2]
god	>3,29–3,47	>3,69-3,87	>0,77–1	>0,77–1,0
moderat	>3,08–3,29	>3,48-3,69	>0,5–0,77	>0,5–0,77
dårlig	>2,89–3,08	>3,28-3,48	>0,25–0,5	>0,25–0,5
svært dårlig	≤2,89	≤3,29	≤0,25	≤0,25

3.4.3 *Klassifisering av fisk*

Omfanget av undersøkelsen er ikke tilstrekkelig til å utføre klassifisering av økologisk tilstand for fisk etter veileder 02:2018. I henhold til veilederen skal det minst ha vært gjennomført fiskeundersøkelser hvert 2. andre år, ved flere stasjoner i elva. Det er kun gjennomført én runde med elfiskeundersøkelser. Vurdering av fisketettheter, funksjonsområder og habitater ved stasjonene gir likevel en indikasjon på tilstanden og er viktige faktorer i en helhetsvurdering av vassdragene.

4 Resultater

Komplette analyserapporter fra Eurofins AS og ALS Laboratory Group Norway AS er vist i vedlegg 1. Analyserapport fra Pelagia er vist i vedlegg 2.

4.1 Resultater fra vannkjemiske analyser

Figur 4-1, Figur 4-2 og Tabell 4-1 viser sammenstilte resultater fra analyser av vannkjemiske parametere. Alle prøver er også analysert for innhold av olje og suspendert stoff. Det ble ikke påvist noen verdier over kvantifiseringsgrensen på 0,5 mg olje/L, og resultatene er ikke vist i tabellene. Alle resultatene for suspendert stoff er lave, med kun én verdi på 2,3 mg/L, som er over kvantifiseringsgrensen på 2 mg/L.

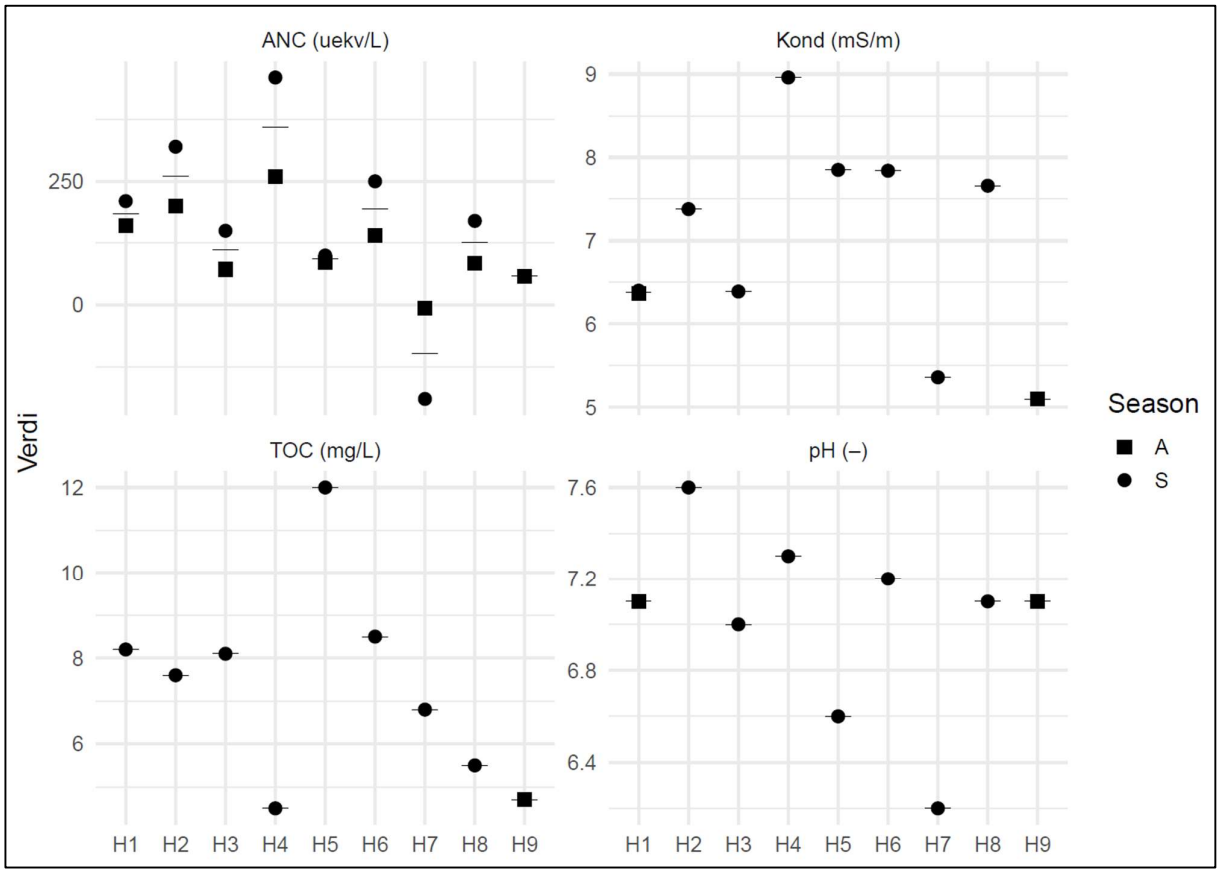
Vannkvaliteten er gjennomgående god, og resultatene tyder ikke på negativ påvirkning fra driften av dagens vindkraftverk.

For tot-N og tot-P er det påvist verdier i svært god tilstand, med unntak av innholdet av totalfosfor i stasjon H6 i Dalaelva, der resultatene i 2025 er i moderat tilstand. Årsaken til disse resultatene er usikker, da det er ikke noen åpenbare kilder til fosfor i området.

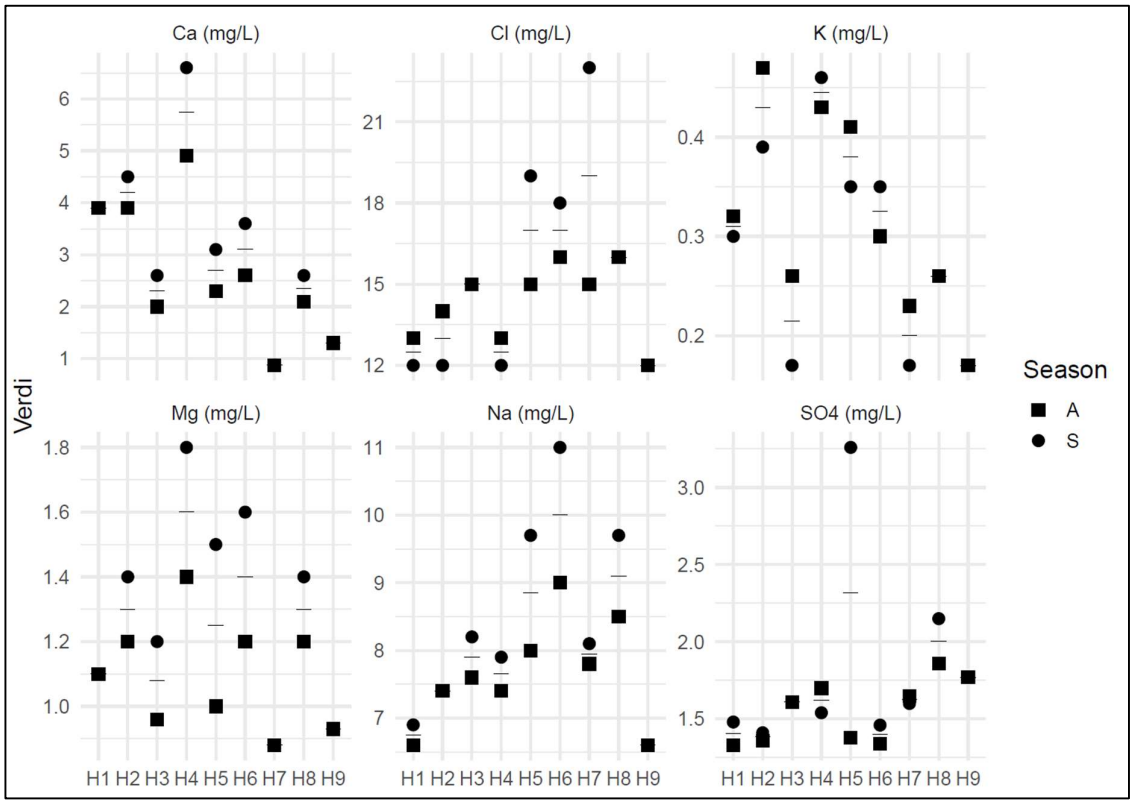
Masseforholdet natrium:klorid varierer mellom 0,51 og 0,66, med én lav verdi i H7 på 0,35. Dette er nokså nært forholdet mellom natrium og klorid i sjøvann (ca. 0,56) og viser sjøsaltpåvirkning på vannkvaliteten.

I stasjonen H7, som ligger ca. 6 km fra planområdet var bufferkapasiteten (ANC) negativ og i svært dårlig tilstand både vår og høst. Kalkinnholdet og pH viser også de laveste verdiene i denne stasjonen.

Nivåene av metaller ligger jevnt over i nærheten av antatte bakgrunnsverdier og er i svært god og god tilstand.



Figur 4-1. Plott for ANC, konduktivitet, TOC og pH. Middelverdi = horisontal strek, sirkelpunkt = vårprøver, firkantpunkt = høstprøver.



Figur 4-2. Plott for hovedioner. Middelverdi = horisontal strek, sirkelpunkt = vårprøver, firkantpunkt = høstprøver.

Tabell 4-1. Resultater fra analyser av metaller og næringssalter. Metallanalyser er gjort på filtrerte prøver (0,45 µm) og klassifisert iht. veileder M608/2016. Næringssalter er klassifisert iht. veileder 02:2018. Resultater under kvantifiseringsgrenser er klassifisert på halve verdier. Vanntype foreslått av Multiconsult er vist i parentes. Det er ikke fastsatt klassegrenser for labilt aluminium i vanntyper som ikke er kalkfattige.

Prøve-ID (vanntype)	Sesong	As	Pb	Cd	Cu	Cr	Hg	Ni	Zn	LAl	Tot-P	Tot-N
		µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l
H1 (R106)	V	0,056	0,045	<0,004	0,38	0,062	<0,002	0,074	0,67		9,7	190
	H	0,078	0,052	<0,004	0,49	0,090	<0,002	0,11	1,1	6,3	5,8	310
H2 (R107)	V	0,082	0,018	<0,004	0,53	0,093	<0,002	0,11	0,49		6,9	180
	H	0,10	0,029	<0,004	0,60	0,11	<0,002	0,10	0,75	<11	11	260
H3 (R106)	V	0,071	0,014	<0,004	0,51	0,081	<0,002	0,073	0,59		9,3	190
	H	0,089	0,022	<0,004	0,63	0,13	<0,002	0,11	0,80	7,4	8,6	230
H4 (R208)	V	0,090	0,021	<0,004	1,2	< 0,050	<0,002	0,073	0,47		8,7	220
	H	0,094	0,023	<0,004	1,0	0,092	<0,002	0,098	0,42	<9,3	6,8	180
H5 (L106)	V	0,10	0,034	<0,004	0,72	0,17	<0,002	0,20	0,79		8,4	250
	H	0,13	0,037	<0,004	0,80	0,24	<0,002	0,26	0,74	8,1	11	330
H6 (R206)	V	0,18	0,035	<0,004	0,45	0,16	<0,002	0,14	0,90		25	190
	H	0,24	0,041	<0,004	0,47	0,16	<0,002	0,17	0,50	6,3	20	300
H7 (R103d)	V	0,047	0,035	<0,004	0,12	< 0,050	<0,002	0,080	1,3		10	150
	H	0,078	0,045	<0,004	0,21	0,091	<0,002	0,093	0,96	8,1	5,7	210
H8 (R106)	V	0,056	0,010	<0,004	0,29	0,12	<0,002	0,13	0,61		7,9	150
	H	0,079	0,016	<0,004	0,36	0,12	<0,002	0,13	0,61	7,1	7,5	240
H9 (R106)	H	0,064	0,053	<0,004	0,30	0,12	<0,002	0,099	1,2	8,0	<5,0	130

4.2 Resultater fra analyser av mikroplast

Tabell 4-2 viser resultater fra analyser av mikroplast i tre stasjoner på planområdet og i referansestasjoner som var plassert på strekningen mellom Hitra og Orkdal. Referansestasjonene ble ikke antatt å være uten mikroplast, ettersom mikroplast praktisk talt finnes over alt. Referansestasjonene er derfor benyttet som komparative lokaliteter, som kan gi en indikasjon på vanlige nivåer i samme region.

Resultatene viser at det er påvist til sammen åtte plastpartikler > 20 µm i de tre stasjonene på planområdet. I de tre referansestasjonene ble det til sammen påvist 19 plastpartikler > 20 µm. Resultatene har ikke påvist polyuretan i noen av prøvene. Polyuretan er den plasttypen som primært slites av coatingen på turbinbladene (12).

Det understrekes at metoden medfører store usikkerhet. Stikkprøvetaking fanger kun opp et øyeblikksbilde av forholdene i et vassdrag. Mikroplast i vann med antatt lave konsentrasjoner måles også mye sikrere ved filtrering av større vannvolum (i størrelsesorden 300-1000 L) enn ved prøvetaking av små volum på flasker. Når det gjelder analysemetoden, gir den en kvalitativ vurdering av kilder, ettersom plasttyper blir bestemt. En nedre «cut-off» på 20 µm gjør at hoveddelen av massen vil inngå i analysen, siden større partikler (20–1000 µm) dominerer massen. Imidlertid mistes en stor del av *antallet* partikler (de som er <20 µm), men disse utgjør lite volum.

Ifølge NVE og aktører i vindkraftbransjen utgjør årlig slitasje på turbinblader i størrelsesorden 150-200 g /turbin/år, dvs. 50-70 g pr. blad (13). Denne mengden slitasjepartiler vil ikke nødvendigvis falle ned i nærområdet, men kan følge vind over større avstander (14). Så vidt vi er kjent med er det ikke gjort direkte målinger av luftbåren mikroplast fra vindparker.

Resultatene fra Hitra og referansestasjonene indikerer at nivået av mikroplast er nokså likt i vindkraftverket og referanseområdene.

Tabell 4-2. Resultater fra analyser av mikroplast i tre stasjoner på planområdet. Enheten er antall påviste partikler i en prøvemengde med vann som varierte fra 1000-1031 mL.

Plasttype	**Prøvestasjon**					
	H2	**H3**	**H9**	**Ref1**	**Ref2**	**Ref3**
Acrylonitrile Butadiene Styrene (ABS)	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Polyamide (PA)	nd	nd	nd	1	1	1
Polybutadiene/Butadiene Rubber (BR)	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Polycarbonate (PC)	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Polyethylene (PE)	nd	nd	nd	nd	nd	3
Polyethylene Terephthalate (PET)	nd	nd	1	3	1	nd
Polymethyl Methacrylate (PMMA)	1	1	nd	nd	nd	nd
Polypropylene (PP)	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Polystyrene (PS)	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Polytetrafluoroethylene (PTFE)	3	nd	1	nd	2	1
Polyurethane (PU)	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Polyvinyl Chloride (PVC)	1	nd	nd	nd	nd	nd
Rayon	nd	nd	nd	nd	3	3
Total Microplastics	5	1	2	4	7	8

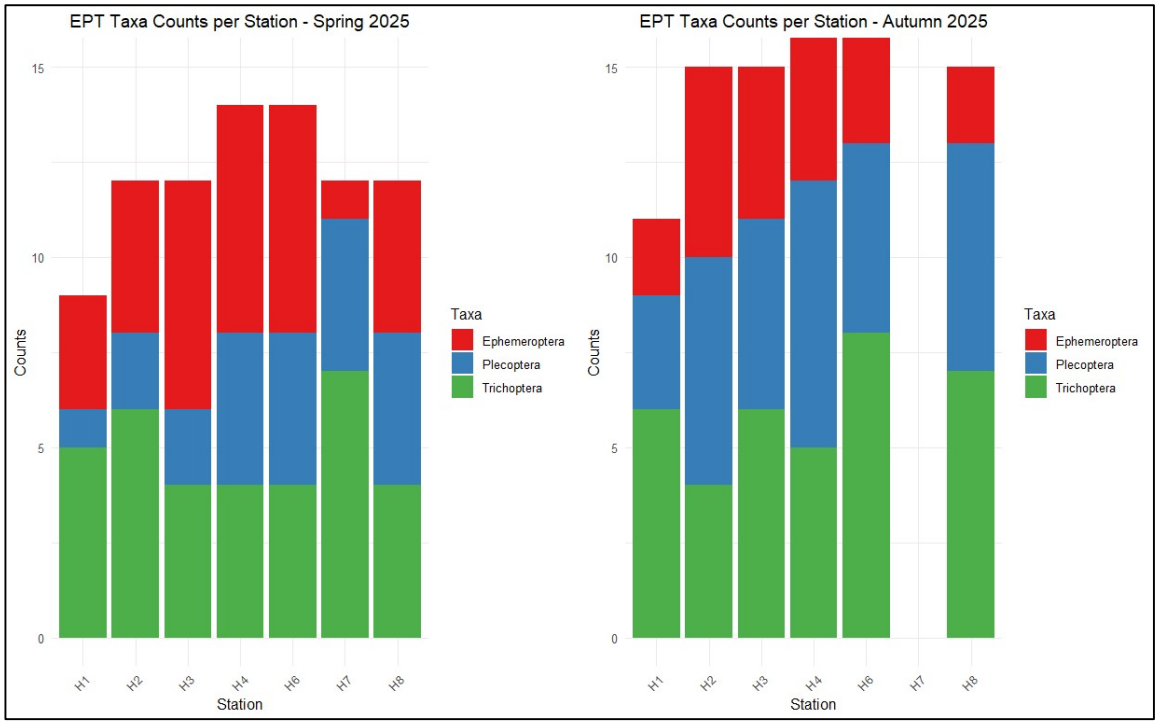
4.3 Resultater fra bunndyrundersøkelser

Tabell 4-3 viser klassifiserte resultater for bunndyranalyser fra vår og høst 2025. Analyserapporter fra Pelagia Nature and Environment AB i vedlegg 3. Resultatene for RAMI-indeksen i Tabell 4-3 er klassifisert etter vannforekomstenes vanntype.

Tabell 4-3. Resultater fra analyser av bunndyr vår og høst 2025. EPT-taxa angir de tre viktigste akvatiske insektsordnene: Ephemeroptera (døgnflue), Plecoptera (steinflue) og Trichoptera (vårfluer). RAMI = river acidification macroinvertebrate index. ASPT = average score per taxon. Stasjonene er gitt samlet klassifisering basert på årsgjennomsnittet.

Stasjon	Antall individer		Antall taxa		Antall EPT-taxa		RAMI-indeks		ASPT-indeks	ASPT-indeks	
	Vår 2025	Høst 2025	Vår 2025	Høst 2025	Vår 2025	Høst 2025	Vår 2025	Høst 2025	Vår 2025	Høst 2025	Årsgjennomsnitt
H1	1707	2559	21	21	9	11	5,22	4,02	5,60	6,08	5,84
H2	1752	2811	23	28	12	15	6,00	4,14	5,82	6,39	6,11
H3	3105	2064	21	27	12	15	5,26	4,84	6,27	5,84	6,05
H4	903	1640	22	26	14	16	5,15	5,29	6,71	5,93	6,32
H6	873	1785	22	26	14	16	5,71	4,38	6,18	6,06	6,12
H7*	1344	-	21	-	12	-	4,94	-	5,53	-	5,53
H8	1165	784	20	23	12	15	5,78	4,73	7,00	5,93	6,46

*Kun prøvetatt våren 2025.



Figur 4-3. Oversikt over antall EPT-taxa ved hver stasjon, vår og høst 2025. Kilde: Multiconsult.

4.4 Resultater fra undersøkelser av fisk og stasjonsbeskrivelser

4.4.1 *H1*

Ved stasjon H1 er det ikke gjennomført elfiskeundersøkelser. Bunndyrprøvene viser moderat økologisk tilstand. Vannforekomsten er liten og smal, sakteflytende, og bunnsubstratet bestod av

grus og sand, og noe stein (se Figur 4-4 og Figur 4-5). Det ble gjort observasjoner av ørret i vannet oppstrøms stasjonen.



Figur 4-4. Stasjon H1.



Figur 4-5. Bunnsubstrat ved stasjon H1.

4.4.2 *H2*

Det var planlagt å utføre el-fiske i Stasjon H2, men på grunn av lav vannføring ble det ikke gjennomført. Stasjonen ligger i innløpsbekken til Lauvdalsvannet. Bunnsubstratet består av grus og større stein som skaper variasjon ned mot Lauvadalsvannet (se Figur 4-6). Ved veien renner bekken gjennom flatt terreng. Stikkrennene under veien medfører oppstuving av vann både oppstrøms og nedstrøms, og er underdimensjonert. De kan også fungere som vandringshinder (se Figur 4-7). Bunndyrprøvene viste god økologisk tilstand.



Figur 4-6. Stasjon H2.



Figur 4-7. Over: H2 sett oppstrøms veg, renner gjennom flatt myr/hei-terreng. Foto september 2025. Under: H2 sett motstrøms mot veg. Underdimensjonerte kulverter, foto mai 2025.

4.4.3 *H3*

Det ble ikke elfisket på stasjon H3. Bunnsubstratet består av stein og noe grus, og større stein som skaper variasjon i vannføring og skaper skjulområder (se Figur 4-8). Det er stort fall mellom bekken og vannet nedstrøms, dette er et naturlig vandringshinder. Under veien er det etablert stikkrenner som også fungerer som vandringshinder (se Figur 4-9). Bunndyrprøvene viste god økologisk tilstand.



Figur 4-8. Stasjon H3



Figur 4-9. Stasjon H3, stikkrenner sett medstrøms.

4.4.4 *H4*

Stasjon H4 ble elfisket høsten 2025. Stasjonen har gode habitatforhold for både fisk og bunndyr, med variert bunnsubstrat og store stein som skaper variasjon (se Figur 4-10 og Figur 4-11). Elfisket resulterte i fangst av ørret i alle årsklasser ved denne stasjonen. Se lengdefordeling i Figur 4-13. Bunndyrprøvene viste god økologisk tilstand.



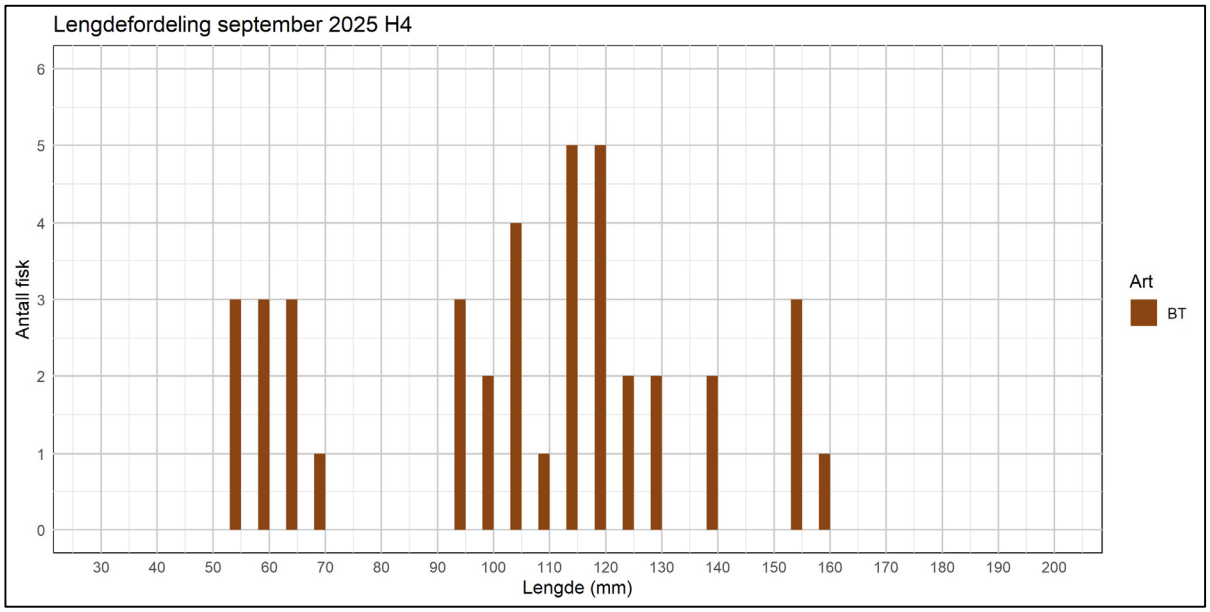
Figur 4-10. Stasjon H4



Figur 4-11. Stasjon H4



Figur 4-12. Fisk fanget ved stasjon H4 under elfiske.



Figur 4-13. Lengdefordelingsplott for ørret fanget ved stasjon H4, september 2025. BT = brown trout, dvs. ørret.

4.4.5 *H5*

Stasjon H5 er i et kunstig tjern som ligger mellom Eldsfjellveien og Dalaelva. Historiske flyfoto viser at tjernet ble gravd ut i myra en gang mellom 1983 og 2006. Dette gjelder også et annet lite tjern mellom veien og Dalaelva, som ligger lengre sør. Det antas at vannet kommuniserer med Dalaelva gjennom myrområdet. Vannkvaliteten er god og nokså humøs. Det ble registrert vakende ørret i tjernet. Tjernet ble vurdert som uegnet for bunndyrprøvetaking.



Figur 4-14. Kunstig tjern (prøvestasjon H5).

4.4.6 *H6*

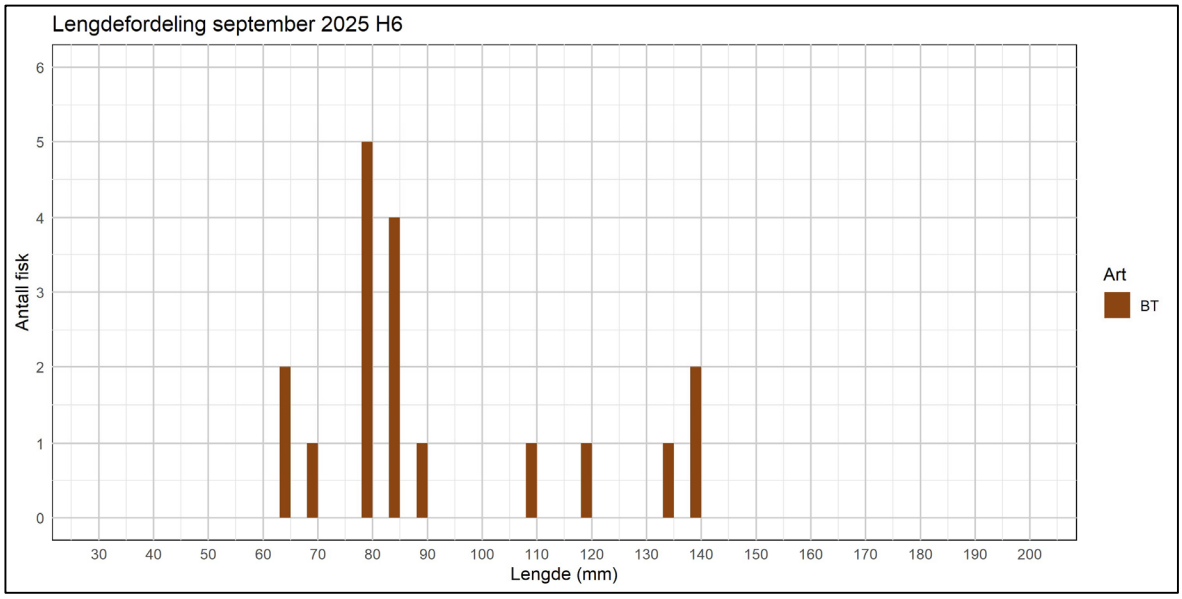
Stasjon H6 i Dalaelva ble elfisket høsten 2025. Stasjonen har egnede habitatforhold for fisk med velutviklet kantsone, variert bunnsubstrat og vannføring. Den undersøkte strekningen var dominert av stein, og det var lite grus på strekningen (se Figur 4-15). Det ble fanget lite fisk, men fangsten omfattet alle aldersgrupper også ved denne stasjonen. Lengdefordeling er vist i Figur 4-17. I tillegg til ørret, som er vist i lengdefordelingsplottet, ble det fanget en laks og observert ål ved feltarbeidet (se Figur 4-16). Bunndyrprøvene viste god økologisk tilstand.



Figur 4-15. Stasjon H6



Figur 4-16. Laks fra stasjon H6.



Figur 4-17. Lengdefordelingsplott for ørret fanget ved stasjon H6, september 2025.

4.4.7 *H7*

Stasjon H7 som ligger langt nedstrøms planområdet ble ikke elfisket. Bunndyrprøver ble kun tatt på våren, pga. stengt adkomstvei under feltarbeidet høsten 2025. Bunnsubstratet består av grus og stein, og oppstrøms prøvepunktet ligger det et strykparti kalt Storfossen som fungere som vandringshinder for fisk (Figur 4-18). Bunndyrresultatene viste moderat økologisk tilstand i vårprøven.



Figur 4-18. Stasjon H7. Storfossen vises bakerst i bildet.

4.4.8 *H8*

Stasjon H8 i Aunåa ble ikke elfisket. Bunnsubstratet består av grus og stein. Bekken bærer preg av å være påvirket av variasjon i vannføring (Figur 4-19). Bunndyrprøvene viste god økologisk tilstand.



Figur 4-19. Stasjon H8 i nedre del av Aunåa.

4.5 Elvemusling

Det ble gjort en enkel elevemuslingsundersøkelse i Straumsvassdraget ved bruk av vannkikkert. Det ble observert elvemusling. Se Figur 2-3 for undersøkelsesområdet.



Figur 4-20. Elvemusling observert under feltarbeid september 2025.

4.6 Vannplanter

Det ble utført kartlegging av akvatiske karplanter og kransalger under høstrunden. I innsjøene ble kasterive benyttet for innsamling av plantemateriale. Resultatene er oppsummert i Tabell 4-4. For tjernaks står det mellom «vanlig» tjernaks (*Potamogeton natans*) elle kysttjernaks (*Potamogeton polygonifolius*). Begge artene er karakterisert som livskraftige. For kransalgene vi fant, står det mellom vanlig kransalge (*Chara globularis*) eller skjørkrans (*Chara virgata*). Begge artene er karakterisert som livskraftige.

Tabell 4-4. Resultater fra kartleggingen av akvatiske planter under høstrunden.

Stasjon	Norsk navn	Art	Rødlistestatus
H6	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H6	krypsiv	*Juncus bulbosus*	LC
H5	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H5	krypsiv	*Juncus bulbosus*	LC
H4	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H4	vanlig kransalge	*Chara vulgaris*	LC
H3	tjernaks	*Potamogeton sp.*	LC
H3	tusenblad	*Myriophyllum spicatum*	LC
H9	botnegras	*Zannichellia palustris*	LC
H9	tusenblad	*Myriophyllum spicatum*	LC
H9	tjerngras	*Potamogeton gramineus*	LC
H2	vanlig kransalge	*Chara vulgaris*	LC
H2	hvit nøkkerose	*Nymphaea alba*	LC
H2	tusenblad	*Myriophyllum spicatum*	LC

H1	flotgras	*Sparganium angustifolium*	LC
H1	botnegras	*Zannichellia palustris*	LC

5 Oppsummering og vurdering av resultater

Multiconsult har gjennomført undersøkelser av vannmiljø på Hitra 1. Bunndyrundersøkelser og vannprøver er gjennomført både mai og september 2025. Elfiske- og elvemuslingsundersøkelser er gjennomført i september 2025.

Resultatene fra bunndyrundersøkelser viser en moderat til god økologisk tilstand i samtlige undersøkte vannforekomster. RAMI-indeksen[1] tyder ikke på forsuringspåvirking ved noen av stasjonene. Elfiskeundersøkelsene viste ved stasjonene H4 og H6 tilstedeværelse av alle årsklasser, men generelt lav fangst. På stasjon H2 var det ikke forhold for å gjennomføre elfiskeundersøkelser. Aldersfordeling er vurdert basert på lengdefordelingsplott. Ved stasjon H6 ble det registrert laks og ål i tillegg til ørret. Strekningen er i lakseregisteret ikke registrert som anadrom. Det påpekes at det kun er gjennomført én runde med elfiskeundersøkelser, som gjør at resultatene er beheftet med usikkerhet.

Det er gjennomført en enkel undersøkelse etter elvemusling i tidligere kartlagt strekning. Det ble ved feltarbeidet påvist elvemusling.

Tabell 5-1 oppsummerer tilstanden for de undersøkte parameterne som har klassegrenser. Tilstanden er markert med fargekodene som benyttes i veileder 02:2018 (6) og M-608/2016 (15). Jamfør veileder 02:2018 benyttes prinsippet om at «verste parameter styrer».

Tilstanden vurderes i jevnt over som god, men med enkelte variasjoner mellom stasjonene.

Det er registrert en viss variasjon i innhold av hovedioner (Na, K, Ca, Mg, SO4 og Cl), noe som trolig kan tilskrives variasjoner i berggrunn og løsmasser, samt forskjellig grad av påvirkning fra sjøsalter. Vassdragene fremstår ikke som spesielt forsuringsutsatte, men i Storfossen (H7) er det målt negativ bufferkapasitet både vår og høst. RAMI-indeksen for bunndyr indikerer ikke forsuringsproblematikk i noen stasjoner, heller ikke i stasjon H7.

Innholdet av arsen, tungmetaller er lavt og i svært god-god tilstand.

Næringssaltinnholdet er i all hovedsak lavt, utenom noe avvikende resultater for totalfosfor i Dalaelva som ga moderat tilstand i denne stasjonen i 2025. Bunndyrindeksen (ASPT), som skal fange opp respons på eutrofi og organisk belastning, viser god tilstand utenom i stasjon H1 og H7. Begge disse stasjonene ble målt i svært god tilstand mht. innhold av fosfor og nitrogen i vannprøvene. Stikkprøver av vann gir kun et øyeblikksbilde, men det virker sannsynlig at tilstanden for bunndyr i H1 og H7 skyldes egenskaper ved habitatet på disse stasjonene og/eller tilfeldig variasjon i prøvetaking, og ikke eutrofi/organisk belastning

Tre stasjoner (H2, H3 og H9) ble undersøkt for mikroplast og bisphenol A. Det ble ikke påvist plasttyper som forbindes med vindturbiner i noen av vannprøvene, men metoden har stor usikkerhet. Det ble heller ikke påvist bisphenol A i nærheten av miljøkvalitetsstandarden for vann (høyeste måling var ca. 1750 ganger lavere enn EQS-verdien).

[1] Forsuringsindeks

Tabell 5-1. Oppsummering av tilstanden for de forskjellige undersøkte parameterne i hver stasjon. Tilstanden er markert med fargekodene som benyttes i veileder 02:2018. Blå = svært god tilstand, grønn = god tilstand, gul = moderat tilstand, oransje = dårlig tilstand, rød = svært dårlig tilstand. Det er benyttet gjennomsnittsverdier fra vår og høst.

Vannforekomst	Stasjon	Økologisk tilstand		Støtteparametere til økologisk tilstand					Kjemisk tilstand	
		Bunndyr		tot-P	tot-N	VRS*	pH	ANC	Prioriterte stoffer	Prioriterte stoffer (BPA)**
		RAMI	ASPT							
Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet (ID: 117-169-R)	H3									
Aunåa (ID: 117-89-R)	H8, H9									
Dalaelva (ID: 117-67-R)	H4						-	-		-
	H6									
Setervatnet/ Kvernaelva bekkefelt (ID: 117-165-R)	H1									
Tjern, ikke definert vannforekomst	H2									
Ytre Sandvatnet - Blåskogvatnet bekkefelt (ID: 117-199-R)	H7									-

* VRS = vannregionsspesifikke stoffer. Disse stoffene benyttes ikke til å klassifisere kjemisk tilstand, men inngår som støtteparametere til økologisk tilstand.

** Resultater er hentet fra notat 10258198-01-RIM-NOT-003.

6 Referanser

1. **NVE.** *Utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk.* 2025.
2. **Statkraft.** *Kombinert planprogram og melding med forslag til utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk.* 2025. Rev. 03.
3. **Statens vegvesen.** *Bergarters potensielle effekter på vannmiljøet ved anleggsvirksomhet.* 2015. Rapport nr: 389.
4. **NGU.** Berggrunn. [Internett] [Sitert: 127 8 2025.] https://geo.ngu.no/kart/berggrunn_mobil/.
5. **NVE.** Vann-nett. [Internett] [Sitert: 10 9 2021.] https://vann-nett.no/portal/#/mainmap.
6. **Direktoratsgruppen for gjennomføring av vannforskriften.** *Klassifisering av miljøtilstand i vann. Økologisk og kjemisk klassifseringssystem for kystvann, grunnvann, innjsøer og elver.* 2018_rev27.10.20. Veileder 02:2018.
7. **European Commission.** *Common Implementation Strategy for the Water Framework Directive (2000/60/EC). Guidance document no. 7. Monitoring under the Water Framework Directive.* 2003. Guidance document no. 7..
8. **Miljødirektoratet.** *Eksempelsamling for tiltaksorientert overvåking.* 2018. M-997.
9. **Forseth, T. og Forsgren, E.** *El-fiskemetodikk Gamle problemer og nye utfordringer.* - NINA rapport 488. 74 s. : s.n., 2008.
10. **Standard Norge.** *Norsk standard NS-EN 14011:2003. Water quality - Sampling of fish with electricity.* 2003.
11. **Bohlin, T., et al.** *Electrofishing—theory and practice with special emphasis on salmonids.* s.l. : Hydrobiologia, 173, pp.9-43., 1989.
12. *Microplastics Emission from Eroding Wind Turbine Blades: Preliminary Estimations of Volume.* **Michnaevsky, L., Tempelis, A., Belahurau, Y & Johensen, N.F-J.** 24, s.l. : MDPI, 2024, Vol. 17.
13. **NVE.** Forurensning. [Internett] [Sitert: 26 11 2025.] https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/forurensning/.
14. *A Review of Atmospheric Micro/Nanoplastics: Insights into Source.* **Fei Jiang, Chengze Gao, Arthur W. H. Chan, David O. Topping, Hongliang Zhang, Weijun Li5.** s.l. : Current Pollution Reports, 2025. 11:53.
15. **Miljødirektoratet.** *Grenseverdier for klassifisering av vann, sediment og biota.* 2016. M608_ rev. 30.10.2020.

Vedlegg 2 – Notat 10258198-01-RIM-NOT-002_Rev00_Nye Hitra 1 vindkraftverk - Vurdering av risiko for drikkevann

Multiconsult

NOTAT

OPPDRAG	**Nye Hitra 1 vindkraftverk**	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-NOT-002
EMNE	Vurdering av risiko for drikkevann	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	**Statkraft**	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	**Henriette Rogde Haavik**	SAKSBEHANDLER	Henrik Myreng
KOPI		ANSVARLIG ENHET	10101038 Vannmiljø

SAMMENDRAG

Multiconsult Norge AS er engasjert av Statkraft for å utføre konsekvensutredning av Nye Hitra 1 vindkraftverk.

Kravene i NVEs utredningsprogram gjelder sammen med kravene i kapittel 6 i «Kombinert planprogram og melding med forslag til utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk. Utredningen av vannmiljø utføres med grunnlag i Miljødirektoratets veileder M-1941.

Når det gjelder hensynet til drikkevann, stiller programmene konkrete krav til utredning.

Dette notatet inneholder en vurdering av konsekvens for drikkevann, og er en tilleggsvurdering til delrapporten for vannmiljø. Undersøkelsene som er utført av vannmiljø i 2025 tyder på ikke negativ påvirkning fra dagens vindkraftverk.

I nedbørsfeltet til Nye Hitra 1 er det ett privat vannverk (Aunåa), én bekk som forsyner to hytter med vann og to grunnvannsbrønner.

Større utslippshendelser i nedbørsfeltet til drikkevannet fra bekk/elv kan bli negativt påvirket ved større utslippshendelser.

Ved normal anleggsgjennomføring og drift av nytt vindkraftverk vurderes risikoen for forringelse av drikkevannskildene som liten. Under anleggsarbeider i nedbørsfeltet til Aunåa anbefales det imidlertid overvåkning av elven.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Multiconsult Norge AS er engasjert av Statkraft for å utføre konsekvensutredning av nye Hitra 1 vindkraftverk.

Kravene i NVEs utredningsprogram (1) gjelder sammen med kravene i kapittel 6 i Kombinert planprogram og melding med forslag til utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk (2). Utredningen av vannmiljø utføres med grunnlag i Miljødirektoratets veileder M-1941 (3).

Når det gjelder hensynet til drikkevann, stiller programmene konkrete krav til utredning.

Dette notatet inneholder en vurdering av konsekvens for drikkevann, og er en tilleggsvurdering til delrapporten for vannmiljø (10258198-01-RIM-RAP-007).

1.2 Krav til utredning

Krav til utredning av drikkevann fra NVEs utredningsprogram er som følger:

00	13.2.2026	Vurdering av risiko for drikkevann	Henrik Myreng	Alexander Engebretsen/ Sunniva Buvarp	Håvard Finanger
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

- Definere influensområdet.

  Influensområdet skal beskrives, begrunnes og kartfestes.
- Vise kartlagte vannverk, enkeltbrønner og avsatte reservevannkilder, med tilhørende nedbørsfelt, som kan påvirkes av eventuell forurensning fra tiltaket, på kart.
- Beskrive ev. etablering av alternativ vannforsyning dersom drikkevann forurenses.

Krav til utredning av drikkevann i planprogrammet kap. 6 er som følger:

- Kartlegge alle vannverk, enkeltbrønner og avsatte reservevannkilder, med tilhørende nedbørsfelt, som kan påvirkes av eventuell forurensning fra kraftverk inkludert nettilknytning hjelpeanlegg (herunder adkomstveier).
- Vurdere risiko for at olje og andre kjemikalier, mikroplast, partikler, nitrogenavrenning, etc. forurenser drikkevann.
- Kontakte eiere/drivere av vannverk, reservevannkilder og enkeltbrønner, kommunen og Mattilsynet.
- Kilder som NGUs Granada og kommunens egen kartløsning skal også benyttes.
- Det skal innhentes informasjon om forurensning fra utredningen av forurensning vil vann og grunn.
- Risikovurderingen skal også gjøres i lys av resultatene fra Vitenskapskomiteen for mat og miljø sin vurdering av risiko for forurensning av drikkevann ved etablering av vannkraftverk

1.3 Regelverk og krav

Det er flere lovverk som kan ha relevans for vurderinger av drikkevann. Når det gjelder råvannskvaliteten er de mest sentrale lovverkene drikkevannsforskriften, forurensningsloven, vannforskriften og vannressursloven.

I sin helhet gjelder drikkevannsforskriften kun for vannverk som omfattes av forskriften. Den innfører et absolutt forurensningsforbud, med strenge krav til beskyttelse av nedbørsfeltet. Enkeltvannforsyninger, som f.eks. til hytter faller normalt utenfor drikkevannsforskriften.

Forurensningsloven gjelder alltid, og denne forbyr forurensning uten tillatelse, samt utslipp som kan medføre skader eller ulemper. Loven omfatter tiltak som kan forurense vannkilder til enkelvannforsyninger, f.eks. drikkevannskilde for en hytte.

Vannforskriften rammer for fastsettelse av miljømål som skal sikre en mest mulig helhetlig beskyttelse og bærekraftig bruk av norske vannforekomstene. Ifølge § 17 (Vann som brukes til uttak av drikkevann) skal vannforekomster identifisert som drikkevannskilder oppfylle miljømålene i § 4–§ 7), samt kravene til råvann for drikkevann i annet regelverk.

Vannressursloven stiller ikke detaljerte kvalitetskrav til råvann slik som drikkevannsforskriften. Men loven definerer overordnede rammer for bruk og vern av vannressurser, inkludert prinsipper for bærekraftig forvaltning og beskyttelse av vassdrag og råvannskilder.

1.4 Metode

Vurderingen er utført ved å se på nedslagsfeltene for bekker/elver som drenerer fra planområdet (nedbørsfelter er hentet fra Scalgo). Disse danne grunnlag for avgrensning av influensområde, som er beskrevet i delrapport for vannmiljø (10258198-01-RIM-RAP-006). Figur 1-1 viser et kart over influensområdet for vannmiljø. For bedre lesbarhet viser Figur 1-2 og Figur 1-3 kartutsnitt av hhv. nordre og søndre del av planområdet for nye Hitra 1. Som det fremgår av figurene, er det nokså begrensede arealer som vil bi berørt av terrenginngrep.

Det er utført en kartlegging av vannverk og private drikkevannskilder. Kartleggingen ble utført ved å kontakte Mattilsynet, Hitra kommune samt eiere av enkeltvannforsyninger (se kapittel 3).

Det er ikke noen standard metodikk for å bedømme risikoen for drikkevannskilder fra anleggsaktivitet og drift av vindkraftverk, og flere faktorer er av betydning. Som en første systematisering av informasjon fra kartlegging, er det benyttet en matrise med henblikk på forurensning fra anleggsarbeid, som vist i Tabell 1-1. Matrisen angir et poengnivå for å indikere og rangere sårbarheten mellom ulike lokaliteter. Det er videre gjort en faglig skjønnsvurdering av risikoen for drikkevann som er identifisert med sårbarhet på over 3 i matrisen. Poengscore er inndelt som følger:

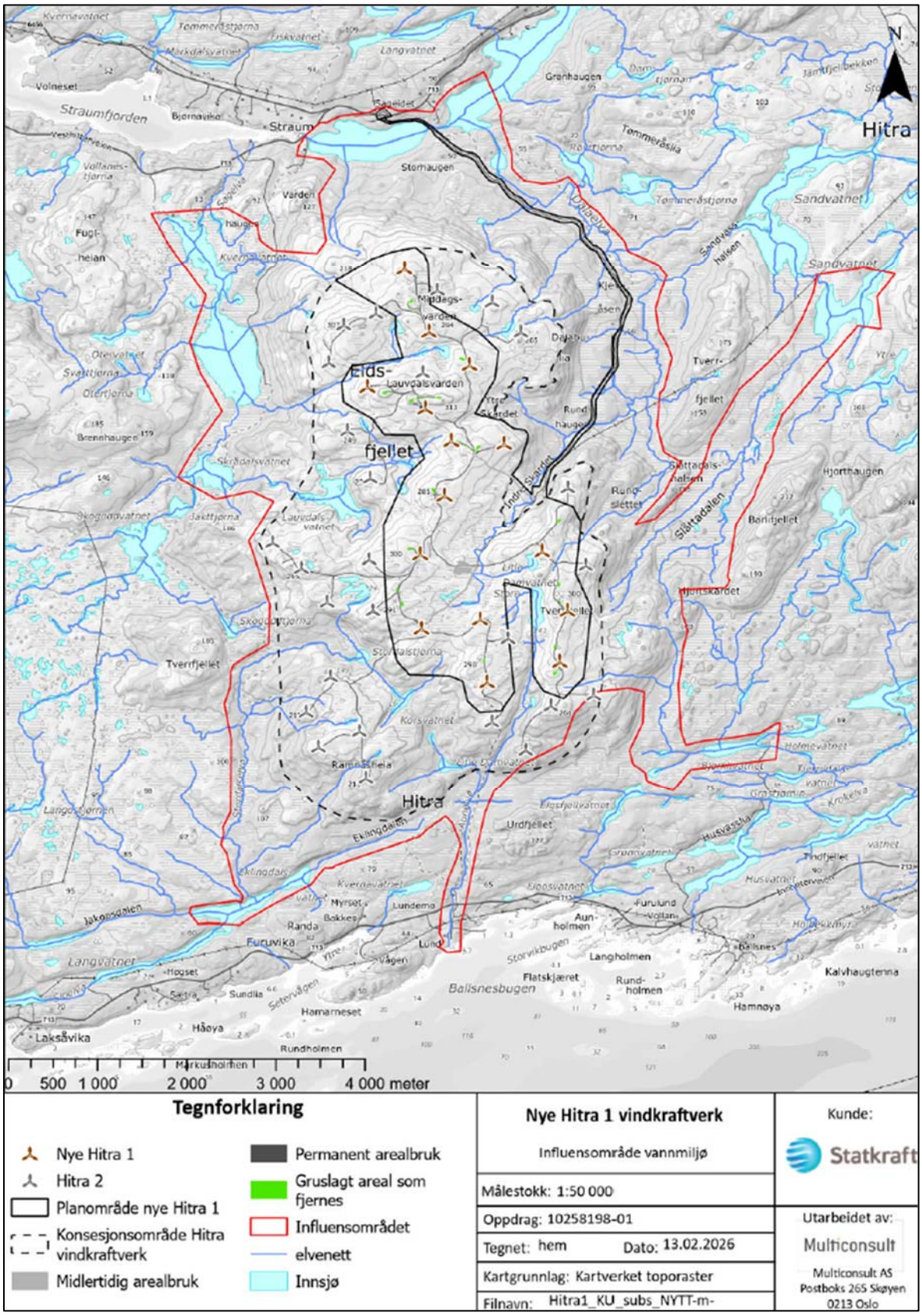
Lav sårbarhet: 3-4 poeng

Moderat sårbarhet: 5-7 poeng: Det bør utføres ytterligere undersøkelser av drikkevannskilden. Ytterligere undersøkelser kan medføre at risikoen skal endres.

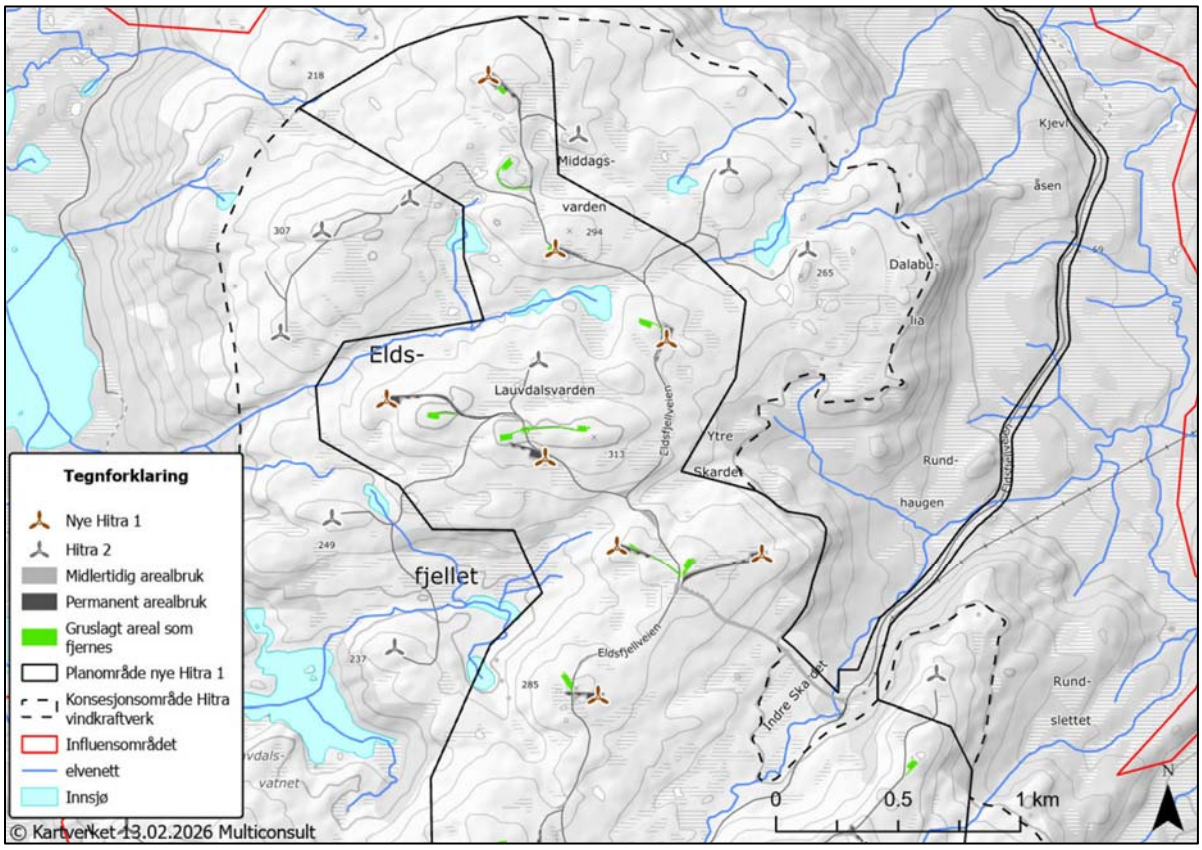
Høy sårbarhet: 8-9 poeng: Drikkevannskilden bør overvåkes. Det kan være behov for en risiko/beredskapsplan for beskyttelse av drikkevannskildene under ulike hendelser.

Tabell 1-1. Risikomatrise basert på faktorene plassering av drikkevannskilde, nedbørsfelt og type drikkevannsinntak.

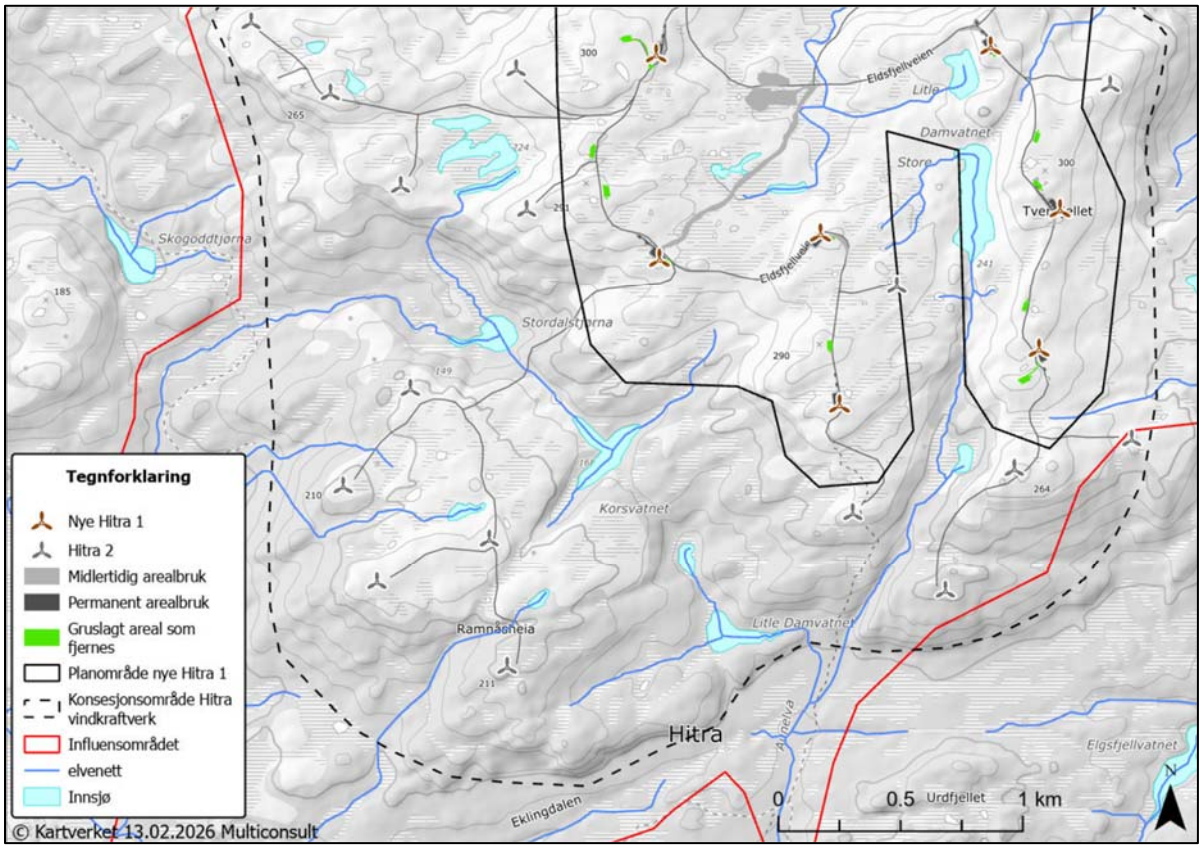
Faktor	Høy sårbarhet (3)	Moderat sårbarhet (2)	Lav sårbarhet (1)
Plassering av drikkevannskilde	Ligger innenfor planområdet og tilhørende nedbørsfelt	Ligger innenfor nedbørsfelt, men ikke planområdet	Ligger utenfor planområdet og tilhørende nedbørsfelt
Nedbørsfelt	Drikkevannskilden ligger i primærresipient for anleggsaktivitet eller får direkteutslipp	Drikkevannskilde ligger innenfor nedbørsområdet og kan bli påvirket fra anleggsarbeid fra diffus avrenning	Drikkevannskilde ligger utenfor nedbørsfelt som blir påvirket av anleggsarbeid. Ingen avrenning mot kilde
Konstruksjon	Overvann (elv, bekk og innsjø)	Løsmassebrønn	Boret brønn Tilkoblet vannverk med kilde utenfor influensområdet



Figur 1-1. Kart som viser planområdet og influensområdet for vannmiljø, samt områder med terrenginngrep ifm. etablering av nye turbiner.



Figur 1-2. Utsnitt av nordre del av planområdet for nye Hitra 1.



Figur 1-3. Utsnitt av søndre del av planområdet for nye Hitra 1.

2 Tiltaksbeskrivelse

Alternativ 0 omfatter ikke demontering av eksiterende vindkraftverk, og demontering er derfor ikke inkludert i tiltaksbeskrivelsen.

Totalt arealinngrep for Nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar, der ca. 68 dekar er tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar tidligere berørte arealer. Av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i alternativ 0.

Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer.

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

Anleggsaktiviteter er fordelt utover et nokså stort geografisk område og 15 større og mindre nedbørsfelt. Store deler av infrastrukturen er allerede etablert, slik at omfang av terrenginngrep er vesentlig mindre enn ved en nyetablering av et vindkraftverk.

For en mer detaljert beskrivelse av tiltaket vises det til delrapport for vannmiljø (10258198-01-RIM-RAP-006).

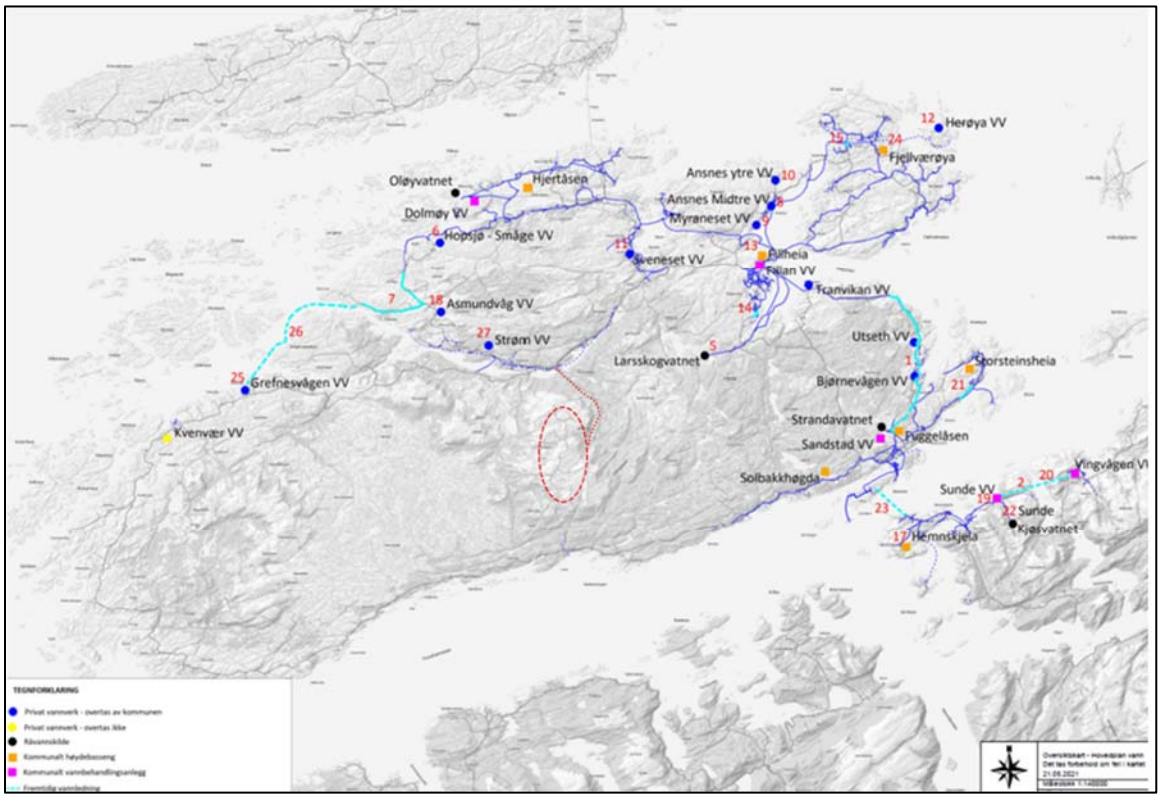
3 Vannverk og privat drikkevann

3.1 Kommunale vannverk

Hitra kommune har i alt fem kommunale vannverk og ni høydebassenger. De kommunale vannbehandlingsanleggene er Sandstad, Fillan og Dolmøya samt Sunde og Vingvågen i «Snillfjord» og forsyner ca. 74 % av innbyggerne, samt de fleste institusjoner og virksomheter (4).

Det er ingen kommunale vannverk i nærheten av Nye Hitra 1, som vist i Figur 3-1.

Hitra kommune har vurdert at det på sikt er behov for økt kapasitet på råvann, og Blåskogvatnet, som ligger ca. 6 km i luftlinje fra planområdet, kan være en hensiktsmessig råvannskilde. Det foreligger imidlertid ingen formelle planer om å benytte vannet som råvannskilde.



Figur 3-1. Kart med markeringer av vannverk på Hitra. Figuren er hentet fra Hitra kommunes Hovedplan for Vannforsyning 2021-2031 (4). Beliggenheten til planområdet er skissert med rødt.

3.2 Private vannverk og enkeltvannforsyninger

3.2.1 Kilder til informasjon

Multiconsult har kontaktet Mattilsynet, Hitra kommune, Vågen Camping og driftsansvarlig for Aunåa vannforsyning for å innhente informasjon om drikkevannskilder. Det er sendt SMS med spørsmål om drikkevannskilder til eiere av følgende gård- og bruksnumre: 32/25, 28, 34, 38, 47, 73, 74 og 87. Disse gårds- og bruksnumrene gjelder eiendommer ved Vesthitterveien og Eldsfjellveien. Det er også gjort karlegging i NGUs kart, SeNorge og historiske flyfoto på Finn kart.

3.2.2 Tilbakemeldinger / informasjon fra kontakter

Mattilsynet opplyser i brev datert 6.10.2025 at eksisterende vannforsyningssystem i området er Vågen Camping samt forsyningen tilknyttet Aunevassdraget.

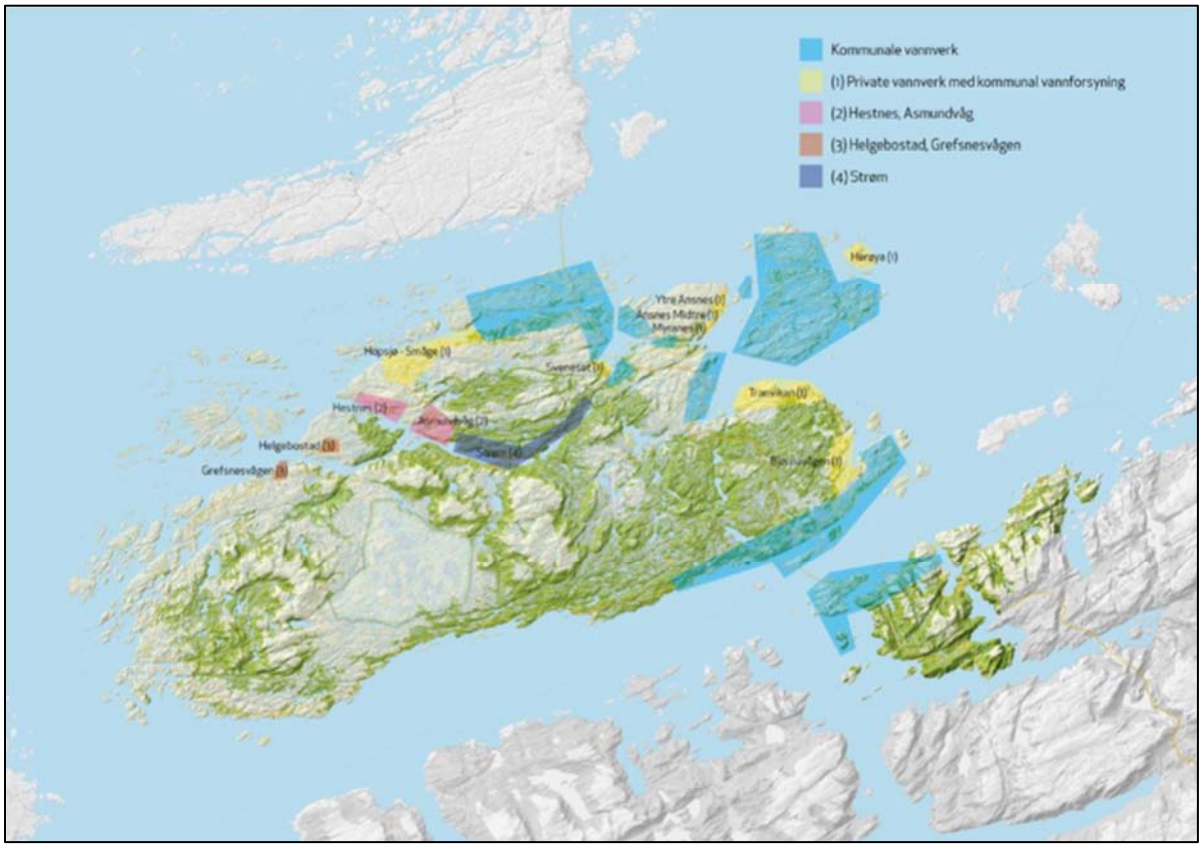
Vågen Camping opplyser om at de henter råvann fra Kvernavatnet (Jan Pettersen, *pers. komm.* 2025).

I Aunåa er det inntak av drikkevann til ca. 20 husstander med vann. Inntaket ligger nedgravd i elven (Hogne Langvatn, *pers. komm.* 2025). Det ble også informerte om en nokså nyetablert brønn for drikkevann på adressen Balsnesaunet 2.

Ved Eldsfjellveien og Vesthitterveien ligger det bebyggelse på flere gårds- og bruksnumre (32/38, 87, 47, 43, 28, 73, 74, 25).

Gårds- og bruksnumrene som ligger nært Vesthitterveien er koblet til Strøm vannverk, vist i Figur 3-2. (Ole Martin Grøntvedt, *pers. komm.* 2025). Strøm vannverk henter råvann fra Kirkvatnet som ligger utenfor influensområdet til Nye Hitra 1.

Gårds- og bruksnummer 32/73 og 74 er bebygd med to hytter som ligger ved Eldsfjellveien. Disse hyttene henter vann fra en liten bekk (ikke registrert i kart) som renner inn fra vest /sydvest (Erling Helge Strøm, *pers. komm.* 2025).



Figur 3-2. Kart over kommunale og private vannverk på Hitra. Figuren er hentet fra Hitra kommunes Hovedplan for Vannforsyning 2021-2031 (4).

3.2.3 Registrerte grunnvannsbrønner

I NGUs database GRANADA (5) er det registrert to brønner i influensområdet (Figur 5-1). Den ene brønnen (nr. 115311) forsyner Statkrafts driftsbygg med vann. Brønn nr. 17922 er fra 1982 og er også registrert som vannforsyning.

4 Potensielle forurensningskomponenter

4.1 Anleggsfasen

De mest sannsynlige forurensninger i anleggsfasen er:

- Partikkelforurensning fra massehåndtering
- Nitrogen fra sprengningsarbeider
- pH fra betongarbeider
- Generelt økt utlekking av salter og ioner fra masser som blir berørt av terrenginngrep
- Utslipp av drivstoff, olje og kjemikalier

Det vil etableres egen rigg med lukket sanitæranlegg, noe som gjør at sanitærvann ikke utgjør en risiko.

Utslipp fra anleggsarbeid er vanskelig å predikere, da det er mange faktorer som vil påvirke omfanget, som f.eks. grunnforhold og vegetasjon, værforhold under de forskjellige typene arbeid, entreprenørs driftsopplegg og beredskapen ved uhell.

Anleggsarbeider medfører erfaringsmessig noe forurensning, og det er svært sjelden avbøtende tiltak ikke er nødvendig. De fleste anleggsrelaterte forurensninger kan reduseres gjennom avbøtende tiltak samt gjennom god beredskap for uhellsutslipp. Unntakene vil normalt være nitrogenavrenning og en generell økning i stoffutlekking fra masser som har vært håndtert, og som medfører diffus avrenning. Ved større nedbørsmengder er partikkelutvasking også krevende å avbøte under anleggsarbeid.

4.2 Driftsfasen

I driftsfasen er de mest sannsynlige forurensningene:

- Oljeutslipp (girolje, hydraulikkolje)
- Utslipp av kjølevæske/glykol.
- Mikroplast fra slitasje på turbinbladene

4.3 Demontering

Ifølge NVE kan demonteringen vil normalt utføres kontrollert og uten utslipp, og risikoen for utslipp vil hovedsakelig være begrenset til uhell.

VKM påpeker også at demontering innebærer en forurensningsrisiko knytte til uhell med transport av avfallet samt annen type transport (6). Foreløpig er det få tilfeller av avvikling av vindkraftverk i Norge. Ved fremtidig avvikling må en plan sendes til godkjennelse hos NVE.

5 Vurdering av risiko

Figur 5-1 viser kartlagt drikkevann, nedbørsfelter og influensområdet. Tabell 5-1 oppsummerer informasjon om kartlagt drikkevann og gir poeng for hvor utsatte de ulike lokalitetene er, iht. kriteriene i Tabell 1-1.

I nedbørsfeltet fra Nye Hitra 1 er det ett privat vannverk (Aunåa, nr. 1), én bekk som forsyner to hytter med vann (nr. 3) og to grunnvannsbrønner (nr. 5 og 6).

Når det gjelder poengene for sårbarhet, må disse tolkes med en viss forsiktighet. Poengene gir først og fremst en rangering av hvilke drikkevannskilder som er mest utsatt for påvirkning, men det er flere forhold enn de i matrisen som er av betydning for hvor sannsynlig det er med forringelse av vannet.

Tabell 5-1. Informasjon om kartlagt drikkevann, med poeng for sårbarhet iht. kriteriene i Tabell 1-1 vist i høyre kolonne.

Nummerering i figur 2-5	Lokalitet	Vannkilde	I nedbørsfelt fra planområdet	Type inntak	Rangering av sårbarhet
1	Aunåa	Overflatevann / Aunåa	JA	Inntak fra elv, med sandmasser over	9
2	Vågen Camping	Kvernavatnet	NEI	-	1
3	Gnr./bnr. 32/73, 74	Overflatevann / liten, uregistrert bekk	JA	Arrangement med ledning fra bekk til hytter	7
4	Gnr./bnr. 32/25, 28, 34, 38, 47, 87	Strøm vannverk	NEI	-	1
5	Brønn 115311 (Statkraft)	Grunnvann	JA	Inntak på 110 m dybde	7
6	Brønn 17922 (ved Husvatnet)	Grunnvann	JA	Inntak på 100 m dybde	5

5.1 Anleggsfasen

Anleggsfasen vurderes som den perioden med høyest risiko for negativ påvirkning, noe også Vitenskapskomiteen for mat og miljø også påpeker (6). Blant annet er omfanget av terrenginngrep av stor betydning for forurensningsrisikoen, og for Nye Hitra 1 vil det være begrenset omfang på terrenginngrep, sammenlignet med nyetablering av et vindkraftverk.

I KU-rapporten for vannmiljø og forurensning forutsettes det at vanlige avbøtende tiltak blir gjennomført, siden dette følger av forurensningslovverket. Eksempler på vanlige avbøtende tiltak er at anleggsvann ikke skal slippes direkte til resipient, at masser ikke mellomlagres i kanten av bekker/vassdrag samt krav til beredskapsplaner (anleggsmaskiner har tilgang på adsorbenter, tette oppsamlingssystemer for olje/ kjemikalier på riggområder).

Sprengningsarbeider omfatter i hovedsak senkning av terreng for å oppnå tilstrekkelig plass i svinger som nå er for trange. Sprengningsarbeidene er fordelt over lange strekninger, og det forventes derfor ikke særskilt høy nitrogenbelastning til de to vannstrengene som benyttes til drikkevann.

For den lille bekken ved Eldsfjellveien (nr. 3) tilsier avstanden til terrenginngrep og omfanget av inngrepene at sårbarheten i Tabell 1-1 er noe konservativ. Det samme gjelder for grunnvannsbrønnen ved Husvatnet. Det er lite anleggsaktivitet i nedbørsfeltet og brønnen ligger ca. 1,5 km unna planområdet. Statkrafts brønn ligger rett ved et mindre, planlagt terrenginngrep i en veisving, men selve tiltaket medfører liten risiko for brønnen (etablering av en støttemur og en liten utvidelse av veien). Det er i praksis ikke mulig å vite hvilke områder fjellbrønner trekker vann fra, men ved normal anleggsdrift, uten store uhellsutslipp av olje ea., vurderes risikoen for begge brønner som liten. Ved større uhellsutslipp av olje/drivstoff i nedbørsfeltene til brønnene, må det iverksettes undersøkelser og ev. tiltak.

Bekken som forsyner de to hyttene ved Eldsfjellveien med vann, drenerer et område med vegetasjon og myr øst for planområdet, og hyttene ligger ca. 1 km øst for planområdet. Bekken er ikke avmerket i kart, og det er ikke klart hvordan nedbørsfeltet opp mot planområdet ser ut. På grunnlag av topografi, terreng/vegetasjon og avstand til arbeider vurderes risikoen fra anleggsarbeider som liten. Før tiltak bør bekken imidlertid befares for å få bedre kjennskap til hvordan den drenerer oppstrøms nedbørsfelt. Som for brønnene, må det iverksettes undersøkelser og ev. tiltak ved større uhellsutslipp i nedbørsfeltet til bekken.

Aunåa utgjør en effektiv spredningsvei for forurensning, og etter utløpet fra Store Damvatnet er det ikke vann/tjern/høler som holder tilbake/forsinker forurensninger. Nedbørsfeltet strekker seg inn på de to sydligste delene av planområdet og drikkevannsinntaket ligger i overkant av en kilometer nedstrøms planområdet. I anleggsfasen ansees det å være liten-moderat risiko for negativ påvirkning på vannkvaliteten i elven. Beskyttelsen av vanninntaket med sandfang reduserer risikoen fra partikler og partikkelbundet forurensning i drikkevannet. Selv om olje og drivstoff er lite vannløselige, kan imidlertid større utslipp i nedbørsfeltet medføre forringelse av drikkevannskvaliteten (smak/lukt). Under anleggsarbeid i nedbørsfeltet til Aunåa anbefales det å overvåke elven.

5.2 Driftsfasen

Resultatene fra vassdragene på Hitra tyder på svært liten påvirkning på vannkvaliteten i driftsfasen ila. de over 20 årene eksiterende Hitra 1 har vært i drift.

Vindturbiner inneholder i størrelsesorden 1–2 m^3 olje, mest girolje og noe hydraulikkolje. Eventuelt girfrie turbiner vil inneholde vesentlig mindre olje. I kjølesystemer brukes det glykol eller annet kjølemedium i en mengde på ca. 0,5 m^3.

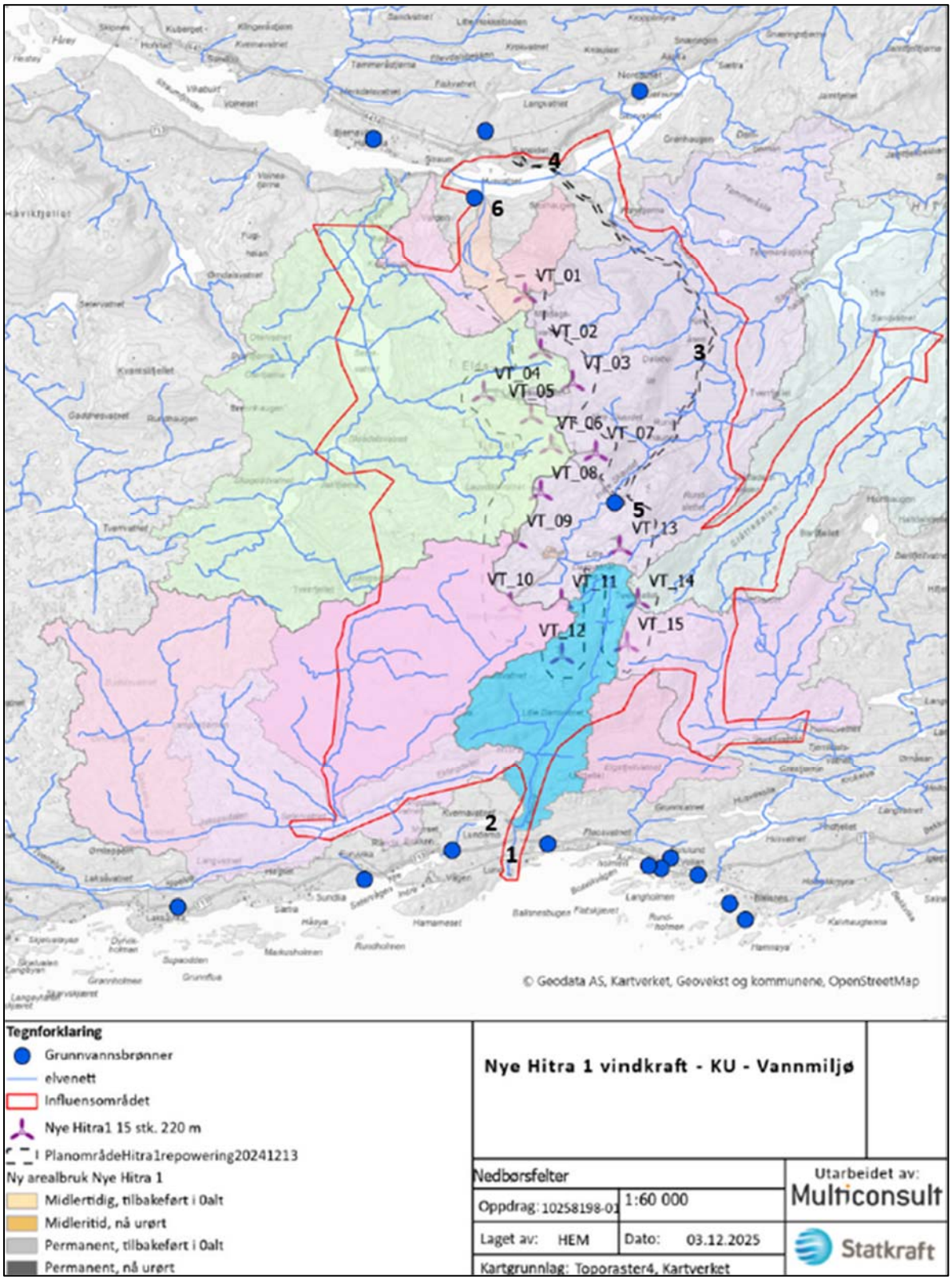
Det er et skille mellom forbruk av olje og utslipp av olje ved en hendelse. Det kan være forbruk knyttet til at olje svetter/presses ut. Dersom fordampning forekommer, er det sannsynligvis de lette og mest flyktige komponentene som fordamper.

Ifølge Statkraft medfører hendelser med oljeutslipp typisk lekkasjer på 1-20 liter olje med et gjennomsnitt på 8,3 liter. Det er anslått at ca. halvparten av mengden slippes ut til ytre miljø. På turbinoppstillingsplassene er det gruslagte arealer som vil binde olje som kommer på terreng. Utslipp av dette omfanget medfører liten risiko for å påvirke drikkevannskildene.

Det er usikkerheter knyttet til spredning av mikroplast fra coating på turbinbladene, men det er ikke rimelig å forutsette noe betydelig nedfall i de forholdvis små nedbørsfeltene som har drikkevannsuttak i influensområdet. Analyser av mikroplast fra stikkprøvetaking i influensområdet i 2025 indikerer ikke høyere nivåer på planområdet enn i referansestasjoner i regionen, men det bemerkes at datagrunnlaget er lite og det er stor metodeusikkerhet. Ulike faktorer, spesielt vær og vind, påvirker slitasjehastigheten, og utslipp av mikroplast vil derfor variere. NVE har spurt norske anleggseiere om deres erfaring med slitasje, der en aktør rapporterte en årlig slitasje på 200 gram per turbin per år (7). To turbinleverandører har estimert at slitasje fra turbinbladene utgjør inntil 150 gram per turbin per år. Basert på disse tallene og 15 nye turbiner på Hitra 1, vil være snakk om et årlig utslipp av mikroplast i størrelsesorden 3 kg.

Risikoen for drikkevann i driftsperioden vil etter alt å dømme være begrenset til utslipp fra uhellshendelser og ev. turbinhavari, som kan føre til utslipp av olje og glykol, spredning av turbindeler og annet avfall. Forsyningene som henter overflatevann vurderes å være mest utsatt ved slike hendelser, og konsekvensen vil være størst for Aunåa som har størst verdi som drikkevannskilde.

Det er planlagt reguleringsbestemmelser for aktivitet, f.eks. knyttet til drift og vedlikehold, i nedbørsfeltet til Aunåa.



Figur 5-1. Oversiktskart med nedbørsfelter og influensområde. Tall markerer kartlagte hytter, husstander, brønner og enkeltvannforsyninger (se Tabell 5-1 for informasjon om numrene).

6 Alternativ vannforsyning ved skade eller forringelse

Skader på drikkevann omfatter:

- Permanent forringelse av råvannskvalitet (økt tilførsel av næringsstoffer, metaller eller andre stoffer som ikke lar seg reversere gjennom naturlige prosesser.
- Økt behandlingsbehov (behov for nye, kostbare eller permanente rensetrinn for å håndtere en påvirkning).
- Redusert leveringssikkerhet (svekket mulighet til å levere nok vann eller opprettholde hygienisk barriere over tid).

Dersom drikkevann skades eller forringes, er følgende alternativer mulige å iverksette:

- Korttids forsyning av vann til berørte abonnenter fra vannvogn / vanntanker (IBC-tanker, tankbil).
- Midlertidig distribusjon av flaskevann, men dette har begrenset kapasitet

Dersom det i verste fall skulle oppstå skade av en varighet som gjør at tiltakene over ikke er hensiktsmessige, må det etableres nytt inntak, f.eks. ved boring.

7 Referanser

1. **NVE.** *Utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk.* 2025.

2. **Statkraft.** *Kombinert planprogram og melding med forslag til utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk.* 2025. Rev. 03.

3. **Miljødirektoratet.** Konsekvensutredninger av klima og miljø. [Internett] 15 11 2025. https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger. M-1941.

4. **Hitra kommune.** *Hovedplan vannforsyning 2021-2031.* 2021.

5. **NGU.** Granada. [Internett] [Sitert: 27 11 2025.] https://geo.ngu.no/kart/granada_mobil/.

6. **Vitenskapskmiteen for mat og miljø.** *Kunnskapsgrunnlag for mattilsynets arbeid med å beskytte drikkevann mot kjemisk og fysisk forurensning fra vindkraftverk på land.* 2025. VKM Report 2025:08.

7. **NVE.** Forurensning. [Internett] [Sitert: 18 11 2025.] https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/forurensning/.

Vedlegg 3 – Notat 10258198-01-RIM-NOT-003_Rev01_Nye Hitra 1 vindkraftverk - Undersøkelser av bisphenol A

Multiconsult

NOTAT

OPPDRAG	**Nye Hitra 1 vindkraftverk**	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-NOT-003
EMNE	Undersøkelser av bisphenol A	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	**Statkraft**	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	**Henriette Rogde Haavik**	SAKSBEHANDLER	Henrik Myreng
KOPI		ANSVARLIG ENHET	10101038 Vannmiljø

SAMMENDRAG

Multiconsult Norge AS er engasjert av Statkraft for å undersøke nivåer av bisphenol A (BPA) i influensområdet til Hitra 1 vindkraftverk.

BPA finnes i epoxy som er en komponent i turbinblader, og det har vært stilt spørsmål om slitasje av turbinblader kan forårsake utlekking av BPA i miljørelevante konsentrasjoner.

Dette notatet beskriver undersøkelsene som ble utført av Multiconsult i september 2025, og det gis en vurdering av resultatene fra kjemiske analyser av jord- og vannprøver. Undersøkelsene ble utørt i forbindelse med konsekvensutredningen av Nye Hitra 1 vindkraftverk, og resultatene vil inngå som et underlag til konsekvensutredningen.

Utførte undersøkelser

Det ble utført prøvetaking av jord og vann i tre stasjoner i Hitra vindkraftverk og i tre referansestasjoner mellom Hitra og Orkdal 10. og 11. september 2025. Prøvetakingen ble utørt iht. NILUs metodikk. Prøvene ble sendt til NILU for kjemiske analyser av ni av varianter av bisphenoler i vann og jord.

Resultater fra vannprøver

4,4-BPA ble påvist over kvantifiseringsgrensene (LOQ) i alle prøver, både fra vindkraftverket og referansestasjonene. Resultatene ligger på nokså likt nivå, der det høyeste resultatet er 1,12 ng/L i prøven fra Orkla (Ref3). Sammenlignet med AA-EQS for BPA (1,5 µg/L) og foreslått grenseverdi i drikkevann (2,5 µg/L), er de registrerte nivåene svært lave.

Av andre typer bisphenoler, ble det påvist lave konsentrasjoner av BPF på Hitra samt BPS i en av referansestasjonene. Det foreligger ikke grenseverdier i vann for BPF og BPS, men egenskapene til BPS og BPF antas å være sammenlignbare med BPA.

Resultater fra jordprøver

4,4-BPA som var den eneste typen bisphenol som ble påvist i jordprøvene. Ingen av de andre typene bisphenol ble påvist over kvantifiseringsgrensene. I prøvene fra Hitra ble det påvist BPA i én av prøvene, i en konsentrasjon på 7,56 ng/g. Det ble påvist BPA i alle referanseprøvene i konsentrasjoner fra 1,44 – 45,1 ng/g. Sammenlignet med forslag til PNEC-verdier for BPA i jord, må alle påviste verdier karakteriseres som svært lave.

Vurdering

Det er påvist lavt innhold av BPA i vassdragene som ble undersøkt i Hitra vindkraftverk. Referanseprøvene viste verdier på sammenlignbart nivå. Ingen av de påviste verdiene er i nærheten av grenseverdier for BPA i vann, og konsentrasjonene antas å ha liten miljømessig betydning. I jord ble det påvist BPA i en prøve fra vindkraftverket og i alle tre referanseprøver. Sammenlignet med forslag til PNEC-verdier for BPA i jord, må alle påviste verdier karakteriseres som svært lave.

Resultatene tyder på at vindkraftverket ikke tilfører BPA i et omfang av nevneverdig miljømessig betydning.

Det bemerkes at datagrunnlaget for er lite, og at det dermed har en betydelig usikkerhet.

00	13.2.2026	Undersøkelser av bisphenol A	Henrik Myreng	Alexander Engebretsen	Håvard Finanger
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

1 Bakgrunn

Multiconsult Norge AS er engasjert av Statkraft for å undersøke nivåer av bisphenol A (BPA) i influensområdet til Hitra 1 vindkraftverk.

BPA finnes i epoxy som er en komponent i turbinblader, og det har vært stilt spørsmål om slitasje av turbinblader kan forårsake utlekking av BPA i miljørelevante konsentrasjoner.

Dette notatet beskriver undersøkelsene som ble utført av Multiconsult i september 2025 samt resultatene fra kjemiske analyser av jord- og vannprøver.

Hitra 1 vindkraftverk ble etablert i 2004, og undersøkelsen inngår i en utredning vedr. fornyelse av vindkraftverket.

Kjemiske analyser ble utført av NILU ettersom de oppnår svært lave deteksjonsgrenser. Svært følsomme analysemetoder vil generelt kunne fange opp bakgrunnsverdier av det aktuelle stoffer som undersøkes. Det ble derfor inkludert tre referansestasjoner på strekningen mellom Hitra og Orkdal, for å få et sammenligningsgrunnlag fra steder utenfor vindparker.

Resultatene inngår som underlag i konsekvensutredningen av Nye Hitra 1 vindkraftverk.

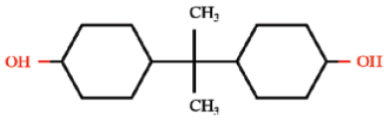
2 Bisphenol A

2.1 Struktur og egenskaper

Bisphenol A forekommer ikke naturlig, men kan syntetiseres fra fenol og aceton. Tabell 2-1 viser en oversikt over BPAs fysiske og kjemiske egenskaper. Stoffet regnes som moderat vannløselig og har en moderat bioakkumulasjonsfaktor. Dette medfører relativt lavt potensial for å bioakkumulere i organismer og liten fare for biomagnifisering i næringskjeder. Fordelingskoeffisienten (log K_{OW}) og undersøkelser viser at BPA til en viss grad vil bindes i jord og sediment, men graden av binding avhenger av det organiske innholdet samt kornfordelingen (1) (2). Bisphenol A er fortsatt løselig nok i vann til å kunne transporteres i miljøet. I miljøet vil BPA brytes ned av mikroorganismer og fotokjemisk oksidasjon, og viser halveringstider fra 0,2-0,3 dager i luft til ca. et år i sediment.

De hormonforstyrrende egenskapene gjør at BPA er oppført på prioritetslisten over stoffer det er knyttet særskilt bekymring til. Det finnes flere varianter av bisphenoler, og flere av varianten har hormonforstyrrende egenskaper hos dyr og mennesker.

Tabell 2-1. Fysisk- kjemiske egenskaper for BPA. Tabell fra Corrales et al. 2023 (2).

CASRN	80-05-7
Molecular structure	
Molecular formula	$C_{15}H_{16}O_2$
Molecular weight	228.287
Density	1.14-1.195 g/mL at 20°C-25°C
Dissociation constant, pK_a	10.29 ± 0.69
Octanol/Water Partition Coefficient, log K_{ow}	3.64 ± 0.32
Bioconcentration factor (BCF)	220-344[a], 5.1-73.4[b]
Solubility	120-300 mg/L at 25°C in water and greater solubility in aqueous alkaline solutions, alcohol, and acetone
Henry Law constant	4.0×10^{-11} atm-cu m/mol at 25°C (est)
Boiling point	360.5°C at 760 mm Hg
Melting point	153°C
Critical temperature and pressure	Temperature: 849 K; pressure: 2.93 × 10 + 6 Pa (est)
Heat of combustion	−7.465 J/kmol (est)
Hydroxyl radical reaction rate constant	8.1 × 10-11 cm^3/molec-sec at 25°C (est)
Vapor pressure	4.0 × 10-8 mm Hg at 25°C
Color and form	White to cream crystal flakes; crystallizes as prisms in acetic acid and as needles in water
Odor	Mild phenolic odor
Half-life, days	38 (water), 75 (soil), 340 (sediment), and 0.2 (air)

På grunn av restriksjoner på bruk av BPA, er BPA i økende grad blitt substituert av bisphenol S (BPS). Det foreligger langt mindre forskning på BPS enn BPA, men det er vist at varianten er hormonforstyrrende for pattedyr og fisk, og antas å forårsake lignende effekter som BPA. Bisphenol S er strukturelt nokså lik BPA, men har også en SO_2-gruppe som gir BPS noe høyere vannløselighet enn BPA. Bisphenol F (BPF) er en annen variant som også er aktuell som substitusjon for BPA, og denne varianten antas også å ha hormonforstyrrende egenskaper (3).

2.2 Kilder til bisphenol A

Bisfenol A brukes i produksjon av polykarbonatplast og epoksyharpikser, som finnes i en rekke produkter, inkludert mat- og drikkeemballasje, kosmetikk og medisinsk utstyr (4). Større utslipp skjer i hovedsak via avløpsvann og slam, sigevann fra avfallsdeponier og lokale utslippskilder. Ettersom BPA er vanlig i mange produkter, kan små mengder prinsipielt stamme fra diffus forurensning.

Den viktigste spredningsveien er utslipp med vann, men BPA kan også spres i miljøet med luftbårne partikler. BPA som ikke er partikkelbundet vil ha kort halveringstid ved utslipp til luft, og atmosfæriske konsentrasjoner av BPA uten partikkeltilknytning regnes som neglisjerbare (2).

Når det gjelder vindkraftverk, vil BPA kunne stamme fra slitasjepartikler fra turbinbladene, og det er en pågående diskusjon om hvor store mengder slitasjepartiklene utgjør. Bisphenol A skal ikke inngå i laget (coatingen) utenpå turbinblader, men inne i glassfiberblandingen inne i bladet (5). Ifølge NVE utgjør årlig slitasje på turbinblader inntil 150 g /turbin/år, dvs. 50 g pr. blad (6). En aktør som hadde beregnet utslipp basert på inspeksjon av egne turbinblader, kom frem til en årlig slitasje på

200 g/turbin/år. Utfra et anslag på 200 g/turbin/år vil de ca. 1400 turbinene som er i drift eller under bygging i Norge i dag, gi et årlig utslipp på 280 kg. Dersom slitasje medfører utslipp av glassfiber, vil det være økt fare for utslipp av bisfenol A. Ifølge NVE vil så omfattende slitasje kun skje helt unntaksvis, og det vil i så fall skyldes mangel på vedlikehold.

2.3 Grenseverdier og vurderingskriterier

I vannforskriften regnes bisphenol A som et vannregionsspesifikt stoff, og har en miljøkvalitetsstandard på 1,5 µg/L (1500 ng/L), målt som årlig gjennomsnitt i ferskvann (AA-EQS-verdi[1]). Maksimal miljøkvalitetsstandard i ferskvann (MAC-EQS[2]) er 11 µg/L (11 000 ng/L). Grenseverdiene skal beskytte akvatisk biota for hhv. kroniske og akutte effekter. I Miljødirektoratets veileder M608 () er det fastsatt klassegrenser for BPA, som vist i Tabell 2-2. AA-EQS og MAC-EQS tilsvarer hhv. klasse II og III.

Tabell 2-2. Tilstandsklasser for BPA i ferskvann (µg/L). Tabellen er modifisert fra Miljødirektoratets veileder M608.

Navn på stoff	Klasse I	Klasse II	Klasse III	Klasse IV	Klasse V
	Bakgrunn	God	Moderat	Dårlig	Svært dårlig
Bisfenol A		0 - 1,5	1,5 - 11	11 - 110	> 110

Miljøkvalitetsstandarden (klasse II) for BPA i sedimenter er 1,1 µg/kg tørrstoff (1100 ng/kg).

BPA er ikke regulert med grenseverdi i drikkevannsforskriften, men EU har vedtatt Drikkevannsdirektiv 2020/2184 som er under vurdering i EØS/EFTA-statene. Mattilsynet anser rettsakten som EØS-relevant og akseptabel (8). I dette direktivet har EU innført en drikkevannsgrense for BPA på 2,5 µg/L (2500 ng/L) (9).

Hverken BPA eller andre varianter er regulert med normverdi i jord i forurensningsforskriften kapittel 2 . Det foreligger flere forslag til PNEC[3]-verdier i jord, og disse er typisk i nivåer på µg/kg eller mg/kg:

I en risikovurdering fra European Chemicals Agency (ECHA) utledes det en PNEC for jord på 23 µg/kg v.v. fra tester på sediment. Det nederlandske folkehelseinstituttet (RIVM) har foreslått en PNEC i jord på 3,7 mg/kg . I en studie utført av Kwak *et al.* i 2018 foreslås det en kronisk HC_5[4]-verdi på 13,7 mg/kg, mens amerikanske miljømyndigheter har screeningverdier for human helse fra BPA i jord fra 3200 mg/kg til 41000 mg/kg, der verdien avhenger av arealbruk .

[1] AA-EQS = annual average - environmental quality standard, dvs. aritmetisk årsgjennnomsnitt for et stoff. Årsgjennomsnittet skal ikke medføre negative virkinger ved kronisk eksponering

[2] MAC-EQS = maximum allowable concentration - environmental quality standard, dvs. den høyeste konsentrasjonen av et stoff som er tillatt i en vannforekomst over en kort tidsperiode uten at det medfører akutte effekter

[3] PNEC = predicted no effect concentration. Dette er en estimert verdi som skal representere den høyeste konsentrasjonen som antas ikke å ha noen skadelige effekter på organismer eller økosystemer

[4] HC_5 = Hazard Concentration for 5 % av artene, dvs. konsentrasjonen av et stoff som antas å være skadelig for 5 % av de undersøkte artene i et økosystem.

3 Beskrivelse av undersøkelsesområder

Undersøkelsesområdene ligger i Trøndelag, hhv. på Hitra og østenforliggende fastland (langs fv. 714 til Orkdal). Figur 3-1 viser et oversiktskart.

Hitra 1 vindkraftverk åpnet i 2004 og ble utvidet med et nytt trinn i 2019. Hitra 1 har 24 vindturbiner.



Figur 3-1. Oversiktskart over sydlige Trøndelag. Undersøkelsesområder er skissert med rødt.

3.1 Hitra 1 vindkraftverk

Hitra 1 vindkraftverk ligger i nedslagsfeltet til syv vannforekomster. I Vann-nett (15) oppgis det ikke vannkjemiske data for noen av vannforekomstene (dvs. udefinert kjemisk tilstand). Vanntypene oppgis som kalkfattig til moderat kalkrik og humøs for alle vannforekomstene. Det er registrert forholdvis få påvirkninger, men det er oppgitt endringer av habitat (nedre deler av Laksåvassdraget) samt dumping av masser og avfall i og ved Aunåa.

Undersøkelser utført av Multiconsult i 2025 viser at vannkvaliteten i undersøkelsesområdet gjennomgående er god mht. vannkjemiske parametere i vannforskriften.

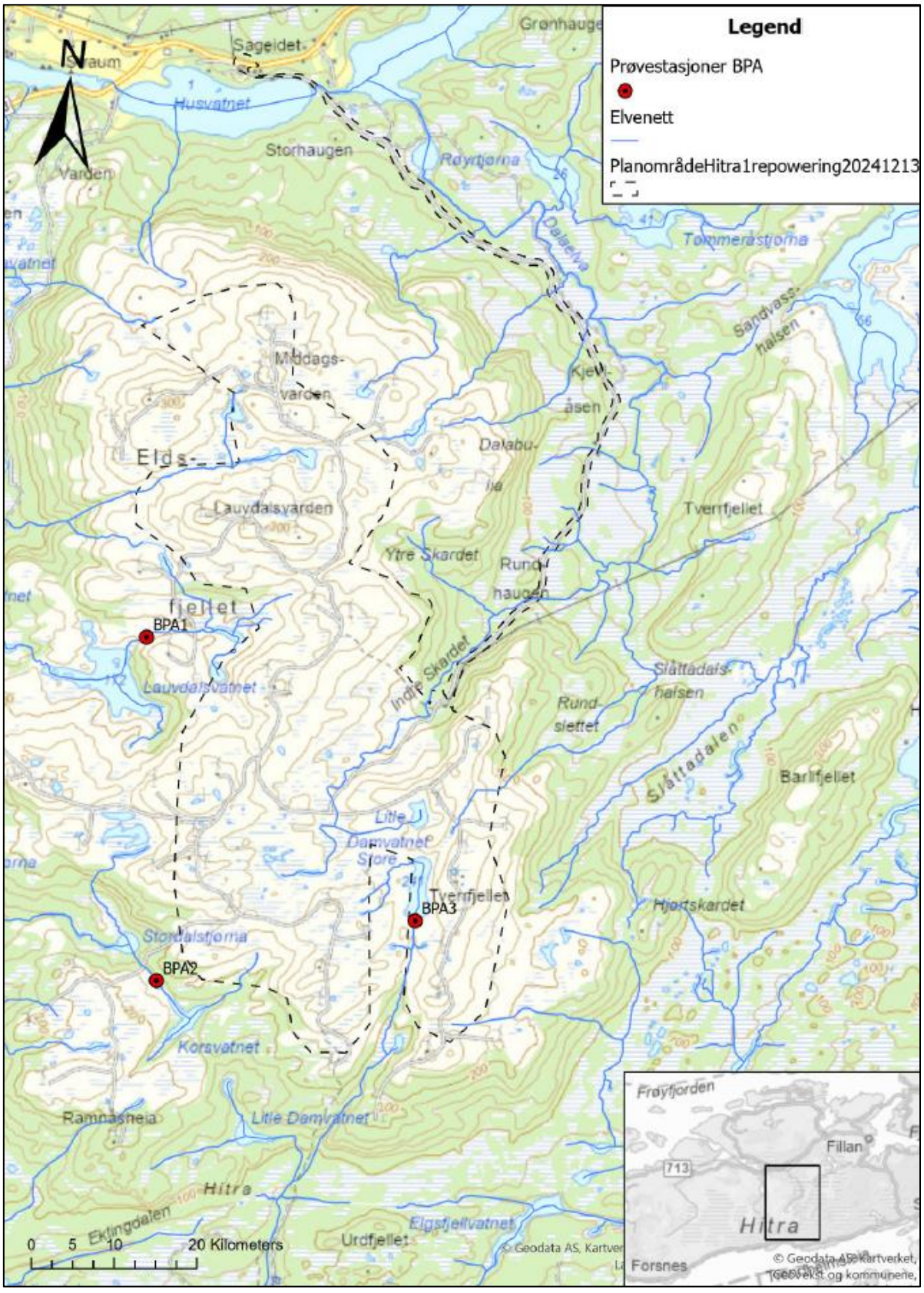
Tabell 3-1 viser i hvilke vannforekomster det ble tatt prøver av bisphenoler, samt tilstandsklassifiseringen i Vann-nett.

Terrenget i vindkraftverket er kupert og veksler mellom myrlendte områder, bergblotninger og skrint jordsmonn.

Figur 3-2 viser plasseringer av prøvestasjonene på Hitra. Samtlige prøvestasjonene ble plassert i nærheten av vindturbiner, som vist i Figur 3-3 til Figur 3-5.

Tabell 3-1.Vannforekomster der det ble tatt prøver samt tilstandsklassifiseringen i Vann-nett.

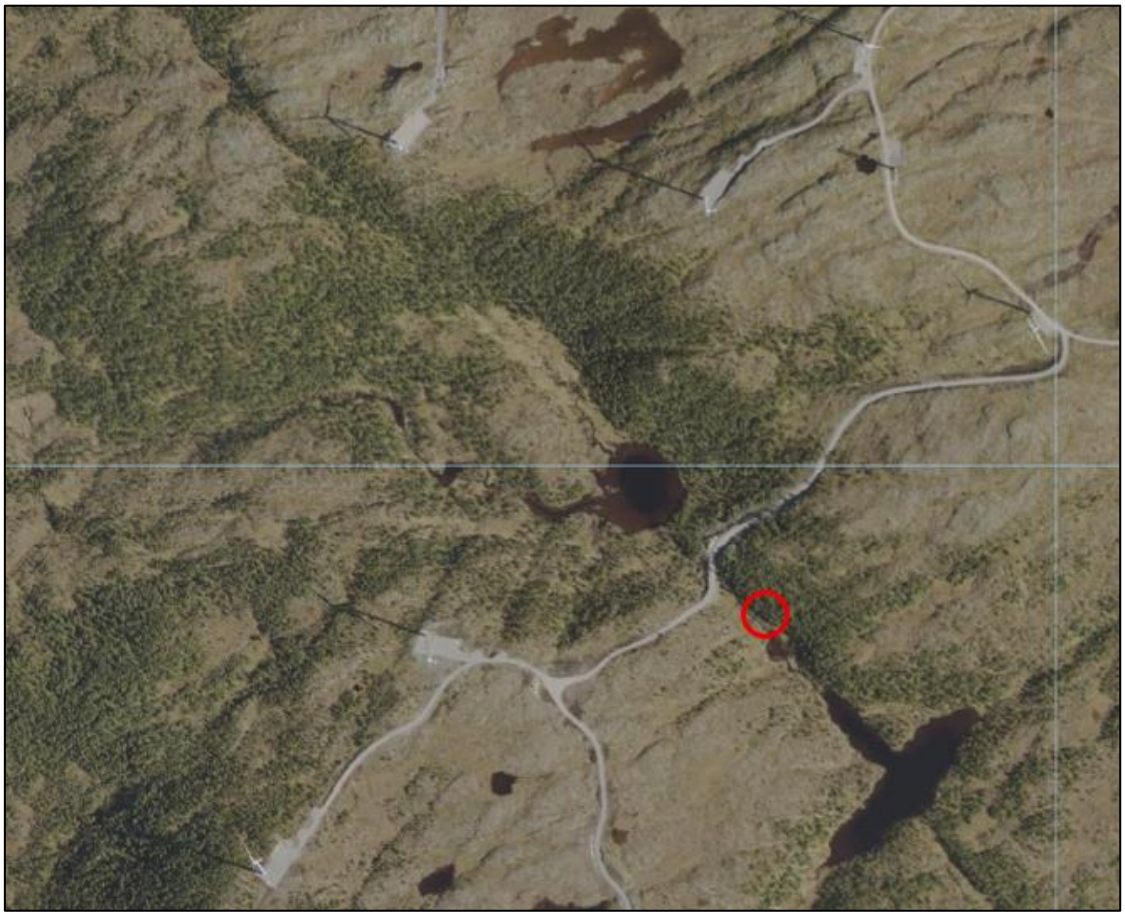
Prøve	Vannforekomst	Tilstand
BPA1	Setervatnet/ Kvernaelva bekkefelt (ID: 117-165-R)	God økologisk tilstand Udefinert kjemisk tilstand
BPA2	Laksåvassdraget oppstrøms Laksåvatnet og Langvatnet (ID: 117-169-R)	Dårlig økologisk tilstand (basert på vurderinger av fisk nedstrøms og vest for planområdet) Udefinert kjemisk tilstand
BPA3	Aunåa (ID: 117-89-R)	Moderat økologisk tilstand (basert på Statsforvalterens vurdering av fisk) Udefinert kjemisk tilstand



Figur 3-2. Plasseringer av prøvestasjoner for BPA på Hitra.



Figur 3-3. Flyfoto av prøvestasjon BPA1. Prøvetakingslokalitet er markert med rødt.



Figur 3-4. Flyfoto av prøvestasjon BPA2. Prøvetakingslokalitet er markert med rødt.



Figur 3-5. Flyfoto av prøvestasjon BPA3. Prøvetakingslokalitet er markert med rødt.

3.2 Referansestasjoner

Referanseprøvene ble tatt i samme region som vindkraftverket ligger, og pga. praktisk gjennomføring måtte de ikke ligge for langt fra planlagt reiserute.

Referansevassdragene ble vurdert i Vann-nett og plukket ut for å gi en viss variasjon i utvalget, selv om antallet er begrenset til tre referanser. Basert på dette ble referanseprøver tatt i vassdragene vist i Tabell 3-2 og Figur 3-7. Ingen av referansestasjonene ligger i nærheten av vindkraftverk.

Tabell 3-2. Vannforekomster der det ble tatt referanseprøver samt tilstandsklassifiseringen i Vann-nett.

Prøve	Vannforekomst	Tilstand
BPA_REF1	Tjørna (ID: 119-37302-L)	God økologisk tilstand Udefinert kjemisk tilstand
BPA_REF2	Skjenaldelva Øvre del* (ID: 121-5-R)	Godt økologisk potensial God kjemisk tilstand
BPA_REF3	Orkla, nedre del* (ID: 121-47-R)	Dårlig økologisk potensial Udefinert kjemisk tilstand

*Både Skjendalelva og Orkla er sterkt modifiserte vannforekomster pga. regulering.



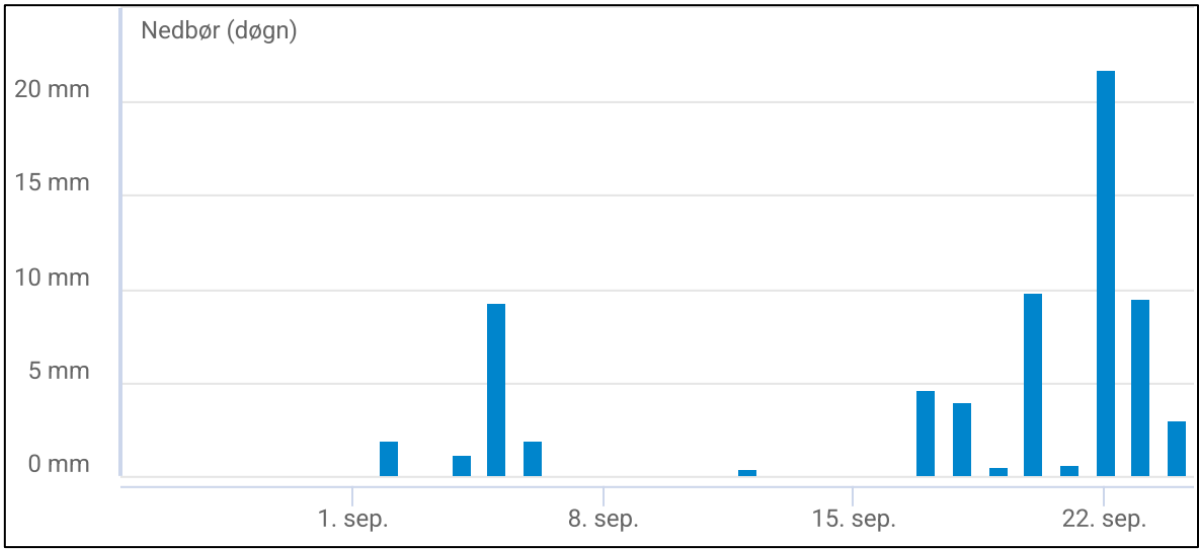
Figur 3-7. Kartutsnitt fra Sør-Trøndelag med plasseringen av referansestasjoner for BPA i jord og vann.

4 Feltarbeid og metoder

4.1 Feltarbeid

Feltarbeid ble av Multiconsults miljørådgivere Alexander Engebretsen og Henrik Myreng 10. og 11. september 2025. Været var pent med ca. 20° C og opphold.

Vannføringen i vassdragene ble vurdert som liten, og det hadde ikke falt større mengder nedbør i dagene før prøvetaking (Figur 4-1).



Figur 4-1. Døgnnedbør i målestasjon Hitra-Sandstad II fra 26. aug. – 24. sept. 2025. Figur fra Seklima (11).

4.2 Vannprøvetaking

Vannprøver ble tatt på prøveflasker som var forhåndspreparerte med metanol hos NILU. Prøvetakingen ble utført iht. deres metodebeskrivelse (SOP prøvetaking for analyse av bisfenoler i drikkevann og råvann, vedlegg 2). Kort oppsummert: Prøvene ble tatt i hovedstrømmen og godt under vannoverflaten. Det ble ikke benyttet tilleggsutstyr eller plastikkmaterialer, og det ble brukt nye nitrilhansker for hver prøve. Prøveflaskene ble skylt én gang med vannet som skulle prøvetas før prøvene ble tatt.

Flaskene ble pakket i sorte isoporkasser med kjøleelementer og sendt med ekspresspost til NILUs prøvemottak så snart feltarbeidet var avsluttet. Prøvene ble tatt mellom kl. 1400 den 10. september og 1500 den 11. september.

4.3 Jordprøvetaking

Jordprøvene ble tatt som blandprøver av det øvre jordlaget i dybden 0-10 cm. Det ble benyttet prøvespader av rustfritt stål og hver delprøve av jord ble samlet på aluminiumsfolie før de ble blandet og lagt på forhåndspreparerte prøveglass fra NILU (jf. SOP for prøvetaking, vedlegg 2). Det ble brukt nye nitrilhansker for hver prøve. Et bilde fra innsamling av en jordprøve er vist i Figur 4-2. Prøveglassene ble pakket i sorte isoporkasser med kjøleelementer og sendt med ekspresspost til NILUs prøvemottak så snart feltarbeidet var avsluttet. Alle prøver ble samlet mellom kl. 1400 den 10. september og 1500 den 11. september.



Figur 4-2. Bilde fra innsamling av jordprøve i stasjon BPA2.

4.4 Kjemiske analyser

Alle prøver ble analysert av NILU. Det ble utført analyser av ni varianter av bisphenoler:

- 4,4-bisphenol A, 2,4-bisphenol A, 4,4-bisphenol S, 2,4-bisphenol S, 4,4-bisphenol F, 2,4-bisphenol F, 2,2-bisphenol F, bisphenol AF og tetrabromobisphenol.

5 Resultater

Komplette analyseresultater fra NILU er vist i vedlegg 1. I Tabell 5-1 og Tabell 5-2 er det kun inkludert bisphenoler som er blitt påvist over LOQ.[5]

5.1 Vannprøver

Tabell 5-1 viser resultatene fra analysene. 4,4-BPA ble påvist over kvantifiseringsgrensene (LOQ) i alle prøver, både fra vindkraftverket og referansestasjonene. Resultatene ligger på nokså likt nivå, der det høyeste resultatet er 1,12 ng/L i prøven fra Orkla (Ref3).

Sammenlignet med AA-EQS for BPA (1,5 µg/L), er de registrerte nivåene svært lave. De er ca. 1300 – 2400 ganger lavere enn miljøkvalitetsstandarden i vannforskriften. Sammenlignet med foreslått grenseverdi i drikkevann (2,5 µg/L), er resultatene ca. 2200 – 4000 ganger lavere.

[5] LOQ = limit of quantification, dvs. den laveste konsentrasjonen som kan kvantifiseres

Av andre typer bisphenoler, ble det påvist 2,4-BPF i stasjon 1 på Hitra, samt 4,4-BPF og 2,4-BPF i stasjon 2 på Hitra. I Orkla (Ref3) ble det påvist 4,4-BPS. Det foreligger ikke grenseverdier i vann for BPF og BPS, men egenskapene til BPS og BPF antas å være sammenlignbare med BPA (16).

Dersom resultatene sammenlignes med grenseverdiene for BPA, må de registrerte nivåene BPS og BPF ansees som lave. Den høyeste konsentrasjonen av BPF er ca. 240 ganger lavere enn miljøkvalitetsstandarden for BPA i vann og ca. 400 ganger lavere enn den foreslåtte grensen for BPA i drikkevann. Det er selvsagt ikke helt korrekt å sammenligne grenseverdier på tvers av forskjellige stoffer, men det er grunn til å tro at BPA, BPS og BPF har nokså like biologiske effekter og sammenligningen setter resultatene for BPS og BPF i et perspektiv.

Tabell 5-1. Resultater for bisphenol A og bisphenol S i analyser av vann fra Hitra vindkraftverk og referansestasjoner i Trøndelag. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet	Prøvestasjon					
		BPA1	BPA2	BPA3	Ref1	Ref2	Ref3
4,4-bisphenol A	ng/L	**0,774**	**0,614**	**0,862**	**0,699**	**0,537**	**1,12**
4,4-bisphenol S	ng/L	<0,321	<0,268	<0,268	<0,303	<0,268	**0,969**
2,4-bisphenol S	ng/L	<0,086	<0,072	<0,072	<0,081	<0,072	<0,072
4,4-bisphenol F	ng/L	<1,36	**3,10**	<1,13	<1,28	<1,13	<1,13
2,4-bisphenol F	ng/L	**1,94**	**6,28**	<1,11	<1,25	<1,11	<1,11

5.2 Jordprøver

Tabell 5-2 viser resultater for 4,4-BPA som var den eneste typen bisphenol som ble påvist i jordprøvene. Ingen av de andre typene bisphenol ble påvist over kvantifiseringsgrensene.

I prøvene fra Hitra er det kun påvist BPA i én av prøvene, i en konsentrasjon på 7,56 ng/g.

Det ble påvist BPA i alle referanseprøvene i konsentrasjoner fra 1,44 – 45,1 ng/g.

Det er ikke observert signifikant forskjell mellom stasjonene på Hitra og referansestasjonene for 4,4-bisphenol A (ved bruk av ½ LOQ i tosidig t-test). Det påpekes at datasettet er for lite til noen pålitelig statistisk vurdering. Resultatene i tabellen indikerer noe høyere verdier i jorden fra referansestasjonene enn i jorden fra vindkraftverket.

Sammenlignet med forslag til PNEC-verdier for BPA i jord, må alle påviste verdier karakteriseres som svært lave.

Tabell 5-2. Resultater for bisphenoler som ble påvist i jordprøver fra Hitra vindkraftverk og referansestasjoner. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet*	Prøvestasjon					
		BPA1	BPA2	BPA3	Ref1	Ref2	Ref3
4,4-bisphenol A	ng/g	<0,186	<0,316	**7,56**	**45,1**	**1,44**	**1,69**

6 Resultater for Smøla og Hitra

Høsten 2024 utførte Multiconsult en tilsvarene undersøkelse av BPA i Smøla vindkraftverk med referansestasjoner på Møre-kysten. Det vises til Multiconsults notat 10252119-01-RIM-NOT-003 (17). I denne undersøkelsen ble det påvist BPA i færre prøver enn i undersøkelsen på Hitra, men det

ble påvist BPS og BPF i flere prøver enn i undersøkelsen på Hitra i 2025. Samtlige konsentrasjoner av bisphenoler i vannprøvene var lave (< 4 ng/g i jord og < 4 ng/L i vann).

Tabellene under viser en sammenstilling av resultatene for 4,4-BPA fra 2024 og 2025. 4,4-BPA er den vanligste BPA-kongeneren. Tabell 6-5 og Tabell 6-6 viser sammenstillinger av alle bisphenolene som ble påvist over kvantifiseringsgrenser i undersøkelsen på Smøla i 2024.

Tabell 6-1. Resultater for 4,4-bisphenol A i vannprøver fra Hitra og Smøla vindkraftverk. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet	Prøvestasjon						
		BPA1 Hitra	**BPA2 Hitra**	**BPA3 Hitra**	**SMØLA1**	**SMØLA2**	**SMØLA3**	**Gjennomsnitt med halv LOQ**
4,4-BPA	ng/L	**0,774**	**0,614**	**0,862**	<0,677	<0,677	<0,838	0,56

Tabell 6-2. Resultater for 4,4-bisphenol A i vannprøver fra referansestasjon på Møre og i Trøndelag. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet	Prøvestasjon						
		Ref1 Åstfjord	**Ref2 Gangås**	**Ref3 Orkla**	**Ref. 1 Tustna**	**Ref. 2 Skauset**	**Ref. 3 Rovatnet**	**Gjennomsnitt med halv LOQ**
4,4-BPA	ng/L	**0,699**	**0,537**	**1,12**	<0,677	<0,677	<0,677	0,56

Tabell 6-3. Resultater for 4,4-bisphenol A i jordprøver fra Hitra og Smøla vindkraftverk. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet	Prøvestasjon						
		BPA1 Hitra	**BPA2 Hitra**	**BPA3 Hitra**	**SMØLA1**	**SMØLA2**	**SMØLA3**	**Gjennomsnitt med halv LOQ**
4,4-BPA	ng/g	<0,186	<0,316	**7,56**	**0,583**	**1,14**	<0,133	1,6

Tabell 6-4. Resultater for 4,4-bisphenol A i jordprøver fra referansestasjon på Møre og i Trøndelag. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet*	Prøvestasjon						
		Ref1 Åstfjord	**Ref2 Gangås**	**Ref3 Orkla**	**Ref. 1 Tustna**	**Ref. 2 Skauset**	**Ref. 3 Rovatnet**	**Gjennomsnitt med halv LOQ**
4,4-BPA	ng/g	**45,1**	**1,44**	**1,69**	**1,43**	<0,135	<0,135	8,3

Resultatene for seks 4,4-BPA-analyser av vann og jord i vindkraftverkene viser liten forskjell fra referansestasjonene. Gjennomsnittet for 4,4-BPA i jordprøvene fra referansestasjonene dras kraftig opp av resultatet fra Ref 1 Åstfjord. Verdien skiller seg ut. og uten denne er gjennomsnittet i jordprøvene fra referansene 0,9 ng/g.

Tabell 6-5. Resultater for bisphenol A og bisphenol S i analyser av vann fra Smøla vindkraftverk og referansestasjoner. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet	Prøvestasjon					
		SMØLA1	SMØLA2	SMØLA3	Ref. 1 Tustna	Ref. 2 Skauset	Ref. 3 Rovatnet
4,4-bisphenol A	ng/L	<0,677	<0,677	<0,838	<0,677	<0,677	<0,677
2,4-bisphenol A	ng/L	<0,712	<0,712	<1,06	<0,712	<0,712	<0,712
4,4-bisphenol S	ng/L	<0,401	<0,401	**3,72**	<0,401	**0,404**	**0,410**
2,4-bisphenol S	ng/L	<0,107	<0,107	<0,501	<0,107	<0,107	<0,107

Tabell 6-6. Resultater for bisphenoler som ble påvist i jordprøver fra Smøla vindkraftverk og referansestasjoner. Verdier som er påvist over LOQ er merket med fete typer.

Parameter	Enhet*	Prøvestasjon					
		SMØLA1	SMØLA2	SMØLA3	Ref. 1 Tustna	Ref. 2 Skauset	Ref. 3 Rovatnet
4,4-bisphenol A	ng/g	**0,583**	**1,14**	<0,133	**1,43**	<0,135	<0,135
4,4-bisphenol S	ng/g	<0,080	**1,89**	<0,079	**0,085**	<0,080	<0,080
2,4-bisphenol F	ng/g	**1,16**	<0,910	<0,892	<0,910	<0,910	**3,20**
2,2-bisphenol F	ng/g	**0,105**	<0,100	<0,098	**0,339**	**0,140**	<0,100

7 Vurdering

Målinger av bisphenoler i områder med kjente kilder viser at konsentrasjonene som er funnet i denne undersøkelsen er svært lave. Målinger av slam, avløpsvann og sigevann viser store variasjoner, men kan ha konsentrasjoner av bisphenoler på flere tusen ng/L eller ng/g.

Det er påvist lavt innhold av BPA i vassdragene som ble undersøkt i Hitra vindkraftverk, og referanseprøvene viste verdier på sammenlignbart nivå. Ingen av de påviste verdiene er i nærheten av grenseverdier for BPA i vann, og konsentrasjonene antas å ha liten miljømessig betydning.

I jord ble det påvist BPA i én prøve fra vindkraftverket og i alle tre referanseprøver. Sammenlignet med forslag til PNEC-verdier for BPA i jord, må alle påviste verdier karakteriseres som svært lave.

Vindkraftverket på Hitra har vært i drift i mer enn 20 år, og resultatene tyder på at vindkraftverket ikke tilfører BPA i et omfang av nevneverdig miljømessig betydning på planområdet.

Resultatene er sammenlignbare med undersøkelsen som ble utført på Smøla og langs Møre-kysten i 2024, men det er en variasjon i hvilke typer bisphenol som er påvist. Potensielle substitusjoner for BPA (BPS og BPF) er i varierende grad påvist i vann og jord, og i 2025 ble det påvist BPA i flere prøver enn i 2024 (både for referanser og fra vindkraftverk). Det foreligger ikke egne grenseverdier for BPS og BPF, men stoffene antas å ha nokså like egenskaper som BPA. Sammenlignet med grenser for BPA, er de påviste konsentrasjonene av BPS og BPF lave.

Multiconsult er per i dag ikke kjent med at BPS og BPF skal inngå i turbinblader, men vi har heller ikke grunnlag for å utelukke det.

Det bemerkes at datagrunnlaget er lite, og at det dermed har en betydelig usikkerhet.

Vedlegg

Vedlegg 1 – Analyseresultater fra NILU

Vedlegg 2 – SOP for prøvetaking

8 Referanser

1. **Staples, C.A., Dorn, P.B., Klecka, G.M., O,.** *A Review of the environmental fate, effects and exposures of bisphenol A.* s.l. : Chemosphere, 1998. Vol. 36, No. 10, pp2149-2173.

2. **Corrales, J., Kristofco, L.A., Steele, W.B., Yates, B.S., Breed, C.S., Williams, E.S. and Brooks, B.W.** *Global Assessment of Bisphenol A.* s.l. : Dose-Response, 2015. July-September 2015.

3. *Bisphenol S and F: A Systematic Review and Comparison of the Hormonal Activity of Bisphenol A Substitutes.* **Rochester, J., R. & Bolden, A., L.** s.l. : Environ Health Perspect., 2015. Jul;123(7):643-50.

4. **Miljøstatus.** [Internett] [Sitert: 18 11 2024.] https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/miljogifter/prioriterte-miljogifter/bisfenoler-bisfenol-a/.

5. *Microplastics Emission from Eroding Wind Turbine Blades: Preliminary Estimations of Volume.* **Michnaevsky, L., Tempelis, A., Belahurau, Y & Johensen, N.F-J.** 24, s.l. : MDPI, 2024, Vol. 17.

6. **NVE.** Forurensning. [Internett] [Sitert: 18 11 2024.] https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/forurensning/.

7. **Miljødirektoratet.** *Grenseverdier for klassifisering av vann, sediment og biota.* 2016. M608_ rev. 30.10.2020.

8. **Regjeringen.** Drikkevannsdirektivet 2020/2184. [Internett] [Sitert: 6 11 2025.] https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2018/sep/nytt-drikkevannsdirektiv-2018-2019/id2615569/.

9. **Regjeringen.no.** Drikkevannsdirektivet 2020/2184. [Internett] 2021. [Sitert: 18 11 2024.] https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2018/sep/nytt-drikkevannsdirektiv-2018-2019/id2615569/.

10. **LOVDATA.** Forurensningsforskriften kapittel 2. [Internett] [Sitert: 5 12 2024.] https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-931/KAPITTEL_1-2#%C2%A72-12.

11. **European Chemicals Agency (ECHA).** *European Union Summary Risk Assessment Report. 4,4'-ISOPROPYLIDENEDIPHENOL (BISPHENOL-A)* . s.l. : EUROPEAN COMMISSION, 2003. Special Publication I.03.149 .

12. **Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu.** *Bisphenol A. Part 1. Facts and figures on human and environmental health isssues and regulatory perspectives.* 2014. RIVM report 601351001/2014.

13. **Kwak JI, Moon J, Kim D, Cui R, An YJ. .** *Determination of the soil hazardous concentrations of bisphenol A using the species sensitivity approach.* 2018. Epub 2017. PMID: 29096252..

14. **United States Environmental Protection Agency (EPA).** Regional Screening Levels (RSLs) - Generic Tables. [Internett] Tables as of: November 2024. [Sitert: 5 11 2025.] https://www.epa.gov/risk/regional-screening-levels-rsls-generic-tables.

15. **Miljødirektoratet.** Vann-nett. [Internett] [Sitert: 17 11 2024.] https://vann-nett.no/portal/.

16. **Norsk Klimaservicesenter.** Seklima. [Internett] [Sitert: 24 9 2025.] https://seklima.met.no/.

17. **Multiconsult.** *Undersøkelser av bisphenol A.* 2025. 10252119-01-RIM-NOT-003.

18. **NILU & NIVA.** *Screening program 2013. New bisphenols, organic peroxides, fluorinated siloxanes, organic UV filters and selected PBT substances.* s.l. : Miljødirektoratet, 2014. M176.

Vedlegg 1

Analyseresultater fra NILU

Målerapport nr. O-12749

Oppdragsgiver: Multiconsult
Att: Henrik Myreng

Prosjekt nr.: O-124073

Prøveinformasjon:

NILU prøvenr.	Kundens prøvemerking	Prøvetype	Prøven mottatt	Prøvens tilstand ved mottak	Prøve rapportert
25/3135	Hitra BPA 1 10.09.25	Vann	16.09.25	NILU har ingen spesielle kommentarer til prøvens tilstand ved mottak.	14.11.25
25/3136	Hitra BPA 2 10.09.25	Vann	16.09.25	NILU har ingen spesielle kommentarer til prøvens tilstand ved mottak.	14.11.25
25/3137	Hitra BPA 3 10.09.25	Vann	16.09.25	NILU har ingen spesielle kommentarer til prøvens tilstand ved mottak.	14.11.25
25/3138	Astfjord BPA_Ref 1 11.09.25	Vann	16.09.25	NILU har ingen spesielle kommentarer til prøvens tilstand ved mottak.	14.11.25
25/3139	Gangås BPA_Ref 2 11.09.25	Vann	16.09.25	NILU har ingen spesielle kommentarer til prøvens tilstand ved mottak.	14.11.25
25/3140	Orkla BPA_Ref 3 11.09.25	Vann	16.09.25	NILU har ingen spesielle kommentarer til prøvens tilstand ved mottak.	14.11.25

Analyser:

Utført av: NILU
Postboks 100
N-2027 KJELLER

Målemetode: NILU

Kommentar:

Prøvetaking:

Metode: Kunde
Sted:
Ansvar: Kunde
Kommentar:

Godkjenning: Kjeller, 14. november 2025

Jøran Solnes Skaar
Senioringeniør, Avdeling for miljøkjemi & helse

Vedlegg: Resultat av seks bisfenol analyser: 6 sider
Målerapporten og vedleggene omfatter totalt 7 sider

Måleresultatene gjelder bare de prøvene som er analysert. Denne rapporten skal ikke gjengis i utdrag, uten skriftlig godkjenning fra laboratoriet.

Kjeller, 14.11.2025

nilu

Results of Phenol Analysis

Encl. to measuring report: O-12749
NILU sample number: 25/3135
Customer: Multiconsult
Customer ID: Hitra BPA1 10.09.25

Comment:
Sample type: Vann
Sample amount: 0,25 L
Concentration unit: ng/L
Data files: Orbi_293_Bis_251113_V

Component:	CAS #	Concentration ng/L	
4,4-bisphenol A	80-05-7		0,774
2,4-bisphenol A	837-08-1	<	0,570
bisphenol C	14868-03-2		
bisphenol E	2081-08-5		
bisphenol G	127-54-8		
bisphenol AP	1571-75-1		
bisphenol BP	1844-01-5		
bisphenol FL	3236-71-3		
bisphenol PH	24038-68-4		
bisphenol TMC	129188-99-4		
bisphenol B	77-40-7		
4,4-bisphenol S	80-09-1	<	0,321
2,4-bisphenol S	5397-34-2	<	0,086
4,4-bisphenol F	87139-40-0	<	1,36
2,4-bisphenol F			1,94
2,2-bisphenol F	2467-02-9	<	0,398
Antioxidant MB1	118-82-1		
bisphenol P	2167-51-3		
bisphenol M	13595-25-0		
bisphenol Z	843-55-0		
bisphenol AF	1478-61-1	<	0,144
tetrabromobisphenol A	79-94-7	<	2,42
triclosan	3380-34-5		
4-tert-octylphenol	140-66-9		
4-octylphenol	1806-26-4		
4-Heptylphenol	1987-50-4		
Heptylphenol (branched)	26997-02-4		
4-nonylphenol	104-40-5		
Dodecylphenol (branched)	121158-58-5		
Nonylphenol (branched)	25154-52-3		
Dodecylphenol	27193-86-8, 104-43-8		
4-Tert-Butylphenol	98-54-4		
4-Tert-Pentylphenol	80-46-6		

<: Lower than limit of detection/limit of quantification (avg of blanks + 3*SD) according to IUPAC (http://goldbook.iupac.org/L03540.html)

Kjeller, 14.11.2025

nilu

Results of Phenol Analysis

Encl. to measuring report: O-12749
NILU sample number: 25/3136
Customer: Multiconsult
Customer ID: Hitra BPA2 10.09.25

Comment:
Sample type: Vann
Sample amount: 0,30 L
Concentration unit: ng/L
Data files: Orbi_293_Bis_251113_V

Component:	CAS #	Concentration ng/L	
4,4-bisphenol A	80-05-7		0,614
2,4-bisphenol A	837-08-1	<	0,475
bisphenol C	14868-03-2		
bisphenol E	2081-08-5		
bisphenol G	127-54-8		
bisphenol AP	1571-75-1		
bisphenol BP	1844-01-5		
bisphenol FL	3236-71-3		
bisphenol PH	24038-68-4		
bisphenol TMC	129188-99-4		
bisphenol B	77-40-7		
4,4-bisphenol S	80-09-1	<	0,268
2,4-bisphenol S	5397-34-2	<	0,072
4,4-bisphenol F	87139-40-0		3,10
2,4-bisphenol F			6,28
2,2-bisphenol F	2467-02-9	<	0,332
Antioxidant MB1	118-82-1		
bisphenol P	2167-51-3		
bisphenol M	13595-25-0		
bisphenol Z	843-55-0		
bisphenol AF	1478-61-1	<	0,120
tetrabromobisphenol A	79-94-7	<	8,11
triclosan	3380-34-5		
4-tert-octylphenol	140-66-9		
4-octylphenol	1806-26-4		
4-Heptylphenol	1987-50-4		
Heptylphenol (branched)	26997-02-4		
4-nonylphenol	104-40-5		
Dodecylphenol (branched)	121158-58-5		
Nonylphenol (branched)	25154-52-3		
Dodecylphenol	27193-86-8, 104-43-8		
4-Tert-Butylphenol	98-54-4		
4-Tert-Pentylphenol	80-46-6		

<: Lower than limit of detection/limit of quantification (avg of blanks + 3*SD) according to IUPAC (http://goldbook.iupac.org/L03540.html)

nilu

Results of Phenol Analysis

Encl. to measuring report: O-12749
NILU sample number: 25/3137
Customer: Multiconsult
Customer ID: Hitra BPA3 10.09.25
Åstfjord BPA_Ref 1
Comment:
Sample type: Vann
Sample amount: 0,30 L
Concentration unit: ng/L
Data files: Orbi_293_Bis_251113_V

Component:	CAS #	Concentration ng/L	
4,4-bisphenol A	80-05-7		0,862
2,4-bisphenol A	837-08-1	<	0,475
bisphenol C	14868-03-2		
bisphenol E	2081-08-5		
bisphenol G	127-54-8		
bisphenol AP	1571-75-1		
bisphenol BP	1844-01-5		
bisphenol FL	3236-71-3		
bisphenol PH	24038-68-4		
bisphenol TMC	129188-99-4		
bisphenol B	77-40-7		
4,4-bisphenol S	80-09-1	<	0,268
2,4-bisphenol S	5397-34-2	<	0,072
4,4-bisphenol F	87139-40-0	<	1,13
2,4-bisphenol F		<	1,11
2,2-bisphenol F	2467-02-9	<	0,332
Antioxidant MB1	118-82-1		
bisphenol P	2167-51-3		
bisphenol M	13595-25-0		
bisphenol Z	843-55-0		
bisphenol AF	1478-61-1	<	0,120
tetrabromobisphenol A	79-94-7	<	1,23
triclosan	3380-34-5		
4-tert-octylphenol	140-66-9		
4-octylphenol	1806-26-4		
4-Heptylphenol	1987-50-4		
Heptylphenol (branched)	26997-02-4		
4-nonylphenol	104-40-5		
Dodecylphenol (branched)	121158-58-5		
Nonylphenol (branched)	25154-52-3		
Dodecylphenol	27193-86-8, 104-43-8		
4-Tert-Butylphenol	98-54-4		
4-Tert-Pentylphenol	80-46-6		

<: Lower than limit of detection/limit of quantification (avg of blanks + 3*SD) according to IUPAC (http://goldbook.iupac.org/L03540.html)

Kjeller, 14.11.2025

nilu

Results of Phenol Analysis

Encl. to measuring report: O-12749
NILU sample number: 25/3138
Customer: Multiconsult
Customer ID: 11.09.25
Gangås BPA_Ref 2
Comment:
Sample type: Vann
Sample amount: 0,30 L
Concentration unit: ng/L
Data files: Orbi_293_Bis_251113_V

Component:	CAS #	Concentration ng/L	
4,4-bisphenol A	80-05-7		0,537
2,4-bisphenol A	837-08-1	<	0,475
bisphenol C	14868-03-2		
bisphenol E	2081-08-5		
bisphenol G	127-54-8		
bisphenol AP	1571-75-1		
bisphenol BP	1844-01-5		
bisphenol FL	3236-71-3		
bisphenol PH	24038-68-4		
bisphenol TMC	129188-99-4		
bisphenol B	77-40-7		
4,4-bisphenol S	80-09-1	<	0,268
2,4-bisphenol S	5397-34-2	<	0,072
4,4-bisphenol F	87139-40-0	<	1,13
2,4-bisphenol F		<	1,11
2,2-bisphenol F	2467-02-9	<	0,332
Antioxidant MB1	118-82-1		
bisphenol P	2167-51-3		
bisphenol M	13595-25-0		
bisphenol Z	843-55-0		
bisphenol AF	1478-61-1	<	0,120
tetrabromobisphenol A	79-94-7	<	1,72
triclosan	3380-34-5		
4-tert-octylphenol	140-66-9		
4-octylphenol	1806-26-4		
4-Heptylphenol	1987-50-4		
Heptylphenol (branched)	26997-02-4		
4-nonylphenol	104-40-5		
Dodecylphenol (branched)	121158-58-5		
Nonylphenol (branched)	25154-52-3		
Dodecylphenol	27193-86-8, 104-43-8		
4-Tert-Butylphenol	98-54-4		
4-Tert-Pentylphenol	80-46-6		

<: Lower than limit of detection/limit of quantification (avg of blanks + 3*SD) according to IUPAC (http://goldbook.iupac.org/L03540.html)

nilu

Results of Phenol Analysis

Encl. to measuring report: O-12749
NILU sample number: 25/3139
Customer: Multiconsult
Customer ID: 11.09.25

Comment:
Sample type: Vann
Sample amount: 0,27 L
Concentration unit: ng/L
Data files: Orbi_293_Bis_251113_V

Component:	CAS #	Concentration ng/L	
4,4-bisphenol A	80-05-7		0,699
2,4-bisphenol A	837-08-1	<	0,537
bisphenol C	14868-03-2		
bisphenol E	2081-08-5		
bisphenol G	127-54-8		
bisphenol AP	1571-75-1		
bisphenol BP	1844-01-5		
bisphenol FL	3236-71-3		
bisphenol PH	24038-68-4		
bisphenol TMC	129188-99-4		
bisphenol B	77-40-7		
4,4-bisphenol S	80-09-1	<	0,303
2,4-bisphenol S	5397-34-2	<	0,081
4,4-bisphenol F	87139-40-0	<	1,28
2,4-bisphenol F		<	1,25
2,2-bisphenol F	2467-02-9	<	0,375
Antioxidant MB1	118-82-1		
bisphenol P	2167-51-3		
bisphenol M	13595-25-0		
bisphenol Z	843-55-0		
bisphenol AF	1478-61-1	<	0,136
tetrabromobisphenol A	79-94-7	<	21,5
triclosan	3380-34-5		
4-tert-octylphenol	140-66-9		
4-octylphenol	1806-26-4		
4-Heptylphenol	1987-50-4		
Heptylphenol (branched)	26997-02-4		
4-nonylphenol	104-40-5		
Dodecylphenol (branched)	121158-58-5		
Nonylphenol (branched)	25154-52-3		
Dodecylphenol	27193-86-8, 104-43-8		
4-Tert-Butylphenol	98-54-4		
4-Tert-Pentylphenol	80-46-6		

<: Lower than limit of detection/limit of quantification (avg of blanks + 3*SD) according to IUPAC (http://goldbook.iupac.org/L03540.html)

Kjeller, 14.11.2025

Results of Phenol Analysis

Encl. to measuring report: O-12749
NILU sample number: 25/3140
Customer: Multiconsult
Customer ID: Orkla BPA_Ref 3 11.09.25

Comment:
Sample type: Vann
Sample amount: 0,30 L
Concentration unit: ng/L
Data files: Orbi_293_Bis_251113_V

Component:	CAS #	Concentration ng/L	
4,4-bisphenol A	80-05-7		1,12
2,4-bisphenol A	837-08-1	<	0,475
bisphenol C	14868-03-2		
bisphenol E	2081-08-5		
bisphenol G	127-54-8		
bisphenol AP	1571-75-1		
bisphenol BP	1844-01-5		
bisphenol FL	3236-71-3		
bisphenol PH	24038-68-4		
bisphenol TMC	129188-99-4		
bisphenol B	77-40-7		
4,4-bisphenol S	80-09-1		0,969
2,4-bisphenol S	5397-34-2	<	0,072
4,4-bisphenol F	87139-40-0	<	1,13
2,4-bisphenol F		<	1,11
2,2-bisphenol F	2467-02-9	<	0,332
Antioxidant MB1	118-82-1		
bisphenol P	2167-51-3		
bisphenol M	13595-25-0		
bisphenol Z	843-55-0		
bisphenol AF	1478-61-1	<	0,120
tetrabromobisphenol A	79-94-7	<	6,27
triclosan	3380-34-5		
4-tert-octylphenol	140-66-9		
4-octylphenol	1806-26-4		
4-Heptylphenol	1987-50-4		
Heptylphenol (branched)	26997-02-4		
4-nonylphenol	104-40-5		
Dodecylphenol (branched)	121158-58-5		
Nonylphenol (branched)	25154-52-3		
Dodecylphenol	27193-86-8, 104-43-8		
4-Tert-Butylphenol	98-54-4		
4-Tert-Pentylphenol	80-46-6		

<: Lower than limit of detection/limit of quantification (avg of blanks + 3*SD) according to IUPAC (http://goldbook.iupac.org/L03540.html)

Vedlegg 2

SOP for prøvetaking

SOP prøvetaking for analyse av bisfenoler i drikkevann og råvann

Det er viktig å huske at bisfenol A finnes i svært lave konsentrasjoner i vannet. Bisfenol A og andre bisfenoler finnes i flere ulike plastmaterialer, både bevisst tilsatt og som en kontaminering. For å minimere sannsynlighet for å kontaminere prøven anbefaler NILU at følgende prosedyre følges:

- Lokaliser prøvepunkt. Drener ut minst tre ganger dødvolumet mellom prøvepunkt og hovedrør før prøven tappes. Er du usikker, drener ut rikelig.

- Unngå bruk av tilleggsutstyr som f.eks. trakt, koblinger, slanger eller bøtter. Dersom dette er strengt nødvendig for å ta prøven må det **ikke brukes plast**, men helst rent rustfritt stål rengjort med prøvevann.

- Ta på deg medfølgende nitrilhansker før håndtering av prøven. Ikke ta i flasketuten eller innsiden av korken.

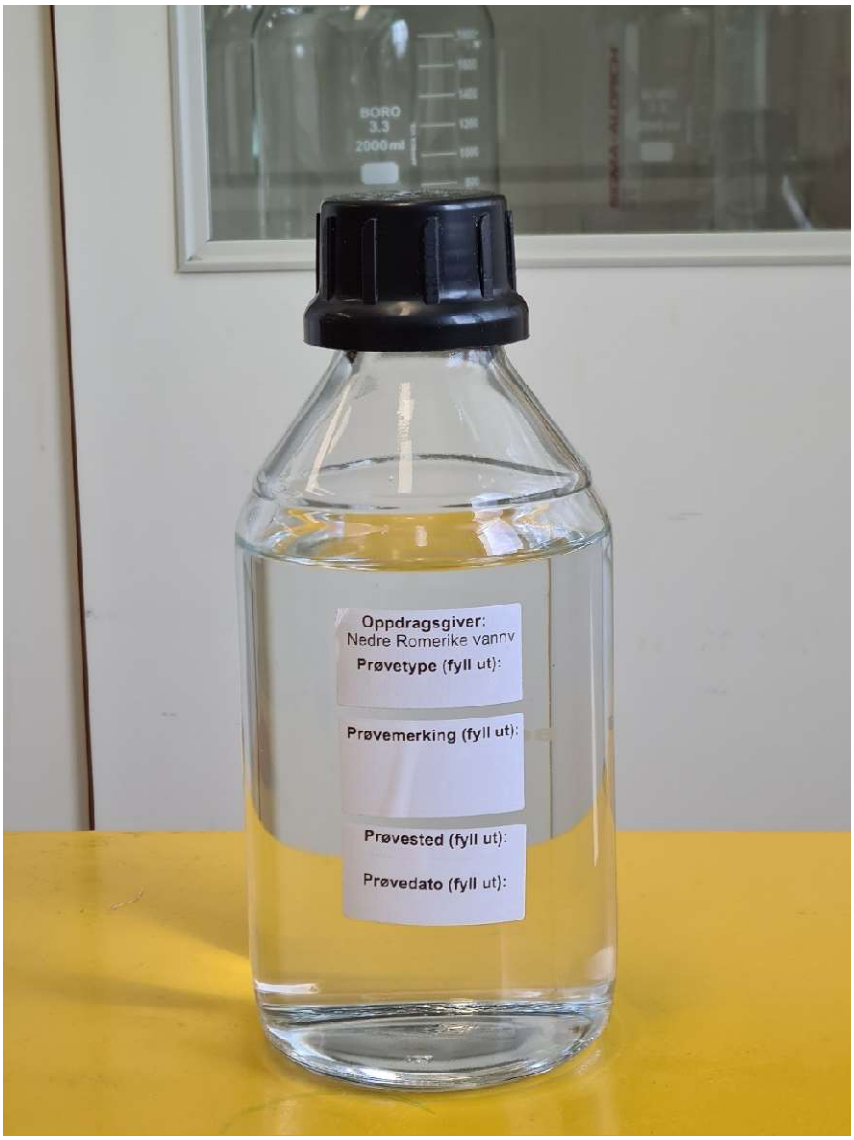
- Bruk prøveflaske klargjort av NILU (1 L eller 2,5 L glassflaske som på forhånd er vasket med destillert metanol). Folien under korken kan skrus forsiktig av.

- Skyll flasken en gang med prøven og tøm ut, fyll prøveflasken 80-90 % (ca. til der flasken begynner å bue, se ***figur 1***). Det skal være plass til at prøven konserveres og blandes ordentlig ved ankomst NILU. Skru på igjen folien under og så korken.

- Skriv ned prøveinformasjon, det som ikke får plass på flasken fylles på tilhørende følgeskjema:
  - Oppdragsgiver
  - Dato og klokkeslett
  - Sted (Kommune, Vannverk, prøvepunkt)
  - Prøvetype - råvann, drikkevann eller annet (spesifiser)
  - Annen relevant info (mulig punktforurensning som f.eks. foring med epoxy i rør).
  - **Sørg for at følgeskjema kan entydig knyttes til riktig flaske.**

Send prøver så raskt som mulig til NILU (Bring ekspress neste dag), evt. avtal levering til NILU. Dersom prøvene ikke kan sendes samme dag må de settes mørkt og kjølig (4 °C) frem til de sendes.

For spørsmål eller evt. avtale om levering av prøver, kontakt NILU: Jøran Solnes Skaar, jss@nilu.no, tlf. 976 43 376.



Figur 1 Eksempel som viser ønsket fyllingsgrad i prøveflaske og etiketter som skal fylles ut med prøveinfo.

SOP Jordprøver

- Ta med aluminiumsfolie ut i felt.
- Bruk en rengjort metallskje og ta prøver av jord etter å ha fjernet vegetasjon, helst fra 4-5 ulike steder innenfor 1x1 meter.
- Bland jordprøven på foliearket, pass på at det ikke går hull i folien,
- Overfør til glass. Tilpass mengde jord etter hva det er plass til å glasset.
- Ta folie på glasset, så lokk.
- Merk glasset med prøveidentifikasjon som entydig kan knyttes til tilhørende følgeskjema med prøveinformasjon.

Fagrapport:

Landskap

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Konsekvensutredning landskap

DATO / REVISJON: 29. mai 2026 / 02

DOKUMENTKODE: 10258198-01-LARK-RAP-01



Multiconsult

Forside: Nye Hitra 1 vindkraftverk sett fra Stabben, Frøya (foto Multiconsult)

Foto, illustrasjoner og figurer: Multiconsult om annet ikke er oppgitt

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-LARK-RAP-01
EMNE	Konsekvensutredning landskap	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Hilde Bruheim Johnsborg
STED	Hitra kommune	ANSVARLIG ENHET	10105051 Naturlandskap

02	29.05.2026	Innarbeidet kommentarer fra NVE	HBJ	KHN	HF
01	13.03.2026	Rapport til oversendelse NVE	HBJ	KHN	HF
00	08.12.2025	Utkast til gjennomsyn hos Statkraft	HBJ	KHN	HF
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

0 Sammendrag 7
0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag 7
0.2 Alternativer som utredes 7
0.2.1 Alternativ 0 7
0.2.2 Alternativ 1 7
0.3 Konsekvensutredning 7
0.4 Midlertidige virkninger 8
0.5 Usikkerhet 9
0.6 Avbøtende tiltak og overvåkningsordninger 9
0.7 Andre forhold 9
1 Bakgrunn og utredningskrav 10
1.1 Bakgrunn for prosjektet 10
1.2 Prosjektmål 10
1.3 Planområdet 10
1.4 Utredningskrav 11
1.4.1 Hitra kommune 11
1.4.2 NVE 12
1.4.3 Ivaretagelse av utredningskravene 13
2 Metode 14
2.1 Definisjoner og avgrensning 14
2.1.1 Definisjon av landskap 14
2.1.2 Tiltaksområde 14
2.1.3 Influensområdet 14
2.1.4 Synlighet og synlighetssoner 15
2.1.5 Teoretisk synlighetsanalyse 17
2.1.6 Fotorealistiske visualiseringer 18
2.1.7 Avgrensning mot andre fagtema 19
2.2 Inndeling i delområder 21
2.3 Verdisetting av delområder 23
2.4 Vurdering av påvirkning for delområder 25
2.5 Vurdering av konsekvensgrad for delområder 26
2.6 Vurdering av konsekvens for alternativer 27
3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer 28
3.1 Føringer og planer for området 28
3.1.1 Kommuneplan 28
3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner 29
3.1.3 Pågående prosjekter 29
3.2 Miljøtilstanden og nullalternativet (alternativ 0) 29
3.2.1 Dagens miljøtilstand 29
3.2.2 Nullalternativ 30
3.3 Alternativer som utredes 31
3.3.1 Alternativ 1 31
3.3.2 Anleggsgjennomføring 32
3.3.3 Merkekrav for vindturbiner 32
3.3.4 Fremtidig hindermerking ved utbygging av Hitra 1 37
3.3.5 Sum-merking for Nye Hitra 1 sett opp mot Hitra 2 38
3.4 Avbøtende tiltak i plan 39
4 Kunnskapsgrunnlaget 42
4.1 Eksisterende kunnskap – oversikt 42
4.2 Befaring 43
4.3 Landskapsregioner 46
4.4 Landskapstyper - Naturtyper i Norge landskap (NiN landskap) 47
4.5 Inngrepsfrie områder 50
4.6 Overordnet landskapsanalyse 50
4.7 Verneområder 51
4.8 Verdifulle kulturlandskap 51
4.9 Visuelle virkninger av hinderlys 53
4.9.1 Opplevd synlighet 53
4.9.2 Erfaring av opplevelse av hinderlys internasjonalt 55
4.9.3 Erfaring av opplevelse av hinderlys fra Odal vindkraftverk 55

5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder 57
5.1 Influensområdet og inndeling i delområder 57
5.2 Generell vurdering av påvirkning 60
5.2.1 Visuell påvirkning av turbiner i dagslys 60
5.2.2 Visuell påvirkning av turbiner i mørkret 63
5.2.3 Vurdering av påvirkning i forhold til dagens situasjon 65
5.2.4 Samlet vurdering av teoretisk påvirkning 65
5.3 Verdivurdering, påvirkning og konsekvens 66
5.3.1 Delområde LA1 – Ås- og fjellandskapt 67
5.3.2 Delområde LA2 – Kystnær Innlandsslette (med våtmark) 80
5.3.3 Delområde LA3 - Kystslette 88
5.3.4 Delområde LA4 - Fjordlandskapet 96
5.3.5 Delområde LA5 - Verdifulle Kulturlandskap 106
5.4 Midlertidige virkninger 108
5.5 Lys- og solblink 108
6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer 109
6.1 Sammenstilling av konsekvenser 109
6.1.1 Nasjonale miljømål 110
6.1.2 Miljøverdier av nasjonal eller vesentlig regional verdi 111
6.2 Ytterligere avbøtende tiltak 112
6.3 Vurdering av samlet belastning 113
6.4 Usikkerhet 114
6.4.1 Usikkerhet ved konsekvensutredningen 114
6.4.2 Usikkerhet ved avbøtende tiltak 114
6.5 Andre forhold som beslutningstaker bør kjenne til 114
7 Referanser 115
8 Vedlegg 116

0 Sammendrag

0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag

Konsekvenser for tema landskap er utredet i henhold til planprogram fastsatt av Hitra kommune og utredningsprogram fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Landskapet er beskrevet og satt verdi på. Videre er påvirkning og konsekvens av tiltaket vurdert basert på eksisterende informasjon, innhentet data, synlighetsanalyser, 3D-modell og annen kartdata, samt egne befaringer i planområdet og deler av influensområdet og bilder fra disse befaringene.

Det er utarbeidet visualiseringer i form av fotomontasjer av ulike fastsatte punkt i utredningsprogrammet. Det er gjort mindre endringer i forhold til lista i utredningsprogrammet, som følge av vurderinger av hva som vil være hensiktsmessig basert på erfaring fra befaringene.

Tabell 01. Fagkompetanse og omfang av feltarbeid.

Navn	Fagkompetanse	Feltdager	Tidsbruk	Værforhold
Hilde Bruheim Johnsborg	Master, landskapsarkitektur (NLH, nå NMBU -1998) Byggingeniør, landskapsteknikk (AID, nå Universitetet i Agder-1995)	14.10.2024 15.10.2024 30.09.2025 01.10.2025	4t 8t 2t 12t	Lettskya, noe tåke Overskyet Sol/lettskya Sol

0.2 Alternativer som utredes

0.2.1 Alternativ 0

Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte fjerning og tilbakeføring så langt som mulig mot naturtilstand av veier og plasser som ikke er nødvendig for videre drift av Hitra 2.

0.2.2 Alternativ 1

Etablering av 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m innenfor planområdet, iht. eksempelutlegg (vindturbiner, kranplasser, veier og massetak) som vist på kart i denne utredningen.

0.3 Konsekvensutredning

Influensområdet for tema landskap følger grensen for synlighetsanalyse på 30 km, fastsatt av NVE. Influensområdet er delt inn i 5 delområder, som er beskrevet og verdisatt. For videre utredning av påvirkning og konsekvens er delområdene delt inn i underområder innenfor ulike avstander fra tiltaket, kalt synlighetssoner. Det er delt opp i 6 ulike synlighetssoner: inntil 700 meter (synlighetssone 1), 700 meter – 2 km (synlighetssone 2), 2-5 km (synlighetssone 3), 5-14 km (synlighetssone 4), 14-20 km (synlighetssone 5) og 20-30 km (synlighetssone 6). Inndelingen innenfor de ulike synlighetssonene gir totalt 22 delområder.

To underområder får betydelig konsekvens (--) av utbyggingen, 12 delområder får noe konsekvens (-) og de resterende 9 delområdene får ubetydelig konsekvens (0). Virkningen av nye turbiner blir mest markant i de delene av Sone 2 der turbiner for Nye Hitra 1 kommer nærmere betraktningspunktet enn eksisterende turbiner ved Hitra 2. Her er avstanden stor nok til at turbinene ikke lengre er dominerende, samtidig som man er nær nok til at forskjellen i turbinstørrelse blir understreket ved at høyere turbiner kommer nærmere. Eksisterende vindkraftverk på Hitra og Frøya er medvirkende

faktorer til at påvirkning og konsekvens av Nye Hitra 1 vindkraftverk på generell basis blir begrenset, til tross for store landskapsverdier. At landskapet, med påvirkningen fra de to eksisterende vindkraftverkene, fortsatt har relativ stor verdi er med på å underbygge at påvirkning og konsekvens av Nye Hitra 1 blir begrenset.

Frøya har allerede blinkende, høyintensitets hinderlys. Innføring av dette på Hitra har likevel vært den avgjørende faktoren for at påvirkningen ble vurdert betydelig større enn den ville blitt foruten dette.

Totalt sett blir konsekvensen for tema landskap noe negativ.

Øvrige fagutredninger har vurdert forskjellen mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 ved først å vurdere Alt. NÅ, som er definert som dagens situasjon vurdert mot 0-alternativet. Videre er konsekvens for dagens Hitra 1 trukket fra konsekvensen for Nye Hitra 1. I denne rapporten er dette forenklet, ettersom alle situasjonene er illustrert og den visuelle forskjellen mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 følgelig kan vurderes direkte. I Tabell 0-1er overskriften i kolonnen for denne vurderingen holdt lik den i øvrige utredninger.

Tabell 0-1: Samlet KU og rangering av konsekvens for Nye Hitra 1 vindkraftverk vurdert opp mot 0-alternativet og dagens situasjon (Alt.1 minus Alt.NÅ).

Delområder	**Alt. 0** Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt.1** Nye Hitra bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt.1 minus Alt.NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1.
LA1	LA1 a	2-	2-
LA2	LA2a	2-	2-
LA3	LA3a	1-	1-
LA4	LA4	1-	1-
LA5	LA5*	0	0
	Ubetydelig	**Noe negativ**	**Noe negativ**
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad		Overvekt av konsekvensgrad noe og ubetydelig Ingen delområder er gitt konsekvensgrad alvorlig eller svært alvorlig	Overvekt av konsekvensgrad noe og ubetydelig Ingen delområder er gitt konsekvensgrad alvorlig eller svært alvorlig
Rangering	1	2	Ikke reelt alternativ
Begrunnelser for rangering		Negativ påvirkning på landskapet øker i noen grad	

0.4 Midlertidige virkninger

Tema landskap omhandler de permanente virkningene for landskapet i driftsfasen for tiltaket. De midlertidige inngrepene i anleggsperioden vektlegges derfor ikke i denne utredningen.

I perioder vil utbyggingen gi inngrep som vil framstå som sår i landskapet og som vil ha betydelig nærvirkning for berørte områder. Omfanget av virkninger vil imidlertid variere gjennom byggeperioden.

0.5 Usikkerhet

Ved vurdering av konsekvenser for landskap knytter det seg alltid en viss usikkerhet til hvor vidt landskapsverdiene i området er godt nok fanget opp og vurdert korrekt. Verdiene er fastsatt på bakgrunn av innhentet data, 3D-modell, flyfoto, befaring i deler av influensområdet og bilder av området.

Påvirkningen er i hovedsak vurdert basert på teoretiske synlighetsanalyser, 3D-modell samt bilder over området og topografisk kart, og vurderes som relativt sikre.

I denne vurderingen vurderes kunnskapsgrunnlaget for landskap som svært godt (klasse 1) med tanke på å kunne vurdere verdi, påvirkning og konsekvens av tiltaket.

Det er ikke sett behov for videre undersøkelser.

0.6 Avbøtende tiltak og overvåkningsordninger

Det viktigste avbøtende tiltaket vil for landskap være behovsstyring av hinderlys, noe som vil medføre en endring av betydning for tiltakets påvirkning og konsekvens.

En utelatelse av den nordre turbinen vil redusere påvirkningen på landskapsrommet ved straumsfjorden betydelig.

Det viktigste avbøtende tiltaket for tema landskap er å ikke ha større behov for avbøtende tiltak; altså å følge tiltakshierarkiets høyeste prioriteter «unngå skadevirkninger» og «begrense skadevirkninger».

For Nye Hitra 1 vil nye inngrep i terreng være begrenset i omfang. For tema landskap er det likevel viktig at rett kompetanse benyttes gjennom hele prosessen for at nye inngrep og element i landskapet legges riktig i forhold til tilpassing til landskap og med redusert miljøpåvirkning.

Følgende avbøtende tiltak vil være nødvendige ved eventuell utbygging av Nye Hitra 1 vindkraftverk:

- Plassering av turbiner, massetak, turbinoppstillingsplasser og veier i landskapet må hele tiden vurderes videre i prosessen for å få til et best mulig resultat med minst mulig påvirkning på landskap og miljø, også på stedet under bygging.
- I anleggsfasen er det avgjørende å unngå terrengskade ved kjøring og transport. En detaljplan vil sikre at nødvendige miljø- og landskapshensyn i arbeidet blir ivaretatt, herunder blant annet sikring av vegetasjon i utbyggingsperioden og revegetering og istandsetting av berørte arealer i etterkant av utbyggingen.
- Eventuelle andre anlegg i tilknytning til vindkraftverket bør gjøres ut fra en vurdering av topografi, landskapskarakter og byggeskikk i området. Det bør etterstrebes lokal forankring i materialbruk og utforming av tilhørende anlegg.

En gjennomføring av de foreslåtte avbøtende tiltakene vil kunne redusere den negative påvirkningen av tiltaket på landskapet, men dette vil ikke bli utslagsgivende for konsekvensgraden.

0.7 Andre forhold

I denne konsekvensutredningen innebærer nullalternativet at Hitra 2 fortsatt vil være til stede. Turbinene ved Hitra 1 samt mindre deler av internveier og andre områder tilknyttet dagens Hitra 1 kan fjernes og tilbakeføres til en mer naturlig tilstand. Tilstedeværelsen av Hitra 2 har vesentlig betydning for vurderingen av effektene av alternativ 1 (Nye Hitra 1), og av forskjellene mellom dagens anlegg og et framtidig anlegg etter en eventuell repowering.

På grunn av usikkerheten knyttet til muligheten for behovsstyring av hinderlys, er utredningen basert på en vurdering av synlighet gjort med en i verste fall-tilnærming med alle hinderlys konstant påslått.

1 Bakgrunn og utredningskrav

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

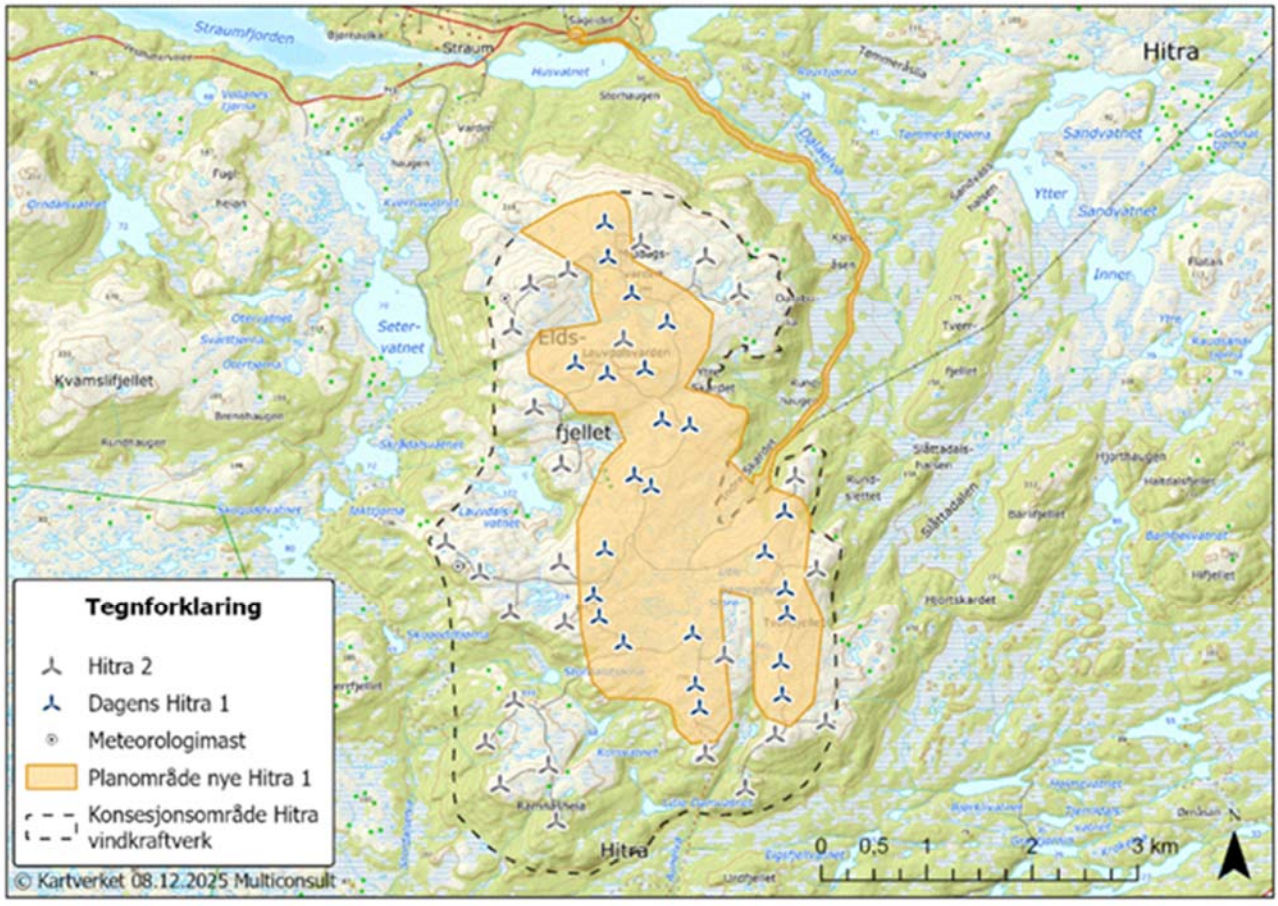
Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030, nye Hitra 1 vindkraftverk.

1.2 Prosjektmål

Målet med prosjektet er å øke fornybar energiproduksjon i Norge samtidig som miljøkonsekvensene reduseres til et minimum.

1.3 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km^2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende adkomstveien. Se oversiktskart i figur 1-1.



Figur 1-1: Kart over planområdet for konsekvensutredningen. Kartgrunnlag toporaster, Kartverket.

1.4 Utredningskrav

Konsekvenser utredes i henhold til plan-/utredningsprogrammet som fastsettes av Hitra kommune og Norges vassdrags- og energidirektoratet (NVE).

1.4.1 Hitra kommune

I planprogrammet er utredningskrav for fagtema landskap omtalt slik:

Forslagsstiller skal:

- *Gi en beskrivelse av landskap og landskapsverdier i plan- og influensområdet, og vise dette på kart.*
- *Vurdere tiltakets virkninger for landskap og landskapsverdier, herunder virkninger knyttet til skjæringer, fyllinger og masseuttak.*
- *Utarbeide et teoretisk synlighetskart som viser vindkraftverkets synlighet inntil 30 kilometer fra planområdet.*
- *Utarbeide visualiseringer som gir et representativt inntrykk av tiltakets visuelle virkninger på nær avstand (opp til ca. 2-3 km) og midlere avstand (fra ca. 3-10 km). Fotostandpunktene og -retning skal vises på et oversiktskart. Tiltaket vil visualiseres fra flere fotostandpunkter, inkludert noen som ble brukt på Hitra 1 og Hitra 2, samt noen nye punkter på lengre avstand om det benyttes vesentlig høyere turbiner. Tiltaket skal minimum visualiseres fra følgende steder:*

1. *Fillan*
2. *Straum*
3. *Havmyran*
4. *Taftøy (Trondheimsleia)*
5. *Høyde 307 inne i planområdet**
6. *Lauvdalsvarden***
7. *Ballsnes*
8. *Vågan camping*
9. *Blåskogvatnet*
10. *Søraunet*
11. *Heimsfjellet***
12. *Kråkvåg******
13. *Hammarvika*
14. *Stutvassdalen****
15. *Stabben*
16. *Sandstad*******

**Det er valgt ut tre ulike standpunkt inne i planområdet som viser flere turbiner i ulike deler av området, i ulikt lys.*

***Det er valgt ut tre standpunkt fra internområdet, et av dem ligger ca. 500m sør for Lauvdalsvarden.*

**** Utsynet fra Heimsfjellet og Stuttvassdalen er vist i rapporten. Her blir avstanden så stor at turbinene blir lite synlig i foto. Visuell virkning fra standpunktene er kommentert.*

*****Krågvåg har en avstand til kraftverket på linje med Heimsfjellet og Stuttvassdalen. Området er ikke befart som følge av logistiske utfordringer i forhold til vær, lysforhold og reiseavstander. Som kompensasjon er det visualisert fra Gjengstøa, samt Tatt bilde mot kulturmiljøet på Magerøya.*

******For Sandstad er standpunkt på Jøsnøy/Flaggstanghaugen benyttet*

- *Beskrive og vurdere visuelle virkninger knyttet til lysmerkingen av vindturbinene.*
- *Vurdere og beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs og/eller driftsfasen.*
- *Redegjøre kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes*

Metode:

- *Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet og Riksantikvaren, og NVE veileder 1/2015 Veileder for vurdering av landskapsvirkninger ved utbygging av vindkraftverk. Visuelle virkninger skal også vurderes for andre relevante temaer, som for eksempel kulturmiljø og friluftsliv.*
- *Klassifiseringen i NiN landskap skal brukes som referanse. Omfang av feltarbeid og faglig kvalifikasjonskrav for utreder skal beskrives.*
- *Visualiseringene skal utføres som fotomontasjer og/eller 3D visualisering. Fagutreder har valgt ut representative fotostandpunkt som gjengitt i liste over fotostandpunkt for visualiseringer.*
- *Synlighetsmodellering for aktuelle layouter med spesifisering av synlighet på 1, 5, 10, 20 og 30 km avstand. Modelleringen skal gjøres utfra totalhøyde på turbinene (til vingetuppen) og i navhøyde (begrenset til turbiner med hinderbelysning).*

1.4.2 NVE

NVE sitt utredningsprogram beskriver bare krav utover kravene satt i det vedtatte planprogrammet. I utredningsprogrammet er utredningskrav for fagtema landskap omtalt slik:

I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver

- *Beskrive landskap og landskapsverdier i plan- og influensområdet. Det skal presenteres et verdikart for definerte delområder. Beskrivelsene skal illustreres med fotografier.*
- *Utarbeide representative visualiseringer av kraftledninger og andre nettanlegg.*
- *Beskrive og vurdere visuelle virkninger knyttet til gjeldende regler for lysmerking av vindturbinene (hinderlys). Utbyggingsalternativ med belysning gjennom hele døgnet skal sammenlignes med et alternativ der hinderlysene er aktive bare i perioder med aktivitet i luftrommet.*
- *Vurdere samlede virkninger av tiltaket og andre vindkraftverk og kraftledninger i influensområdet.*

Spesifisering av metode og presentasjon

- *Vurderingen skal dekke typisk påvirkning i det aktuelle terrenget fra turbiner, oppstillingsplasser og veier med skjæringer, fyllinger, massetak, trafo og drifts-/vedlikeholdssenter.*
- *Dersom noen luftspenn og master må merkes som luftfartshinder, må vurdering av påvirkning legge dette til grunn.*
- *Synlighet:*
    - *I illustrasjonene må det tydeliggjøres hvilke turbiner som tilhører nye Hitra 1 og hvilke turbiner som tilhører Hitra 2 vindkraftverk.*

I konsekvensutredningen skal det presiseres med spesifikke illustrasjoner dersom en forventer særlig problematiske enkeltinngrep.

Det visuelle inntrykket mellom nye turbiner og eksisterende Hitra 2 vindkraftverk med tanke på ulik turbinstørrelse og rotasjonshastighet skal beskrives. Dersom det fins relevante LIDAR-data for plan- og influensområdet, skal disse benyttes i utredningen.

1.4.3 Ivaretagelse av utredningskravene

I den grad fotostandpunkt avviker fra oppgitt standpunkt er det beskrevet hvorfor alternativt standpunkt er valgt. Fagutreder, som har bidratt til liste over illustreringspunkt samt har gjennomført befaringene, vurderer virkningene for landskap som tilstrekkelig illustrert.

For å tydeliggjøre hvilke turbiner som tilhører nye Hitra 1 og hvilke turbiner som tilhører Hitra 2 vindkraftverk vises foto med dagens situasjon sammen med visualisering av Hitra 2, der Hitra 1 er fjerna (0-alternativet) samt mulig ny situasjon ved utbygging av Nye Hitra 1 vindkraftverk,se kapittel 5.3. I kapittel 5.2.1 Visuell påvirkning av turbiner i dagslys, er det vist en illustrasjoner der disse forskjellene er gjort tydeligere med markering av nye turbiner med piler. Tilsvarende illustrasjoner følger for de ulike visualiseringene i vedlegg.

Det er utarbeidet 3 illustrasjoner inne fra planområdet. Disse ble valgt fordi de viser ulike områder der flere turbiner skal fjernes og oppføres. Ingen nye veger eller kranoppstillingsplasser blir synlige i disse illustrasjonen. Dette er naturlig ettersom nye terrenginngrep er svært begrensa. Ellers forventes nye terrenginngrep å ha samme visuelle virkning i landskapet som eksisterende.

Nye kraftledninger, eller andre nettanlegg, inngår ikke i planene og er følgelig ikke illustrert/vurdert. Disse er heller ikke vurdert under samla virkninger, der fokus har vært på fjernvirkning av inngrepene sett opp mot andre vindkraftverk i distriktet.

Ingen turbiner utmerker seg i form av å kreve spesielt problematiske enkeltinngrep. Turbinen lengst nord er den turbinen som ligger tettest på eksisterende bebyggelse. Denne vil i seg selv bidra til at turbinene oppleves som vesentlig større enn eksisterende fra dallandskapet langs Straumsfjorden i nord. Dette kommer frem av Figur 5-21 og Figur 5-22, som illustrerer Nye Hitra 1 vindkraftverk fra henholdsvis Straum og Søraunet.

I kap. 0 vurderes samla belastning i forhold til andre vindkraftverk med sammenfallende influensområder.

I kapittel 3.4, Avbøtende tiltak i plan, beskrives tiltak med terrenginngrep som inngår som premiss for områdereguleringen og konsesjonssøknaden, herunder adkomstvei og internveier i vindparken, kranoppstillingsplasser og massetak. Dette temaet vil bli nærmere redegjort for i egen detaljplan før utbygging.

På grunn av usikkerheten knyttet til muligheten for behovsstyring av hinderlys, er utredningen basert på en verste fall-tilnærming med alle hinderlys konstant påslått. Dette er nærmere utdypet i kapittel 3.3.3 Merkekrav for vindturbiner. En kort vurdering av hvordan påvirkning endres ved behovsstyrt hinderlys er gitt i kapittel 6.2 Ytterligere avbøtende tiltak.

Utredningskravene er med dette vurdert ivaretatt.

2 Metode

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) (Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet, 2021) fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. I dette kapittelet beskrives metodikken i fagrapporten og fagkompetansen som ligger til grunn.

2.1 Definisjoner og avgrensning

2.1.1 Definisjon av landskap

I Miljødirektoratets veileder M-1941 beskrives tema landskap slik:

> *Utredning av landskap handler om en helhetlig, romlig og visuell vurdering av alle aspektene et landskap består av, og sammenhengen mellom komponentene i dette landskapet, samt områdets eller tiltakets forhold til omgivelsene. Utredningen omfatter faktorer fra andre fagtema, men setter ikke verdi på for eksempel turstier eller bygninger. Slike forhold fra andre fagtema settes inn i en helhetlig analyse av landskapet.*

2.1.2 Tiltaksområde

Tiltaksområdet omfatter alle områder som blir direkte påvirket av den planlagte utbyggingen med tilhørende aktiviteter. Det er her fotavtrykket til det planlagte tiltaket vil stå, og vil endre landskapets form og innhold fysisk.

2.1.3 Influensområdet

Influensområdet omfatter tiltaksområdene og en sone rundt disse der det kan forventes fysiske og visuelle virkninger ved en eventuell utbygging. Denne sonen inkluderer både områder som får nær- og fjernvirkninger av utbyggingen, også utover tiltaksområdet. Størrelsen på influensområdet avhenger av synligheten av tiltaket, som igjen er avhengig av en rekke faktorer:

- Terrengformer og landskapsrom
- Standpunkt, avstand
- Lysforhold, årstider og vær
- Bakgrunn – kontrast eller silhuettvirkning
- Fargesetting
- Vegetasjon

Influensområdet for denne utredningen er satt til 30 km, som er brukt som avgrensing på teoretisk synlighet i synlighetskartet, i tråd med føringer i planprogrammet.

2.1.4 Synlighet og synlighetssoner

NVE utarbeidet i 2007 veilederen «Visualisering av planlagte vindkraftverk (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2007). Der beskrives synlighet ut fra avstand til vindturbinene og generelle erfaringer med hva avstand til vindturbinene betyr for visuell virkning er oppsummert. I denne veilederen er det vist en typisk dimensjon for vindturbin, med totalhøyde på 130 meter, altså 90 meter lavere enn turbinene i Nye Hitra 1 vindkraftverk. Ettersom det ved uforstyrra sikt vil være et konstant forhold mellom turbinens størrelse og virkning på gitte avstander, er avstandene i de følgende generelle vurderingene justert opp med en faktor på 1,7, med en hensiktsmessig avrunding, for å gi en mer korrekt beskrivelse for det planlagte tiltaket. De generelle vurderingene er da:

De nærmeste 5-700 meter: *«Man må løfte blikket for å fange hele synet av en vindturbin. Men så sant det ikke er tåke, har sikten lite betydning for opplevelsen av turbinene i nærsonen. Detaljeringer ved* (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2007)*turbinenes utforming og farge kan oppfattes.»*

Vindkraftverkets nærområde, opptil ca.4-5 km: *«Her kan man tydelig oppfatte turbinenes store dimensjoner sammenlignet med de eksisterende landskapselementer. Turbinene kan være et dominerende element i landskapet.»*

Midlere avstand, fra ca. 4-5 km til ca. 17-20 km: *«Her vil siktforholdene spille en viktig rolle. Også her vil turbinenes utforming oppfattes, men detaljer sløres. Størrelsen på turbinene oppfattes ikke alltid klart, fordi det er vanskelig å vurdere avstanden til dem. Terrengform og vegetasjon vil påvirke det visuelle inntrykket, og mange steder skjule turbinene helt eller delvis. Erfaring fra Hitra og Smøla (første byggetrinn) viser imidlertid at vindturbinene oppfattes som tydelige landskapselementer og setter sitt preg på opplevelsen av landskapet på om lag 10-12 kilometers avstand (tilsvarende avstand turbinenes høyde tatt i betraktning), selv der terrengform og vegetasjon bidrar til å dempe det visuelle inntrykket.»*

Som referanse har vindturbinene på Hitra en totalhøyde på 112m, og turbinene for første byggetrinn på Smøla, som er brukt som referanse i veilederen det vises til, har totalhøyden på 108 meter, som er omtrentlig halvparten av størrelsen til vindturbinene som kan bli aktuelle ved utbygging av Nye Hitra 1.

Lang avstand, over ca. 17-20 km: *«Turbinenes synlighet er helt avhengig av værforholdene. Det er særlig når det er store fargekontraster at vindturbinene kan være godt synlig på avstander over 25-30 kilometer. Grått vær vil ofte føre til at turbinene forsvinner mot himmelen, mens sikten i klarvær ofte vil sløres av dis. På lange avstander vil jordkrummingen påvirke synligheten.»* (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2007)

I utredningsprogrammet for Nye Hitra 1 vindkraftverk skriver NVE at de ønsker synlighetsmodellering med spesifisering av synlighet på 1, 5, 10, 20 og 30 km. I planprogrammet står det at visualiseringene som skal utarbeides ifm. utredningen skal vise visuelle virkninger nær avstand (opp til ca. 2-3) og midlere avstand (fra ca. 3-10 km). Dette er med justerte tall vurdert å være henholdsvis 4-5 km og 5-20km for denne utredningen.

Hvordan man oppfatter et vindkraftverk avhenger av ulike faktorer som er vist i tabellen under. Disse faktorene spiller inn når det videre skal fastsettes hvilken påvirkning utbyggingen av vindkraftverk vil ha på landskapskarakteren.

Tabell 2-1: Hvordan vindkraftverket oppfattes er avhengig av blant annet disse faktorene.

Mennesket	- Ulike interesser og brukere knyttet til landskap - Ulik opplevelse av tiltaket, holdning til vindkraft og vindturbinenes visuelle uttrykk
Vindkraftverket	- Vindturbinenes konstruksjon, form, proporsjoner, farge, størrelse og høyde - Størrelse vindkraftverk, antall vindturbiner og innbyrdes avstand - Oppstilling, geometrisk mønster, komposisjon og visuell forankring - Bevegelse, samvirkning, lyssetting, skyggekast, refleks
Landskapet	- Avstand, høyde over havet - Standpunkt, del av synsfelt, bakgrunn og forgrunn - Vær, sikt, lysforhold - Kumulativ effekt andre vindkraftverk, attraksjon og landskapsbildets helhet

En alternativ inndeling i synlighetsnivåer, som brukes i noen studier og som er nevnt i NVEs digitale veileder «Identifisering av utredningsområder for havvind» (NVE - Identifisering av utredningsområder for havvind - Synlighet, 2023), er som følger:

***Synlighetsnivå 1**: Objektet er synlig etter lengre, nøye kikking.*

***Synlighetsnivå 2:** Objektet er synlig idet betrakteren ser i den generelle retningen til objektet, ellers sannsynlig at objektet ikke blir observert.*

***Synlighetsnivå 3:** Objektet er synlig etter et kort blikk i riktig retning og det er usannsynlig at det ikke blir observert.*

***Synlighetsnivå 4:** Objektet er tydelig synlig, men det tiltrekker seg ikke sterk visuell oppmerksomhet og dominerer heller ikke utsikten.*

***Synlighetsnivå 5:** Objektet tiltrekker seg den visuelle oppmerksomheten for betraktere som ser i riktig retning. Oppmerksomhet trekkes av objektets sterke kontrast fra landskapet i form, linje, farge, tekstur, lys eller bevegelse.*

***Synlighetsnivå 6:** Objektet dominerer utsikten fordi det tar opp det meste av den visuelle rekkevidden. Sterke kontraster med landskapet i form, linje, farge, tekstur, lys, eller bevegelse kan bidra til den visuelle dominansen av objektet.»*

I den ene studien opplyser NVE om at det ble konkludert med at «(...) vindkraftverk til havs var lett synlige ved ulike vær- og siktforhold ved avstander under 35 (25) kilometer. Ved avstander under 14 (10) kilometer ville vindkraftverk være dominerende elementer. Ved avstander over 35 (25) kilometer ble synlighetsnivå av et vindkraftverk målt til nivå 2 og 1 i skala for synlighetsnivå». Som nevnt i Tabell 2-1 har vindkraft på land flere momenter som påvirker synligheten enn vindkraft til havs, så synlighetsnivåene vil variere noe grunnet disse. Ettersom vindkraft til havs ble utredet for turbiner med størrelse 308m er tallene i parentes justert ned med en faktor på 1,4, med en hensiktsmessig avrunding, for å gi en mer korrekt beskrivelse for Nye Hitra 1.

Inndeling i nivåer av visuell synlighet (heretter kalt synlighetssoner) blir i denne rapporten satt til:

Synlighetssone 1: Inntil 700 meter – visuell totaldominans – nær avstand nivå 1

Synlighetssone 2: 700 meter - 2 km (2000 meter) - ytre visuell dominanssone – nær avstand nivå 2

Synlighetssone 3: 2-5 km - midlere avstand nivå 1

Synlighetssone 4: 5-10 km - midlere avstand nivå 2

Synlighetssone 5: 10-20 km - lang avstand

Synlighetssone 6: 20-30 km - fjern avstand

Disse sonene vil bli brukt i påvirkningsdelen av KU-en, for å vurdere synligheten og påvirkningen av tiltaket i de ulike delområdene innenfor de ulike sonene, og videre til å vurdere konsekvensgraden av de ulike delområdene innenfor de ulike sonene. I tillegg er 10 km markert med stiplet linje for å spesifisere hvor denne grensen går, etter ønske fra NVE.

Se de ulike synlighetssonene og delområdene for utredningen på kartet i Figur 5-2.

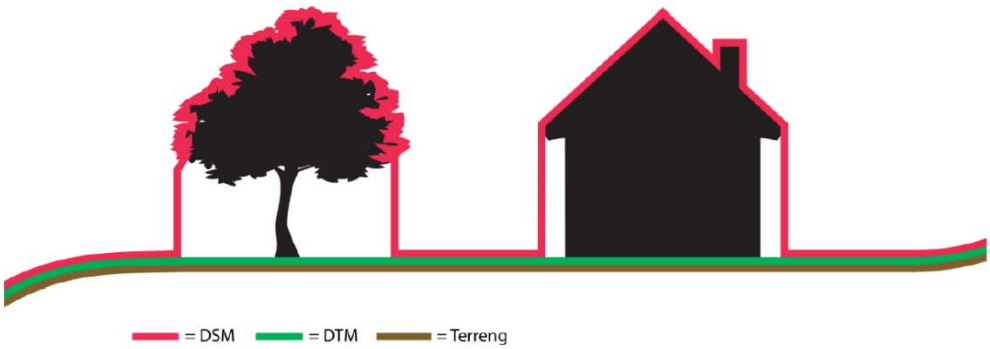
2.1.5 Teoretisk synlighetsanalyse

Det er utarbeidet teoretiske synlighetsanalyser for vindturbiner som følger med Nye Hitra 1, totalt 15 turbiner med totalhøyde på 220 meter. Synlighetsanalysene er basert på DTM-data (terrengmodell). Det vil si at de ikke fjerner ev. lokal skjerming fra eksisterende vegetasjon og bebyggelse. Dette er en noe mer konservativ beregning av visuell synlighet av tiltakene enn et synlighetskart basert på DOM-data (overflatemodell), hvor vegetasjon og bygninger i modellen vil skjerme for synligheten omtrent slik som det vil gjøre i virkeligheten. Ved bruk av DOM kan områder med skog vise synlighet som egentlig er fra toppen av trærne der ingen (normalt) oppholder seg, og vegetasjon vil også blokkere synligheten fullstendig selv om man i realiteten vil kunne se noe gjennom den.

Øyehøyde i de teoretiske synlighetsanalysene er satt til 180 cm over terreng. Antallet synlige turbiner vil avhenge av terreng og om man ser oppover eller bortover mot tiltaket.

Merk at antall turbiner synlige fra et punkt ikke betyr at man ser 100% av disse turbinene, da det er turbinenes høyeste punkt som er lagt inn i analysen (totalhøyden på turbinene).

Når det gjelder avgrensning av synlighet per turbin er denne satt til 30 km (influensområdet), selv om turbinen i prinsippet *kan* være synlig utenfor denne sonen. Dette gjelder også for de eksisterende turbinene som ligger innenfor en tilsvarende influenssone. Avgrensningen av synligheten av disse er beregnet ut til 30 km fra hver enkelt, og deretter begrenset til influensområde for Nye Hitra 1.



Figur 2-1 Illustrasjonen viser forskjellen mellom overflatemodell (DOM (her DSM)) og terrengmodell (DTM), og hvordan de ulike skanningene oppfatter de ulike elementene (Kilde: NIKU 2016).

2.1.6 Fotorealistiske visualiseringer

For en mest mulig realistisk framstilling av de visuelle virkningene av et vindkraftverk er det viktig å benytte egnende verktøy og metoder for å fremstille visualiseringene så virkelighetstro som mulig. I denne konsekvensvurderingen er NVEs veileder «Visualisering av planlagte vindkraftverk» (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2007) og dataprogrammet WindPro benyttet for utarbeidelse av de fotorealistiske visualiseringene.

Visualiseringene er basert på bilder tatt med mobilkamera, der brennvidden er justert slik at den tilsvarer den man har for 35 mm filmformat, for å gi et mest mulig realistisk og representativt bilde av vindkraftverket og av karakteristiske trekk ved landskapet. Enkelte av visualiseringene er satt sammen til et panoramabilde der hvert bilde er fotografert med lik eksponering og med omtrent en tredjedel overlapp mellom hvert bilde.

Visualiseringer i panoramaformat er ofte nødvendige for å gi en framstilling av utbredelsen av vindkraftverket og forholdet til landskapet omkring. Dimensjonene på turbintypen som benyttes i visualiseringene samsvarer med omsøkte utbyggingsløsning.

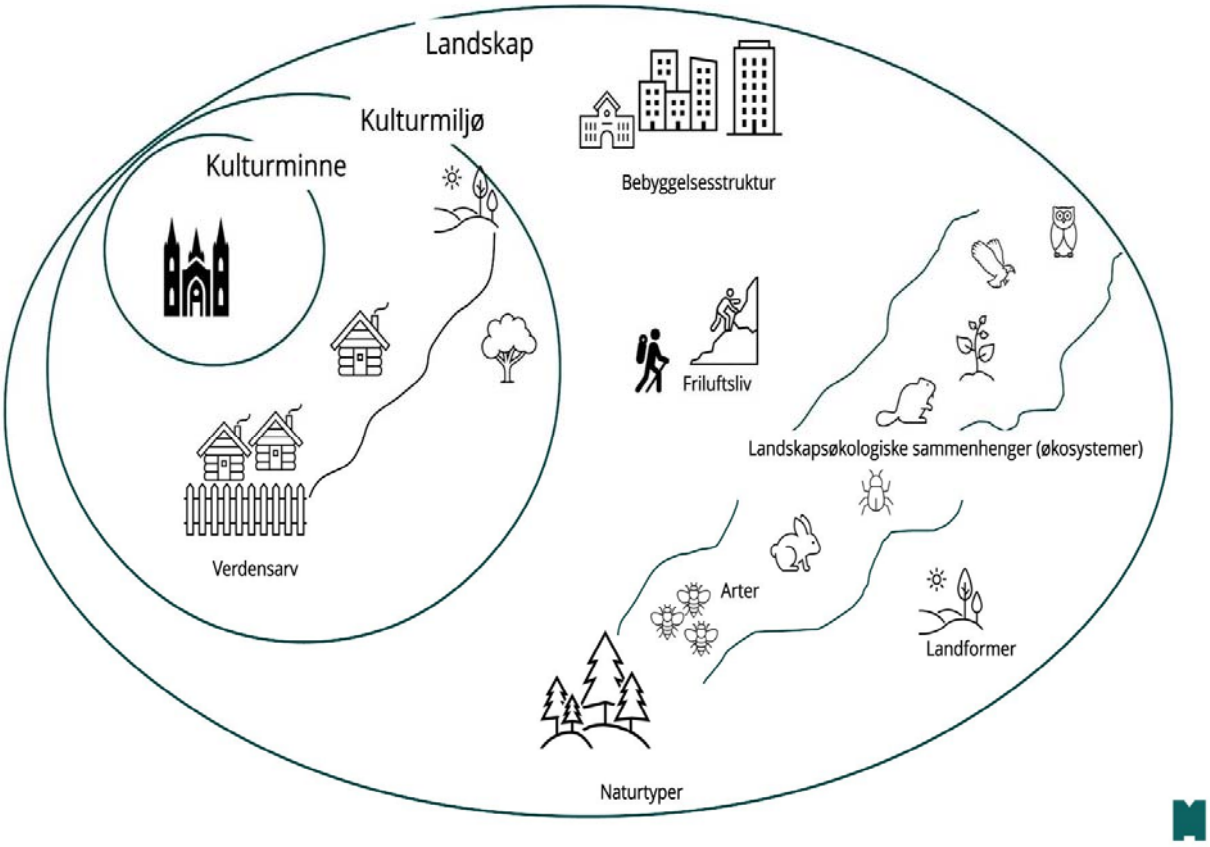
I programvaren må man velge lyssetting, som vil påvirke hvilken farge turbinene vil framstå med. Med hensyn til lyssetting har vi benyttet det som vil se riktig ut gitt vær og lysforhold når bildet ble tatt (se figur under). De fleste bildene er tatt i solskinn og medlys, der sola er bak betrakteren. Dette gir en refleksjon av lyset i turbinene og regnes for å være den lyssituasjonen som gir det mest markante visuelle uttrykket, ref. worst case-scenario.

2.1.7 Avgrensning mot andre fagtema

I en konsekvensutredning skal konsekvenser telles kun én gang. Det er viktig at det kun er romlige og visuelle egenskaper i landskapet som verdsettes innenfor fagtema landskap. Verdier som er verdsatt i andre fagutredninger skal ikke verdsettes i landskapsutredningen. Dette for å unngå dobbelttelling av verdier, som er viktig å unngå da utredningen skal være en del av en samfunnsøkonomisk analyse.

De fagtemaene som grenser tettest inn mot landskap som fagtema er:

- Kulturmiljø
- Verdensarv
- Friluftsliv
- Naturmangfold
- Folkehelse



Figur 2-2: Illustrasjon for å vise sammenhengen mellom de ulike tilgrensende fagtema underbygger landskapet som en større helhet. Hentet fra veileder M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

Kulturmiljø

Under utredningstema kulturarv skal landskapets kulturhistoriske betydning vurderes.

I landskapsutredningen vil kulturmiljøer inngå i vurdering av forhold i landskapet som sammen med andre faktorer danner grunnlag for å sette landskapskarakter. Verdsetting skjer ved å sette de forhold fagtemaet omfatter inn i en helhet, og vurdere de *visuelle* aspektene ved områdene/registrereringene som tilhører kulturmiljø. Se oversikt i tabell 2-3 over de visuelle forholdene ved landskapet som inngår i fagtema Landskap.

Verdensarv

Områder som står på UNESCOS liste over verdensarv, skal utredes etter internasjonalt regelverk. Områder eller elementer fra UNESCO- listen over verdens kultur- og naturarv som inngår i område for landskapsutredning skal omtales i utredningen, men ut over dette inngå i vurdering av forhold i landskapet som sammen med andre faktorer danner grunnlag for å sette landskapskarakter

Friluftsliv

Under tema friluftsliv vurderes områders betydning for friluftsliv ut fra verdikriterier knyttet til brukerfrekvens, regionale/nasjonale brukere, opplevelseskvalitet, symbolverdi, funksjon, egnethet og tilrettelegging.

Friluftslivsområder i landskapsutredningen vil inngå i vurdering av forhold i landskapet som sammen med andre faktorer danner grunnlag for å sette landskapskarakter. Verdsetting skjer ved å sette de forhold fagtemaet omfatter inn i en helhet, og vurdere de *visuelle* aspektene ved områdene/registreringene som tilhører friluftsliv. Se oversikt i tabell 2-3 over de visuelle forholdene ved landskapet som inngår i fagtema Landskap.

Naturmangfold

I fagutredningen for naturmangfold settes det verdi på naturvernområder, arter, naturtyper, landskapsøkologiske sammenhenger eller geologiske forekomster (geotoper).

Områder med naturmangfold i landskapsutredningen vil inngå i vurdering av forhold i landskapet som sammen med andre faktorer danner grunnlag for å sette landskapskarakter. Verdsetting skjer ved å sette de forhold fagtemaet omfatter inn i en helhet, og vurdere de *visuelle* aspektene ved fremtoningen av naturmangfold i landskapet. Se oversikt i tabell 2-3 over de visuelle forholdene ved landskapet som inngår i fagtema Landskap.

Folkehelse

I landskapsutredningen beskrives landskapets og tiltakets fysiske kvaliteter og det gis en objektiv vurdering av estetiske kvaliteter og landskapsopplevelse. Landskap utgjør arenaen og påvirkningsfaktoren med betydning for folkehelsen. For prosjektet Hitra 1 utarbeides det en egen helsekonsekvensutredning der det spesifikt belyses og vurderes forhold som:

- Helsekonsekvenser fra støy
- Helsekonsekvenser fra skyggekast
- Helsekonsekvenser fra visuell forurensning
- Synergieffekter av samtlige overnevnte eksponeringer.

2.2 Inndeling i delområder

Influensområdet deles inn i delområder og underområder, basert på eksisterende og innhentet kunnskap om landskapet i området. Størrelse og innhold for delområdene er tilpasset et hensiktsmessig detaljeringsnivå. En hovedregel etter M-1941 er at delområdene skal være mest mulig enhetlige (ha tilnærmet lik funksjon, karakter og visuell fremtoning). Delområder med utgangspunkt i landskapstyper i NiN-landskap og NIJOS kan justeres og deles inn i mindre delområder. Det er også anledning til å slå sammen flere delområder til ett delområde. Avgrensning av delområder bør i tillegg justeres i forhold til romlige forhold og landskapets skala eller arealbruk, som typisk kommer frem ved befaring. Trinn 1 i konsekvensutredningen innebærer inndeling i delområder, og vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for hvert delområde (kap.4.9). For hvert delområde gjennomgås ulike karakteristika ved landskapet.

Følgende forhold ved landskapet inngår som grunnlag for inndeling i delområder og beskrivelse av landskapskarakter, og vises i Tabell 2-2:

- Geologi, landformer og vannforekomster
- Romlige forhold og skala
- Distinkte naturelementer
- Natursammenhenger
- Vegetasjonsdekke og vegetasjonsbruk
- Aktive naturprosesser
- Jord- og skogbruk, tamreindrift, fiske og annen utmarksbruk
- Arealbruk
- Bebyggelsespreg
- Historie og stedsidentitet

Tabell 2-2: Oversikt over forhold ved landskapet som kan brukes for å beskrive fremtoning, helhet og sammenheng i landskapet. Innflytelse på landskapskarakteren vurderes som liten, middels eller stor.(Miljødirektoratet, 2023).

Forhold ved landskapet	Beskrivelse	Forhold som er viktigst for landskapskarakteren
Geologi, landformer og vannforekomster	Landskapets hovedformer og småformer (topografi). Hav, kystlinjer, vann og vassdrag.	
Romlige forhold og skala	Landskapsrom, landskapets dimensjoner og skala	
Distinkte naturelementer	Framtredende landformer og landskapselementer. F.eks. geologiske formasjoner, orienteringspunkter, enkeltstående særpregede trær, spesielle elvedrag mm.	
Natursammenhenger	Natursammenhenger, f.eks. større naturpregede områder, blå-grønne strukturer i naturområder eller i bebygde områder og mot tilgrensende områder	
Vegetasjonsdekke og vegetasjonsbruk	Mosaikk, mønstre og variasjon i vegetasjonen. Form- og strukturdannende vegetasjon. Vegetasjon med kulturelle eller historiske referanser	
Aktive naturprosesser	F.eks. ras og skredaktivitet, endringer som følge av vann- og isbevegelser i landskapet. Vegetasjonsutvikling, naturlige suksesjoner.	
Jord- og skogbruk, tamreindrift, fiske og annen utmarksbruk	Pågående rurale aktiviteter som preger landskapet; oppdyrking, tilplanting, rydding av nye beiter, etablering av samdrifter, havbruksanlegg osv. Skjøtsels- og driftsformer.	
Arealbruk	Differensiering av bolig, næring, transformasjonsområder, parkområder, andre oppholdsarealer, omfang av infrastruktur som veg og gate. Brudd og overganger mellom de ulike områdene.	
Bebyggelsespreg	Områdekarakter, gatestruktur, dimensjoner og variasjoner på bebyggelse, silhuettlinjer, bygde landemerker/landskapselementer, tekniske installasjoner og fremtredende bygninger.	
Historie og stedsidentitet	Synlige kulturminner, kulturmiljø, tradisjonelle kulturlandskap, møteplasser osv. Historiske aktiviteter og bruk som har satt spor i landskapet gjennom tidene, som fjernet/nedfalls bebyggelse, og spor av ferdsel og opphold. Endret, fjernet, og/eller rester av fjernede naturelement, f.eks. gamle elvefar. Allment kjente kulturelle referanser lokalt og/eller nasjonalt. Litteratur, billedkunst, historiske hendelser, osv.	
Landskapskarakter		

2.3 Verdisetting av delområder

Verdi for hvert delområde er vurdert etter åtte verdikriterier med tilhørende verdiskala (se tabell 2-3).

Tabell 2-3: Verditabell for landskap iht. M-1941(Miljødirektoratet, 2023).

Verdikriterier	Uten betydning for KU	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
Inngrepsgrad	Områder uten innslag av natur.	Naturpreget, men med overvekt av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur.	Noe inngrep. Sammenhengende naturområde i lokal skala. Naturpreget med spredt bebyggelse og infrastruktur.	Få inngrep. Stort sammenhengende naturlandskap i regional skala. Naturlandskap hvor det f.eks. er enkelte bygninger og kraftledninger.	Uten inngrep. Stort sammenhengende naturlandskap i nasjonal skala. Landskap som ikke, eller i svært liten grad, er preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur.
Naturvariasjon	Naturlandskap uten variasjoner.	Naturlandskap med lite variasjon.	Naturlandskap med noe naturvariasjon og flere landskapstyper.	Naturlandskap med stor naturvariasjon over korte avstander og med høyt antall landskapstyper.	Naturlandskap med svært stor naturvariasjon over korte avstander og med høyt antall landskapstyper.
Distinkte elementer	Landskap uten distinkte landskaps-elementer.	Landskapstype eller landskapselement som er synlig, men uten spesiell betydning for landskapet.	Landskapstype eller landskapselement som har stor betydning for land-skapskarakteren.	Karakteristisk landskapstype eller landskapselement som setter tydelig preg på landskapet.	Karakteristisk landskapstype eller landskapselement som definerer landskapet.
Mangfold	Landskap uten variasjon av natur- og kulturverdier.	Landskap med variasjon med innhold av en eller få elementer fra natur, friluftsliv, kultur og landbruk.	Landskap som er mangfoldig og har et tydelig preg av flere elementer fra natur, friluftsliv, kultur og landbruk.	Landskap som er svært mangfoldig med et markant preg av elementer fra både natur, friluftsliv, kultur og landbruk.	Landskap som er svært mangfoldig med et og unikt markant preg, av elementer fra både natur, friluftsliv, kultur og landbruk.
Særpreg	Vanlig forekommende landskap uten særpreg.	Vanlig forekommende landskap med noe særpreg.	Særpregede landskap med flere innslag av eksempelvis inngrep, arealbruk, bebyggelse og elementer som forstyrrer særpreget.	Særpregede landskap med få, ikke dominerende, negative brudd og/eller kontraster.	Unike og intakte særpregede landskap.
Sammenhenger	Landskap uten kjente sammenhenger mellom elementer eller historiske spor.	Landskap med sammenhenger mellom elementer eller historiske spor som er viktige kun i lokal sammenheng.	Landskap med sammenhenger mellom elementer eller historiske spor som er viktige i regional sammenheng.	Landskap med sammenhenger mellom elementer eller historiske spor som er viktige i regional sammenheng.	Landskap med tydelige sammenhenger mellom elementer eller historiske spor som er viktige i internasjonal eller nasjonal sammenheng.
Tilhørighet/ identitet	Områder som det ikke er knyttet spesiell tilhørighet til.	Områder med betydning for en bydel eller mindre gruppe, «hverdags-landskapet».	Områder med lokal betydning, «hverdags-landskapet».	Områder med regional betydning.	Områder med internasjonal/ nasjonal betydning.
Visuell karakter	Landskapet domimeres av tilfeldighet, fragmentering, monotoni og/eller uoversiktlighet.	Landskapet er ubalansert, til dels uoversiktlig, mindre strukturert, og har svake sammenhenger i utforming.	Landskapet fremstår balansert, lesbart, oversiktlig og strukturert.	Landskapet preges av bevisst formgivning, farge- og materialbruk, lesbare sammenhenger og godt totalinntrykk.	Landskapet preges av bevisst og gjennomført formgivning, farge- og materialbruk, god lesbarhet, logiske sammenhenger, og har et unikt visuelt totalinntrykk.

I tillegg skal noen områder og landskap alltid ha *svært stor verdi* og *stor verdi* (se tabell 2-4).

Tabell 2-4: Delområder som inneholder hele eller deler av følgende områder skal ha denne verdien(Miljødirektoratet, 2023).

Verdikriterier	Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
Landskapsvernområder og nasjonalparker					Alltid svært stor verdi
Kulturmiljøer og landskap av nasjonal interesse (tidligere KULA)				Alltid stor verdi	
Utvalgte kulturlandskap i jordbruket				Alltid stor verdi	
Verdifulle kulturlandskap				Alltid stor verdi	

Alle delområder er verdsatt og fremstilt i verdikart med tilsvarende fargekoder, se kapittel 4.9. En utdyping og forklaring av verdiskalene er vist i tabell 2-5.

Tabell 2-5: Verdiskala med forklaring på verdisettingen i verditabellen iht. M-1941(Miljødirektoratet, 2023).

Verdiskala	Forklaring
Svært stor verdi	Landskap av internasjonal eller nasjonal betydning.
Stor verdi	Landskap av nasjonal betydning, eller betydning over gjennomsnittet i regional sammenheng.
Middels verdi	Landskap av regional betydning og/eller betydning over gjennomsnittet i lokal sammenheng.
Noe verdi	Vanlig forekommende landskap. Landskap av lokal betydning.
Uten betydning	Landskap uten, eller med få, visuelle verdier, og liten betydning både i regional og lokal sammenheng.

2.4 Vurdering av påvirkning for delområder

Påvirkning for hvert delområde er vurdert etter hvordan planen/tiltaket påvirker landskapskarakteren og/eller de verdiene som var utslagsgivende for verdsettingen av landskapet i delområdet.

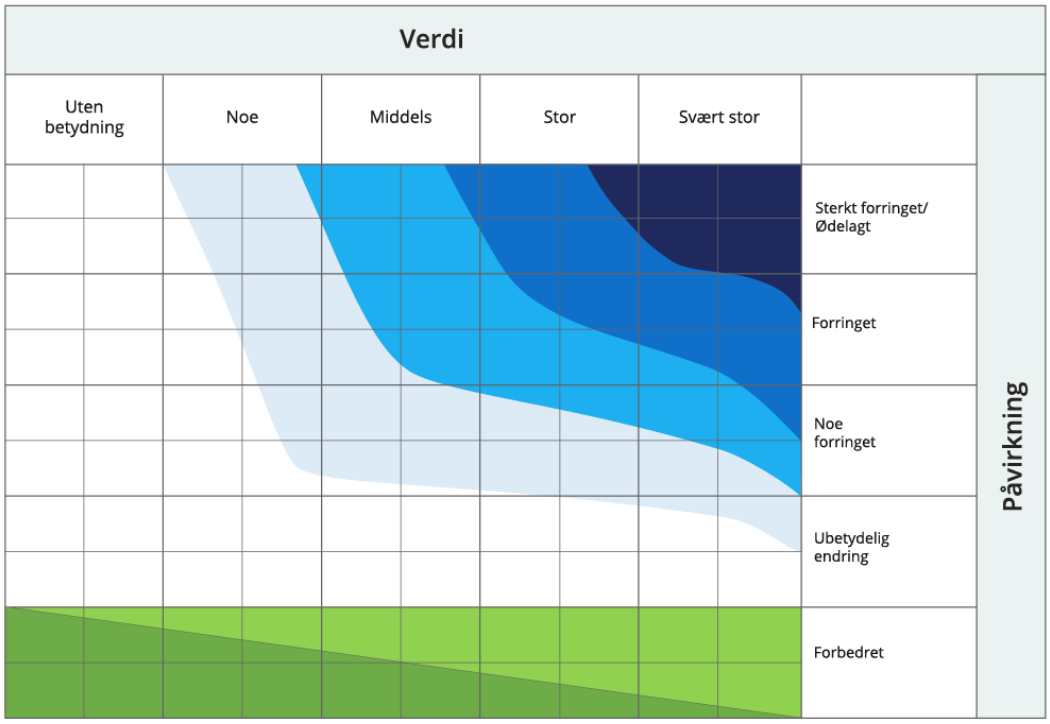
Påvirkning blir etter metodikken vurdert for fem påvirkningsfaktorer, gradert etter en femdelt skala fra *forbedret* til *sterkt forringet* (tabell 2-6).

Tabell 2-6: Påvirkningstabell for landskap iht. M-1941. Tabellen viser kriterier for å vurdere påvirkning på landskapet. For hver påvirkningsgrad er det tilstrekkelig at ett punkt oppfylles (Miljødirektoratet, 2023)

Påvirknings-faktorer	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Synlighet	Tiltaket er istandsatt slik at det faller naturlig inn i landskapsbildet. Tiltaket fremhever landskapskvaliteter innen planområdet og/eller i omgivelsene. Tiltaket har blitt et positivt blikkfang. Tiltaket medfører istandsetting av ødelagt/sterkt forringet landskap.	Tiltaket har samme fremtoning i landskapsbildet som før inngrepet.	Tiltaket medfører noe økt synlighet i brudd med tiltakets nære omgivelser. Tiltakets fjernvirkning er liten eller ikke påvirket.	Tiltaket medfører vesentlig økt synlighet i landskapet i nære omgivelser. Tiltakets fjernvirkning er negativ i noen grad i form av skjemmende inngrep og/eller bygde elementer.	Både tiltakets nær- og fjernvirkning er negativ, og skjemmer landskapet visuelt i stor grad i form av skjemmende inngrep og/eller bygde elementer.
Fragmentering	Tiltaket skaper nye eller bygger opp ødelagte landskaps-sammenhenger, og/eller fremhever kvaliteter knyttet til helhet, struktur og lesbarhet.	Tiltaket medfører ikke endringer i landskaps-sammenhenger eller kvaliteter knyttet til helhet, struktur eller lesbarhet.	Tiltaket bryter delvis med landskaps-sammenhenger. Tiltaket medfører noe forringelse av kvaliteter knyttet til helhet og struktur, og har dårlig lesbarhet.	Tiltaket bryter landskaps-sammenhenger. Tiltaket skaper et uryddig og uoversiktlig landskap i utrednings-området.	Tiltaket bryter viktige landskaps-sammenhenger innad og ut over utrednings-området. Tiltaket skaper et uryddig og uoversiktlig landskap uten struktur.
Skala	Tiltaket har en god tilpasning til skalaen i landskapet, eller framhever denne.	Tiltaket er tilpasset skalaen i landskapet, eller er underordnet denne.	Tiltaket dominerer noe over landskapets skala, og/eller er ikke tilpasset landskapets skala.	Tiltaket dominerer i stor grad, og/eller er i brudd, over landskapets skala.	Tiltaket dominerer over landskapets skala og/eller er i vesentlig brudd med landskapets skala.
Formgivning	Tiltaket tilfører verdi til et monotont eller forringet landskap. Tiltaket er forankret i landskapet ved hjelp av formgivning, farge- og materialbruk, og har et balansert uttrykk.	Tiltaket har samme formspråk som førsituasjonen.	Tiltaket gir et ubalansert inntrykk. Tiltaket har tilfeldig formgivning og materialbruk. Tiltaket bidrar til et monotont eller uryddig inntrykk.	Tiltaket mangler bevisst formgivning, farge og/eller materialbruk. Tiltaket bidrar til et monotont eller kaotisk uttrykk.	Tiltaket mangler forankring i landskapet, og formgivning, farge og/eller materialbruk er uheldig. Tiltaket gir et monotont eller kaotisk uttrykk.
Tilhørighet/ identitet	Tiltaket ivaretar og/eller forsterker tilhørighet/identitet i området. ' Tiltaket har gitt nytt og positivt innhold i et ubetydelig eller negativt ladet sted.	Tiltaket medfører ingen endring av tilhørighet, identitet eller brukeropplevelse, gjenskapt eller kompensert.	Tiltaket fører til at tilhørighet, identitet eller brukeropplevelse er noe brutt eller forstyrret.	Tiltaket fører til at tilhørighet, identitet eller brukeropplevelse er brutt eller forstyrret i en slik grad at dagens referanser ikke er gjenkjennbare. Tiltaket fremstår uten sammenheng med historisk og/ eller følelsesmessig tilhørighet og identitet.	Tiltaket har ødelagt tilhørighet, identitet eller brukeropplevelse. Tiltaket oppleves som fremmed i landskapet.

2.5 Vurdering av konsekvensgrad for delområder

Konsekvensgrad for delområdene fremkommer ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning i en konsekvensvifte (figur 2-3). Konsekvensen for hvert delområde er gradert fra *stor/svært stor positiv konsekvens* (+++/++++) til *svært alvorlig konsekvens* (----) (tabell 2-7). Konsekvensgrad for delområdene tas med videre i vurdering av konsekvens av alternativer.



Figur 2-3: Konsekvensvifte iht. M-1941(Miljødirektoratet, 2023)

Tabell 2-7: Skala og veiledning for konsekvenssetting i delområder iht. M-1941(Miljødirektoratet, 2023)

Skala	Forklaring
Svært stor negativ konsekvens (4-)	Den mest alvorlige konsekvensgraden som kan oppnås for delområdet. Brukes kun for delområder med stor eller svært stor verdi.
Stor negativ konsekvens (3-)	Stor negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Middels negativ konsekvens (2-)	Middels negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Noe negativ konsekvens (1-)	Noe negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Ubetydelig konsekvens (0)	Ingen eller ubetydelig konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Noe/middels positiv konsekvens (1/2+)	Noe/middels positiv konsekvensgrad for delområdet iht. konsekvensviften
Stor/svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Stor/svært stor positiv konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften. Brukes i hovedsak der områder med ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket.

2.6 Vurdering av konsekvens for alternativer

Vurdering av **konsekvens av alternativer** og **rangering av alternativer** utgjør trinn 2 av konsekvensutredningen (kap. 6). Samlet konsekvens av hvert alternativ er bestemt gjennom en sammenstilling av konsekvensgrad for delområdene.

Konsekvensen av hvert alternativ er gradert fra *stor positiv konsekvens* til *kritisk negativ konsekvens* etter kriteriene i M-1941 (tabell 2-8). Høye negative konsekvensgrader vil bety at planen/tiltaket kan være i konflikt med nasjonale og vesentlige regionale interesser for klima- og miljø, og kan være grunnlag for innsigelse(Klima- og miljødepartementet, 17.02.2021). Etter en samlet vurdering av alternativene, er alternativene rangert og rangering er begrunnet.

I fagrapporten er det også gjort greie for: indirekte virkninger av planen/tiltaket, usikkerhet i konsekvensutredningen, midlertidige virkninger og vurderinger av avbøtende tiltak. Avbøtende tiltak som er sikret gjennom plankart og bestemmelser i plan eller som er innarbeidet i det omsøkte tiltaket presenteres i tiltaksbeskrivelsen (kap.3.4), og er inkluderte i vurdering av konsekvensgrad. Andre avbøtende tiltak er presentert avslutningsvis i kap. 0.

Tabell 2-8: Kriterier for vurdering av samlet konsekvens for landskap(Miljødirektoratet, 2023).

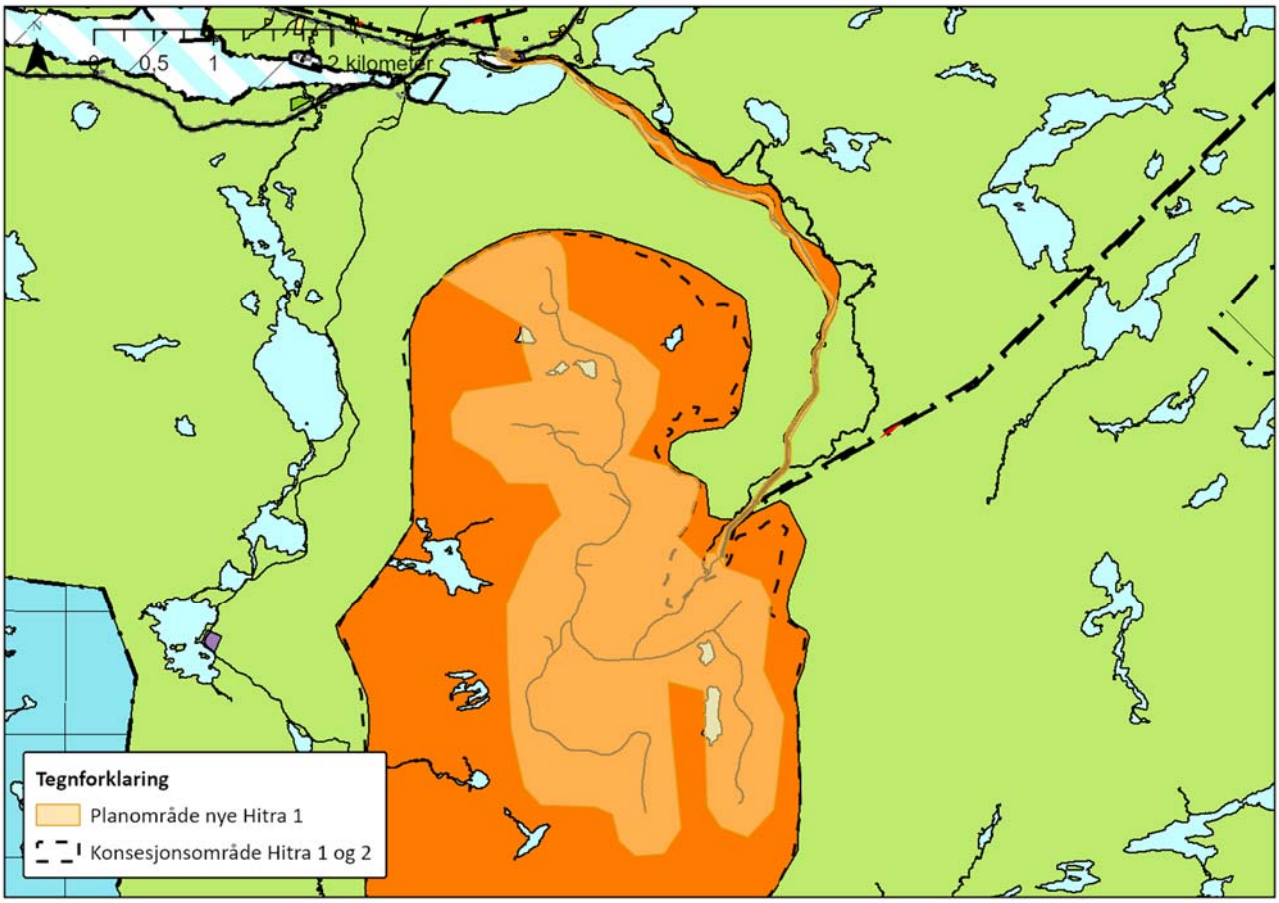
Konsekvens	Kriterier for samlet vurdering
Kritisk negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører kritisk skade på landskapet innenfor influensområdet. Brukes kun for områder med registreringskategorier som er gitt stor eller svært stor verdi. • Overvekt av delområder med svært stor negativ konsekvens (4-).
Svært stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører forringelse eller ødeleggelse av nasjonalt viktig landskap. Brukes kun for områder som er gitt stor eller svært stor verdi. • Overvekt av delområder med stor negativ konsekvens (3-). • Ett eller flere delområder med svært stor negativ konsekvens (4-).
Stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører stor negativ konsekvens for landskap innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med middels negativ konsekvens (2-). • Flere delområder med stor negativ konsekvens (3-). • Ett delområde kan ha svært stor negativ konsekvens (4-).
Middels negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører middels negativ konsekvens for landskap innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder noe negativ konsekvens (1-) • Flere delområder med middels negativ konsekvens (2-). • Et par delområder kan ha stor negativ konsekvens (3-). • Ingen delområder med svært stor negativ konsekvens (4-).
Noe negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører noe negativ konsekvens for landskap innenfor influensområdet. Lite konflikt med landskap utenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ (1-) eller ubetydelig (0) konsekvens. • Et par delområder kan ha middels negativ konsekvens (2-). • Ingen delområder med svært stor (4-) eller stor (3-) negativ konsekvens.
Ubetydelig konsekvens	Planen/tiltaket vil ikke medføre vesentlige endringer for landskapet i influensområdet. • Overvekt av delområder med ubetydelig konsekvens (0). • Ett delområde kan ha noe negativ konsekvens (1-). • Ingen delområder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) negativ konsekvens.
Noe/middels positiv konsekvens	Benyttes der delområder som er gitt ubetydelig eller noe verdi får noe eller betydelig verdiøkning som følge av tiltaket. Planen/tiltaket er en forbedring for landskapet. • Overvekt av delområder med noe (1+) eller middels (2+) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) negativ konsekvens • Delområder med noe negativ konsekvens (1-) oppveies klart av områdene med noe (1+) eller middels (2+) positiv konsekvens.
Stor/svært stor positiv konsekvens	Benyttes der delområder som er gitt ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket. Planen/tiltaket er en stor forbedring for landskap. • Overvekt av delområder med stor (3+) eller svært stor (4+) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) negativ konsekvens. • Delområder med noe negativ konsekvens (1-) oppveies klart av områdene med stor (3+) eller svært stor (4+) positiv konsekvens.

3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer

3.1 Føringer og planer for området

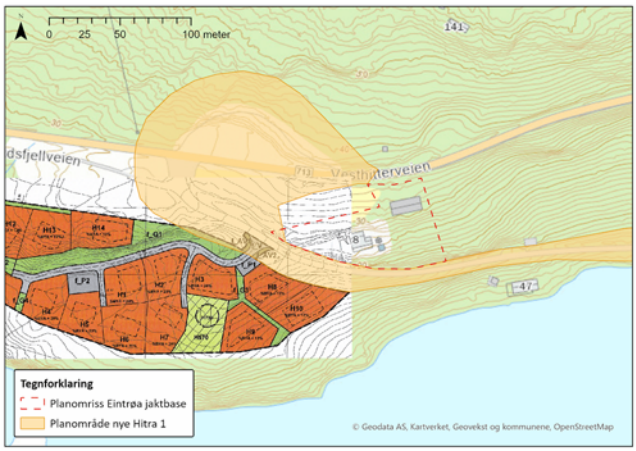
3.1.1 Kommuneplan

Planområdet for områdereguleringen inngår i all hovedsak i et areal utlagt til formål vindpark (andre typer bebyggelse og anlegg) i kommuneplanens arealdel 2022–2034 for Hitra kommune, planid 5056_202109 vedtatt 9.2.2023. Planområdet inkluderer også noen mindre vatn som er utlagt til bruk og vern av sjø og vassdrag med tilhørende strandsone. Langs adkomstveien berøres noen mindre arealer utlagt til landbruks-, natur- og friluftsområder (LNFR, men det er ikke reindrift på Hitra). Deler av hensynssone høyspenningsanlegg langs nettilknytningen til vindkraftverket ligger også innenfor planområdet. Se figur 3-1.



Figur 3-1: Utsnitt fra kommuneplanens arealdel med påtegning av områdereguleringsgrense nye Hitra 1. Se nærmere omtale i brødtekst.

3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner



Det er én gjeldende reguleringsplan som berøres av planområdet, planid 5056_201306 «Eintrøa» på gnr./bnr. 32/1 som ligger helt i starten av adkomstveien. Denne detaljreguleringen er fra 3.10.2013 og gjelder utbygging av fritidsboliger. Se figur 3-2.

Figur 3-2: Planområdet og berøring med vedtatt detaljregulering Eintrøa (utsnitt fra reguleringsplankart til venstre) og igangsatt detaljregulering Eintrøa jaktbase (rødt stiplet omriss).

3.1.3 Pågående prosjekter

Det er en pågående reguleringsprosess for planid 5056_202205 «Detaljregulering for Eintrøa jaktbase gnr. 32 bnr. 47 m.fl.» ved Strøm, like nordøst for starten av adkomstveien. Se figur 3-2.

3.2 Miljøtilstanden og nullalternativet (alternativ 0)

Konsekvensutredningen skal iht. forskrift om konsekvensutredninger § 20 inneholde en beskrivelse av den nåværende miljøtilstanden og en oversikt over hvordan miljøet antas å utvikle seg hvis planen eller tiltaket ikke gjennomføres. Det sistnevnte er definisjonen på nullalternativet. Nullalternativet skal brukes som sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilken konsekvens en plan eller et tiltak vil ha. Nullalternativet vil ofte være en framskriving av (og dermed være noe annet enn) dagens situasjon.

3.2.1 Dagens miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensen (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Atkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med 145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der atkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende lagringsareal langs atkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av atkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av atkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon.

3.2.2 Nullalternativ

Nullalternativet er det formelle sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for dagens Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk (gamle Hitra 1 og Hitra 2).

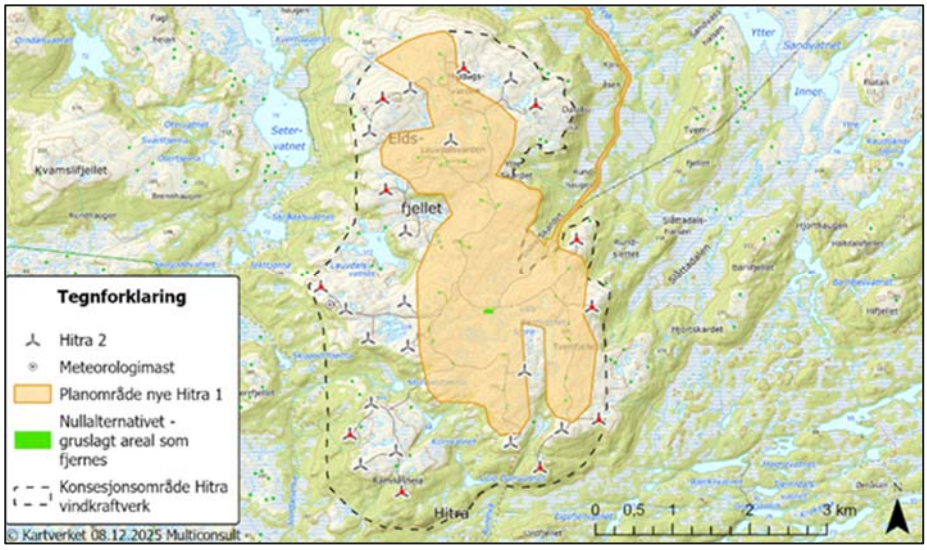
Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

Siden Hitra 2 i stor grad er etablert rundt utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der atkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

Det er etter skjerpete krav til hinderlysmerking søkt om å lysmerke ytterligere to vindturbiner i Hitra 2. Det legges derfor til grunn for nullalternativet at totalt 13 vindturbiner i Hitra 2 er lysmerket.

En illustrasjon av nullalternativet/alternativ 0 er vist på kart i figur 3-3.



Figur 3-3: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Hinderlysmerking av Hitra 2 framgår. Kartgrunnlag toporaster, Kartverket.

3.3 Alternativer som utredes

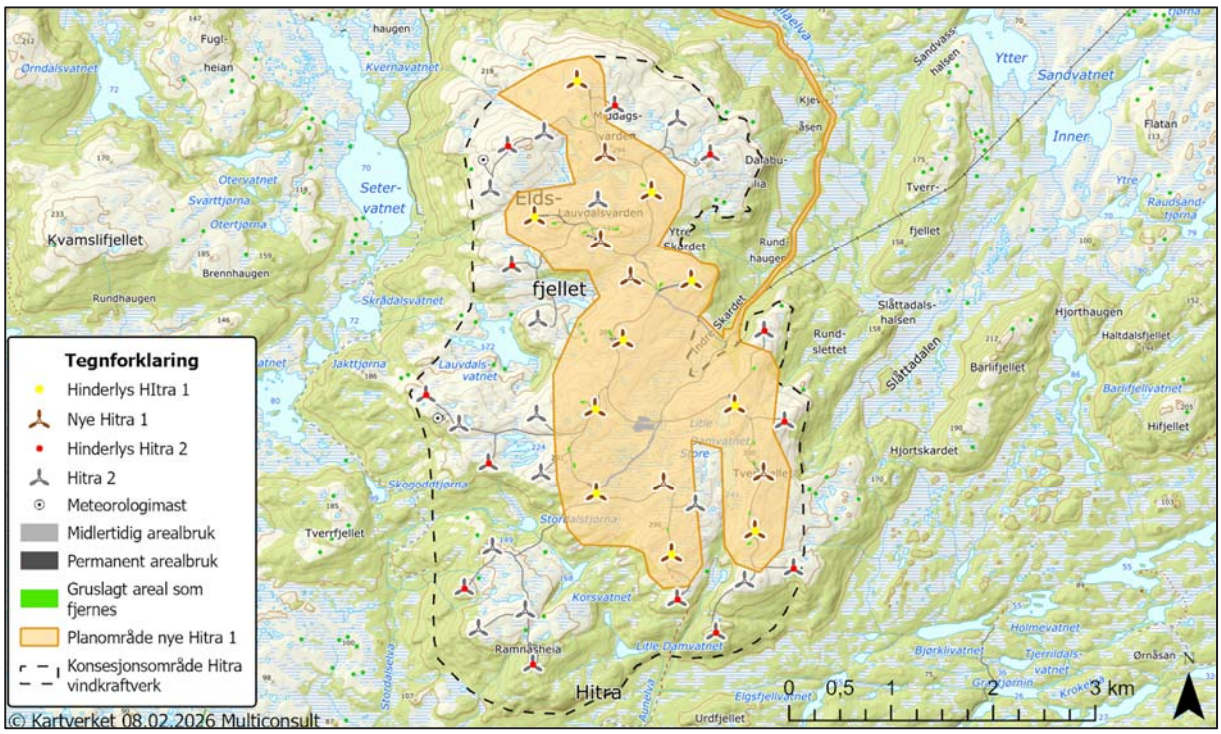
Det utredes kun ett alternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for nye Hitra 1 vindkraftverk.

3.3.1 Alternativ 1

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningene har lagt til grunn 12-15 turbiner med effekt på 5-8 MW.

Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
    - En representativ eksempelturbin, N163-7.0 MW på 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.
    - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.
    - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se Figur 3-5.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
    - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.
    - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i alternativ 0A, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
    - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
    - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
    - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i alternativ 0A. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 3-4. Alternativ 1

3.3.2 Anleggsgjennomføring

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at rivning av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegning av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.
- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå sommerhalvåret.
- Støyende arbeider vil foregå på dagtid.

Anleggsgjennomføring er av midlertidig art og vurderes å ha ubetydelig innvirkning på tema landskap. Anleggsgjennomføring er følgelig ikke vurdert i rapporten for øvrig.

3.3.3 Merkekrav for vindturbiner

Etter luftfartshinderforskriften (Luftfartstilsynet, 2024) skal luftfartshinder med en høyde på 60 m eller mer merkes med hinderlys. Formålet med kravet til hinderlys er å gi luftfartøy viktig visuell informasjon om hvor et hinder som kan utgjøre en fare for luftfarten, befinner seg. Dette er særlig viktig informasjon for piloter ved flyging i mørket samt på dagtid under varierende vær- og meteorologiske forhold.

Luftfartstilsynet setter i forskrift av 15. juli 2014 (BSL-E 2.1.) (endret 01.01.2026) krav om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder for å ivareta luftfartssikkerheten. Det har lenge vært krav om

lysmerking av turbiner med krav om bruk av lav-, mellom- eller høyintensitetslys avhengig av høyden på turbinene (slik som dagens vindkraftverk på Hitra har). I 2024 skjerpet Luftfartstilsynet merkekravene til vindturbiner ved at det ble innført krav om merking av tårnene med horisontale fargebånd (såkalte «magebelter») med reflekterende kontrastfarge på øvre del av turbintårnene. Og for turbiner over 150 m totalhøyde til vingespiss, stilles det også krav om lysmerking på mellomliggende nivå. Dvs. lys på selve tårnet, i tillegg til lys på nacellen. Lysene på nacellen kan være mellomintensitet (heretter MI), eller høyintensitetslys (heretter HI) avhengig av høyden på turbinen (se tabellen nedfor). Lysene på mellomnivå på tårnet skal være lavintensitet (heretter LI) type B (fast rødt lys, 32 cd1).

Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder - Lovdata
Merking av luftfartshinder i vindkraftverk

Tabell 3-1 viser krav til lys på nacellen fra forskrift BSL E 2-1.

Turbinstørrelse	Nacellelys	Fargebånd/ magebelte	Lys på mellomnivå
Opp til 150 m totalhøyde	MI Type B eller C, Fast eller blinkende rødt lys, 2 000 cd	Ja	Nei
Over 150 m totalhøyde	HI type B, Blinkende hvit lys, Dagslys 100 000 cd/Skumring 20 000cd/ Mørket 2000cd	Ja	Ja – LI type B, fast rødt lys, 32 cd

I utgangspunktet skal alle vindturbiner merkes med lys og fargebånd, men dersom en vindpark består av 5 eller fler vindturbiner, kan anleggseier søke om perimetermerking. Ved godkjent perimetermerking fra Luftfartstilsynet skal kun ett utvalg turbiner, som danner vindparkens perimeter (yttergrense), merkes med lys og fargebånd. Avhengig av lysstyrken på hinderlysene på nacellen er det forskjellige krav til maksimal avstand mellom merkede turbiner. Dersom turbinene er merket med MI skal avstanden mellom merkede turbiner være maks 900 meter og ved bruk av HI maks 1500 m.

De senere årene har Luftfartstilsynet også åpnet for bruk av behovsstyrte hinderlys. Dvs. at lysene i utgangspunktet er avslått og kun tennes ved behov, altså når luftfartøy nærmer seg. Dette er en ønsket funksjonalitet for mange vindkrafteiere, naboer og vertskommuner. Det har vært flere utfordringer ifm. oppfyllelse av funksjonskrav for behovsstyrte hinderlys. Ved siste oppdatering av forskriften, i januar 2026, ble kravene til behovsstyrte hinderlys noe tydeligere, men det er fortsatt en del usikkerhet igjen. Det finnes ingen forhåndsgodkjente tekniske løsninger og det er derfor usikkert hvordan kravene til teknisk utstyr skal oppfylles. Videre er det usikkert hvordan systemene skal driftes og vedlikeholdes, og hvorvidt kostnadene for innkjøp og drift er økonomisk forsvarlige og om systemene dermed er mulig å ta i bruk.

Statkraft jobber videre med å avklare usikkerheter og se om det er mulig å komme frem til sikkerhetsmessig gode løsninger som også er enkle og rimelige å installere og drifte, slik at det blir lettere å evt. forplikte seg til bruk av behovsstyret hinderlys, og dermed redusere de visuelle virkningene av hinderlysene. Statkraft er i dialog med Fornybar Norge, Luftfartstilsynet og representanter for luftromsbrukerne for å vurdere mulige forbedringer.

På det nåværende tidspunktet er usikkerheten fortsatt for stor til å forplikte seg til bruk av behovsstyrte lys. Videre er det også usikkert hvordan man definerer perimeteren til nye Hitra 1, all den tid prosjektet for det meste er omringet av Hitra 2. I den videre beskrivelsen er det valgt å legge til grunn en verste falls tilnærming når det gjelder antall lys/merkede turbiner og at lysene alltid er på.

Dagens situasjon

Hinderlys

I dag er både Hitra 1 og Hitra 2 merket med hinderlys etter tidligere godkjente perimetermerkinger.

Hitra 1 ble bygget og satt i drift i 2004-2005. Av vindparkens 24 turbiner, ble 9 perimeterturbiner merket med LI type A (fast rødt lys, 10 candela lysstyrke) hinderbelysning.

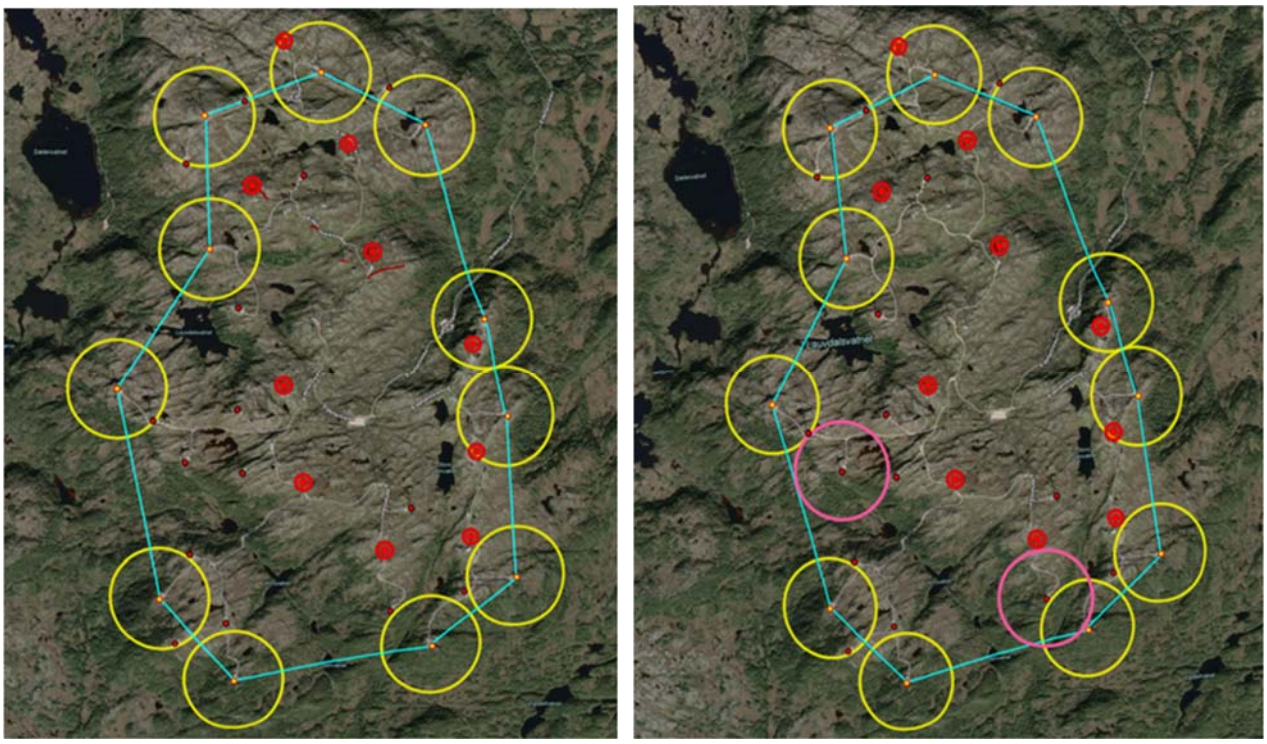
Ved oppdatering av forskriften (BSL E 2-1) i 2014 ble kravene til lysstyrke for turbiner over 100 m totalhøyde økt til MI type B eller C (fast eller blinkende rødt lys, 2000 cd). Ettersom Hitra 2 skulle bygges rundt Hitra 1 og ville danne ny perimeter, fikk Statkraft godkjenning for at det kun var nødvendig å merke den nye perimeteren med MI-lys. De gamle turbinene behold sin LI-hinderbelysning

Hitra 2 ble bygget og satt i drift i 2018-2019. Av vindparkens 26 turbiner, ble 11 perimeterturbiner merket med MI type C, fast rødt lys, 2000 cd.

Hitra 2 oppdatering - Etter oppdatering av Forskriften i 2024 ble kravene til maksimal avstand mellom to merkede perimeterturbiner skjerpet. Fosen Vind som eier og operatør for Hitra 2, har derfor søkt Luftfartstilsynet om ny godkjenning for perimetermerkingen. I den nye søknaden er det foreslått å lysmerke ytterligere to turbiner, slik at det totalt blir 13 turbiner med MI-hinderlys i perimeteren. Luftfartstilsynet kan komme til å kreve ekstra merking, noe som vil gi flere merkede turbiner.

Oppsummert betyr det at dagens lysmerking består av 11 (snart 13) turbiner med MI-hinderlys (fast rødt lys, 2000 cd) og 9 turbiner med LI-hinderlys (fast rødt lys, 10 cd). I dag er det altså totalt 20 turbiner med lys på, noe som vil øke til 22 i relativt nær fremtid.

Kartene under viser dagens merkesituasjon og en fremtidig merkesituasjon med ytterligere to Hitra 2 turbiner merket.



Figur 3-5 viser dagens hinderlysmerking på Hitra 2 til venstre og tillegget med to perimeterlys (rosa sirkel) til høyre. Gule ringer: Eksisterende MI-lys på Hitra 2, Røde ringer med rød prikk: Eksisterende LI-lys på Hitra 1, Rosa ringer: To fremtidige MI-lys for oppdatert perimeter på Hitra 2, Øvrige røde prikker: Umerkede turbiner på Hitra 2.

Horisontale fargebånd

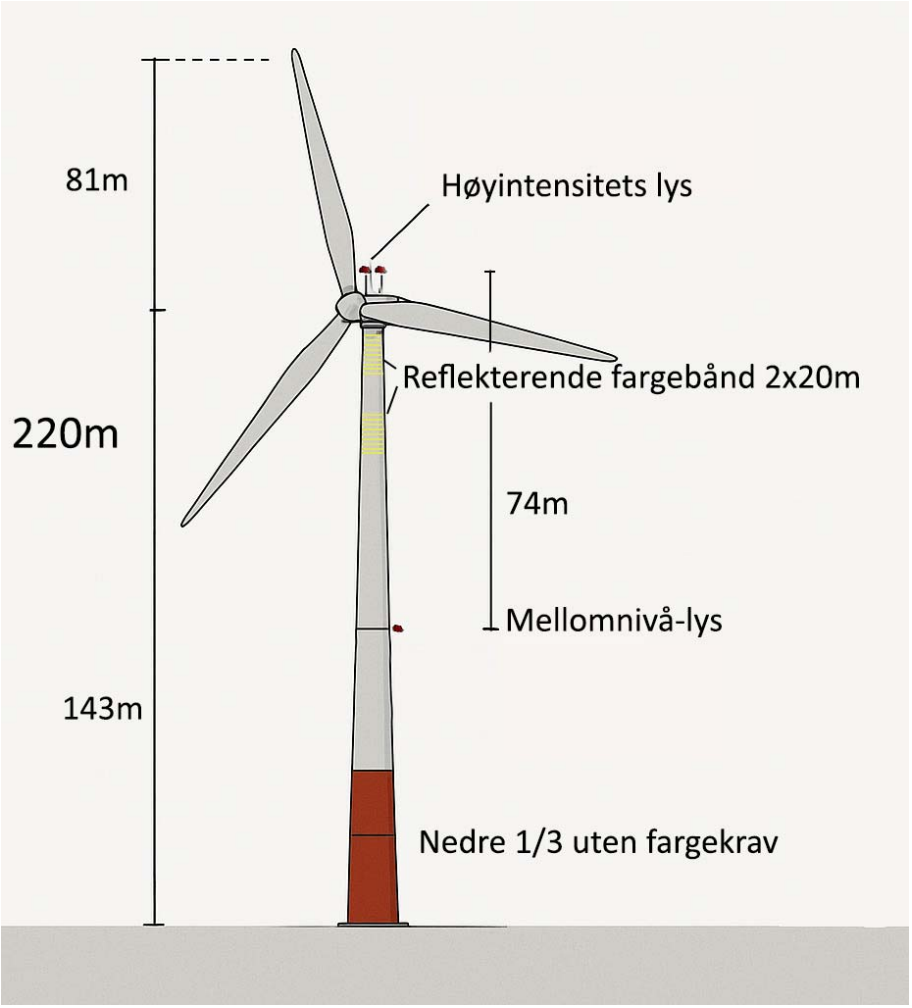
I forskriftsendringen ifra januar 2024 kom det nytt krav til fargemerking av vindturbiner. Det følger av nåværende forskrift at vindturbiner skal merkes med to horisontale fargebånd med reflekterende farge på mellomliggende nivå. Dersom tilsynet har godkjent perimeter for lysmerking, er det tilstrekkelig at magebelter plasseres på turbinene som utgjør perimeteret. Dersom kravet om magebelter opprettholdes vil det medføre at både dagens Hitra 2 turbiner må merkes (innen utgangen av 2027) samt nye Hitra 1 turbiner. Endringene for Hitra 2 vil komme uavhengig av en eventuell fornyelse av Hitra 1.

Tabellen under viser kravene til fargebåndene. For mer info om fargekoder m.m. se forskriftens vedlegg 1.

Tabell 3-2 viser krav til høyden på fargebånd på turbintårn

Høyde på turbin	Bredde på fargebånd	Reflekterende
60 til 200 m	2 x 6 m med 6 m imellom	Ja
Over 200 m	2 x 10 m med 10 meter imellom	Ja

Figurene under viser eksempler på fargebånd fra Luftfartstilsynet. Den første figuren illustrerer både fargebånd, lys på mellomnivå og kontrastfarge på nederste 1/3 av tårnet.



Figur 3-6. Formelle rammer for merking av eksempelturbin Nye Hitra 1 vindkraftverk, jf. krav fra Luftfartstilsynet.

Bildene under er fra en NRK-sak om Guleslettene vindkraftverk som var det første prosjektet til å gjennomføre merking på en turbin. De har valgt gul reflekterende farge på båndet, som er en mulighet iht. fargekodene i vedlegg 1 i forskriften.



Figur 3-7 viser bilder av fargebånd utført med gul reflekterende farge på en vindturbiner i Guleslettene vindkraftverk. Foto: NRK

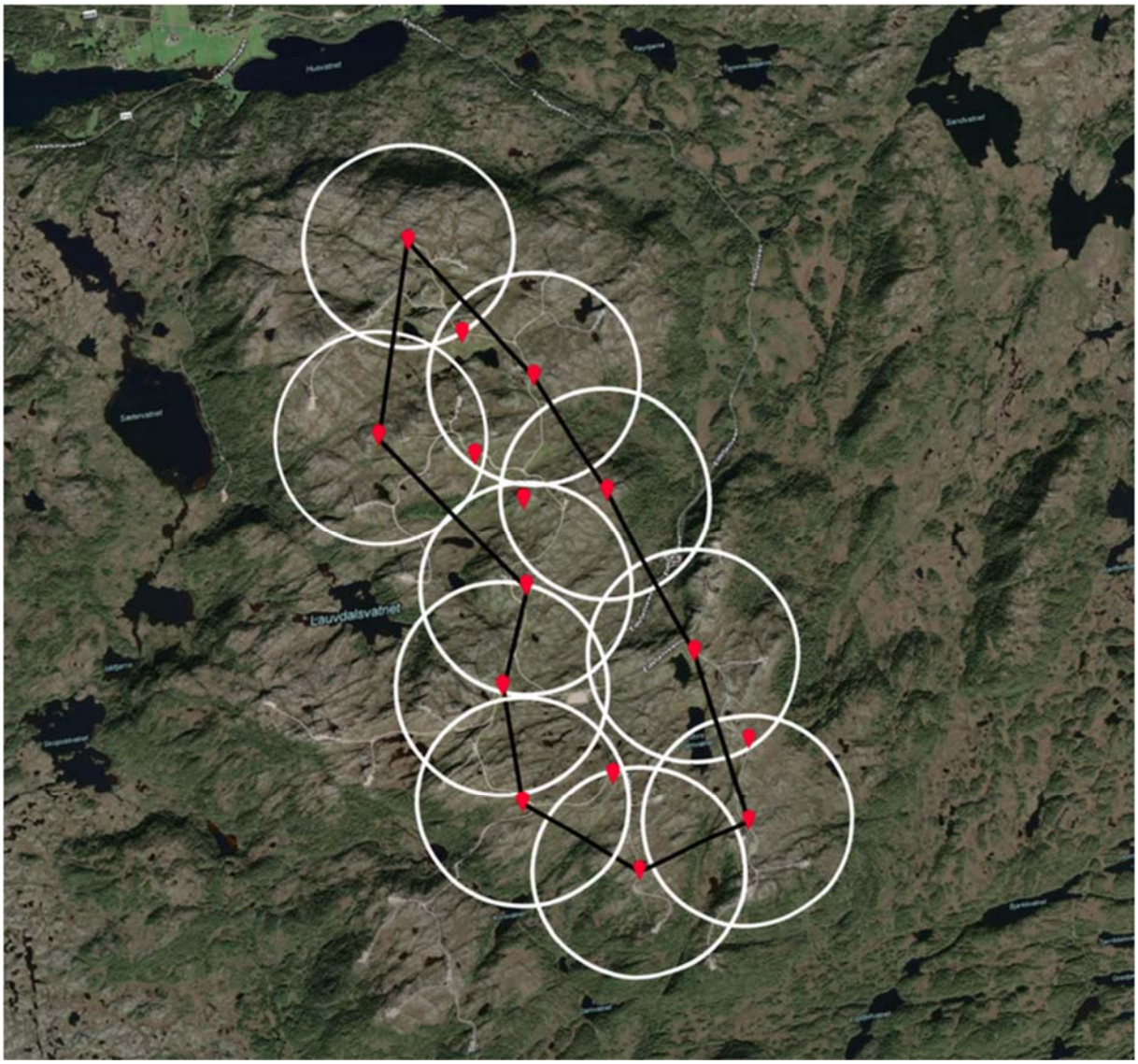
3.3.4 Fremtidig hindermerking ved utbygging av Hitra 1

Merkekrav

De nye turbinene i ett eventuelt nye Hitra 1 prosjekt vil være høyere enn 150 m til vingespiss. Da følger det av forskriften at de merkepliktige turbinene må merkes med to stykk HI-hinderlys på nacellen, to stykk fargebånd på mellomnivå med enten 6 eller 10 meters høyde avhengig av turbinens totalhøyde, og LI-lys på mellomliggende nivå. For utredning av turbiner med totalhøyde opp til 220 m skal det derfor antas 10 meter høye fargebånd på mellomnivå, i toppen ev tårnet og lys på ett mellomliggende nivå, omtrent midt på tårnet.

Perimetermerking

Statkraft vet ikke hvordan Luftfartstilsynet vil forholde seg til merkingen av perimeteren for nye Hitra 1 gitt at Hitra 2 omkranser nye Hitra 1 (med unntak av helt i nord). Det er to mulige utfall. Det ene er at tilsynet aksepterer Hitra 2 som perimeter og nye Hitra 1 kun trenger å merke de 3-4 høyeste turbinene i planområdet. Det andre alternativet er at nye Hitra 1 må etabler ny selvstendig perimetermerking. I så fall vil det bli nødvendig med 10 merkede turbiner for å oppfylle perimetermerkingen. Her er det lagt til grunn en verste falls situasjon for konsekvensutredningene, med merking av 10 turbiner med HI-lys.



Figur 3-8 viser merkede turbiner for ny perimeter for nye Hitra 1. Turbinene får høyintensitets hvit blinkende lys. De hvite sirklene har en radius på 750 m.

Lys på mellomnivå

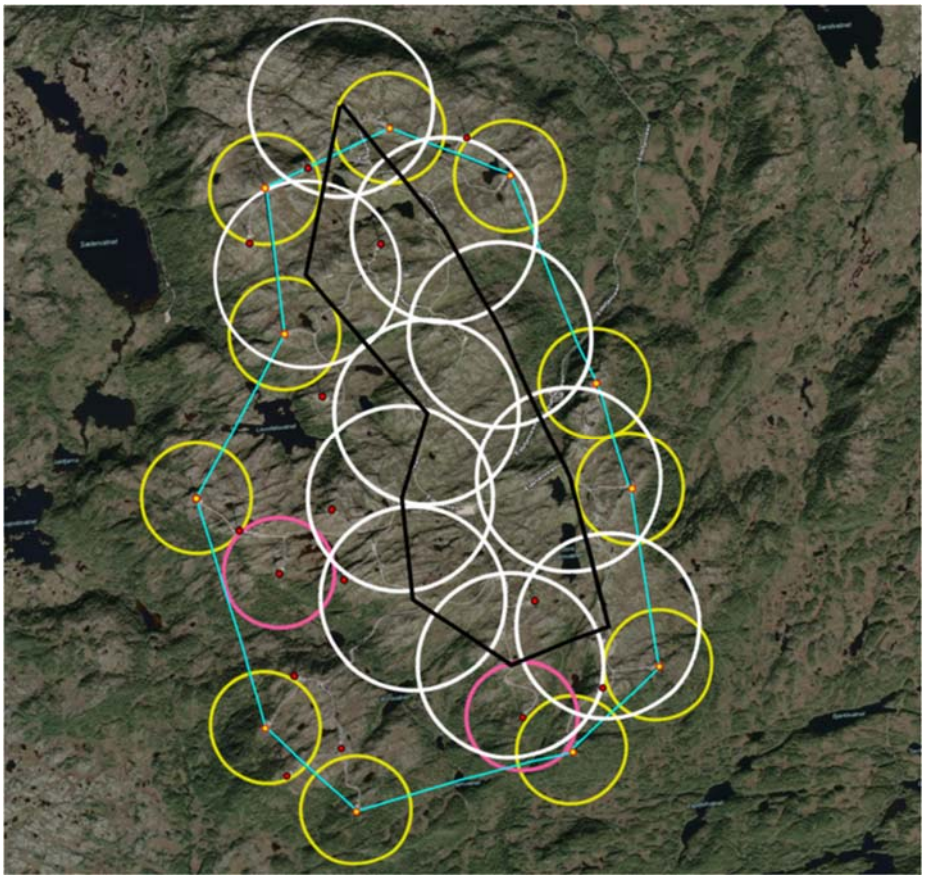
Siden turbinene også er over 150 meter, skal de merkes med LI-hinderlys type B på mellomnivå. Det skal ikke være mer enn 75 m mellom lysene. Dvs. at dersom lysene på nacellen blir over 150 høye, må det etableres lys på to mellomnivåer. For nye Hitra 1 er utredningen basert på en turbin med totalhøyde på 220m og rotordiameter på 163m. Dette gir en navhøyde på 143m. Normalt sitter hinderlysene på nacellen ca. 5 meter over navhøyden, noe som gir lyshøyde på 148 m. Det betyr at turbinene kun skal ha ett lys på mellomliggende nivå.

3.3.5 Sum-merking for Nye Hitra 1 sett opp mot Hitra 2

Tabellen under viser total lys og fargemerking for utredning av nye Hitra 1. I sum blir det 23 turbiner som skal merkes med både lys på nacellen og fargebånd. 10 av turbinene skal også ha lys på mellomliggende nivå.

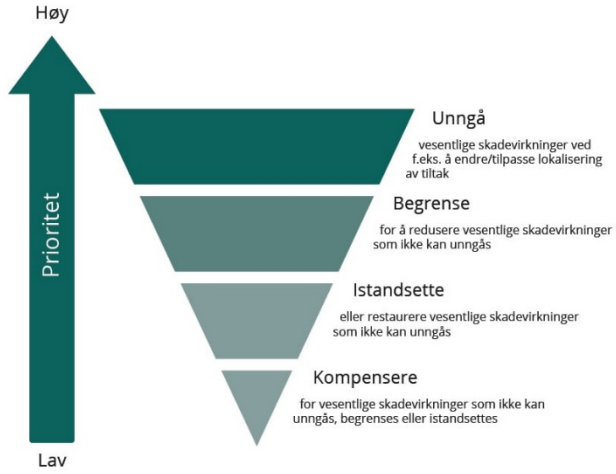
Tabell 3-3 viser sum merkede turbiner for Hitra 2 og nye Hitra 1.

Prosjekt	Antall merkede turbiner	Nacellelys	Fargebånd	Mellomlys
Hitra 2	13	2 x MI Type C Fast rødt lys 2 000 cd	2 x 6 meter	Nei
Nye Hitra 1	10	2 x HI Type B, Hvit blinkende Dagslys 100 000 cd/Skumring 20 000cd/ Mørket 2000cd	2 x 10 meter	Ett nivå ved 74 m 3 x LI type B Fast rødt 32 cd



Figur 3-9 viser summen av alle turbiner med lys for Hitra 2 og nye Hitra 1. Gule ringer: Eksisterende MI-lys på Hitra 2, Rosa ringer: To fremtidige MI-lys for oppdatert perimeter på Hitra 2, Røde prikker: Umerkede turbiner på Hitra 2, Turkis linje: Perimeterlinje for Hitra 2, Sort linje: Perimeterlinje for nye Hitra 1, Røde pin-markører: Turbinposisjoner nye Hitra 1, Hvite ringer: Hi-hinderlys på Hitra 1 turbiner.

3.4 Avbøtende tiltak i plan



Forskrift om konsekvensutredninger(Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet, 2021) setter krav til hvordan forebygge skadevirkninger av et tiltak. Jamfør § 23 skal konsekvensutredningen «beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og hvis mulig kompenseres for vesentlige skadevirkninger for miljø og samfunn både i bygge- og driftsfasen». Det er en forutsetning at de avbøtende tiltakene som presenteres er *relevante* og *realistiske* jf. § 19. Tiltakshierarkiet (Figur 3-10) skal ligge til grunn ved vurdering avavbøtende tiltak.

Figur 3-10: Tiltakshierarkiet. Først og fremst skal man unngå skadevirkninger for miljø og klima. Der det ikke er mulig skal man begrense skaden, deretter istandsette arealer. Kompensasjon er siste utvei(Miljødirektoratet, 2023)

I dette prosjektet er det lagt opp til følgende avbøtende tiltak:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

Dette er tiltak som inngår som premisser for områdereguleringen og konsesjonssøknaden.

Adkomstvei og internveier i vindparken
Veiutlegget baserer seg på en størst mulig gjenbruk av eksisterende veger. Disse vil bli utbedret for å imøtekomme en noe strengere kravspesifikasjon enn den man hadde for Hitra 2. Dette vil i hovedsak gjelde utbedring av vertikalkurvatur, som vil bety noe oppfylling i enkelte lavbrekk og mulig avtaking av masser i enkelte høybrekk.

Nye veitraseer er valgt ut fra hensyn til funksjon og design på naturens premisser. Tilgjengelig og innhentet informasjon med hensyn til de ulike miljøtemaene har ligget til grunn for utforming, sammen med en forståelse for landskapets kapasitet og begrensninger veid opp mot teknisk kravspesifikasjon. Nye veistrekk er begrenset til fremføring til 2 turbiner, som hver har ca. 300m ny veg i relativt enkelt terreng, med jamn og slak helling. Myrparti er unngått, likeledes vannforekomster.

Det er estimert at vegutbedringer langs adkomstvegen vil medføre nytt arealbeslag på ca. 5000m^2. Det meste skal tilbakeføres, ca. 360m^2 vil være permanent berørt. For internveger er tilsvarende nytt arealbeslag ca. 13 300m^2, hvorav ca. 4850m^{2}vil være permanent berørt.

Kranoppstillingsplasser
Ved utbygging av Nye Hitra 1 vil 6 kranoppstillingsplasser ligge som en utvidelse, eller i forlengelsen av eksisterende kranoppstillingsplasser. De øvrige vil ligge nær eksisterende kranoppstillingsplasser, med unntak av de to som er nevnt i forrige avsnitt.

Det er estimert at etablering av nye kravoppstillingsplasser vil medføre nytt arealbeslag på ca. 44 700m^2, hvorav ca. 33 500m^2 vil være permanent berørt.

Ved tidligere utbygginger er det benyttet standardkonfigurasjoner for kranoppstillingsplassene, bestående av hovedkranplass og hjelpekranplasser. Målet med disse var å ivareta plass til kran for montering av den store hovedkranen, som igjen skal brukes til montering av selve vindturbinen, samt nødvendig lagring av komponenter som inngår i monteringen og konteinere med annet nødvendig utstyr til denne operasjonen. Arealet på standardkonfigurasjonene er gjerne større enn det som er nødvendig, for å tilfredsstille spesifikke preferanser fra ulike transportfirma. Videre er det erfart gjennom senere utbygginger at utforming av arealet er noe fleksibelt, slik at formen til en viss grad kan tilpasses terrenget. Typisk vil hjørner, som vanskeliggjør tilpassing kunne erstattes med annet tilgjengelig areal i det ønskede planet. Hvordan dette er tenkt gjennomført er vist ved eksempler fra utbygginger som har hatt ulik tilnærming til hvordan kranoppstillingsplassene skal utformes og etableres. Se Figur 3-13- Figur 3-14.

Blad tar spesielt stor plass. Under utbygging av Hitra to ble det etablert et større mellomlagringsområde for mellomlagring av blad, som følgelig ikke ble tilgodesett med areal ved den enkelte turbin. Dette arealet ble ikke satt i stand ved endt byggeperiode, med tanke på gjenbruk ved etablering av Nye Hitra 1.



Figur 3-11: Mellomlagringsområdet slik det fremsto i 2019, før opprydding.

Massetak
I prosjekteringen er massebalanse vurdert opp mot behovet for ekstra masseuttak og massetransport. Nye masser vil bli tatt ut i forlengelsen av eksisterende masseuttak, som for øvrig utgjør tiltenkt mellomlagringsareal. Uttak kan skje med begrensa endringer i skjæringshøyder i forhold til eksisterende bruddkanter. Masseuttaket vil følgelig bli større i flate, med begrensa visuelle endringer for øvrig inntil inngrepet er satt i stand. Det er satt av ca. 7200 m^2 til masselagring og masseuttak, hvorav 3100 m^2 er nytt arealbeslag. Plan for uttak og istandsetting vil bli utarbeida når talfesta volum er sikrere.



Figur 3-12: Bildet gir et inntrykk av dimensjoner på komponenter og kraner som skal benyttes. Her vises turbinblad levert direkte til montering. (Øyfjellet Vindkraftverk).



Figur 3-13: Fra anlegg der behov for oppstillingsplass ble avklart begrenset til en pr. turbin, samtidig som begrenset tilkomst til turbin ble akseptert, slik at denne kunne legges på et annet nivå enn kranoppstillingsplanet. Mindre sammenhengende flater og færre avhengigheter bidrog til at arrangementet ved den enkelte turbin ble enklere å tilpasse terreng. (Øyfjellet vindkraftverk).



Figur 3-14: Bildene viser hvordan bygging av et hjørne i en standardkonfigurasjon medfører et unødvendig og skjemmende inngrep i et terreng med store muligheter for tilpassing. Bedre forståelse av behov og arbeidsoperasjoner gjør slike inngrep til tilbakelagt, men ikke glemt historie.

Kabelgate, rigg og lager

Dagens 2 kabelgater utenfor vei vil bli benyttet. Arbeid vil omfatte oppgraving og istandsetting innenfor tidligere berørt areal. Lager vil være ved dagens åpne grusareal oppe ved massetaket/T-kryss over trafoen. Arealet på ca. 8300 m^2 vil bli lukka etter anleggsfasen. Planlagt rigg ved massetaket vil midlertidig beslaglegge ca.6000 m^2, herav er ca. 250 m^2 nytt arealbeslag.

4 Kunnskapsgrunnlaget

4.1 Eksisterende kunnskap – oversikt

I dette kapittelet er det gitt en beskrivelse av hvilke datakilder som ligger til grunn for områdebeskrivelsen og verdivurderingen. Det er også gjort en vurdering av hvor godt dette datagrunnlaget er. Desto bedre datagrunnlaget/-kvaliteten er, desto mindre usikkerhet er det knyttet til påvirknings- og konsekvensvurderingene.

Datagrunnlaget blir klassifisert i fire grupper:

Klasse	Beskrivelse
1	Svært godt datagrunnlag
2	Godt datagrunnlag
3	Middels godt datagrunnlag
4	Mindre tilfredsstillende datagrunnlag

Eksisterende turbiner ved dagens vindkraftverk gjør det enkelt å orientere seg og verifisere plassering av størrelse på turbiner som vil følge med Nye Hitra 1 vindkraftverk. Grunnlaget for vurderingen, herunder også datagrunnlaget vurderes å være svært godt.

Følgende hovedkilder til informasjon ligger til grunn for utredningen:

- Beskrivelse av de tekniske planene og oversiktskart
- Dokumenter
  - NIBIOs (NIJOS) beskrivelse av landskapsregioner
  - Artsdatabankens NiN Landskap
- Kartdata:
  - NIJOS inndeling i landskapsregioner og underregioner
  - NiN Landskap kart
  - Norgeskart, samt ortofoto på nett
  - Kilden, NIBIO
  - Naturbase, Miljødirektoratet
  - Kommunekart.com 3D
- Visualiseringer:
  - Fotomontasjer
  - Synlighetskart

Fagkompetanse

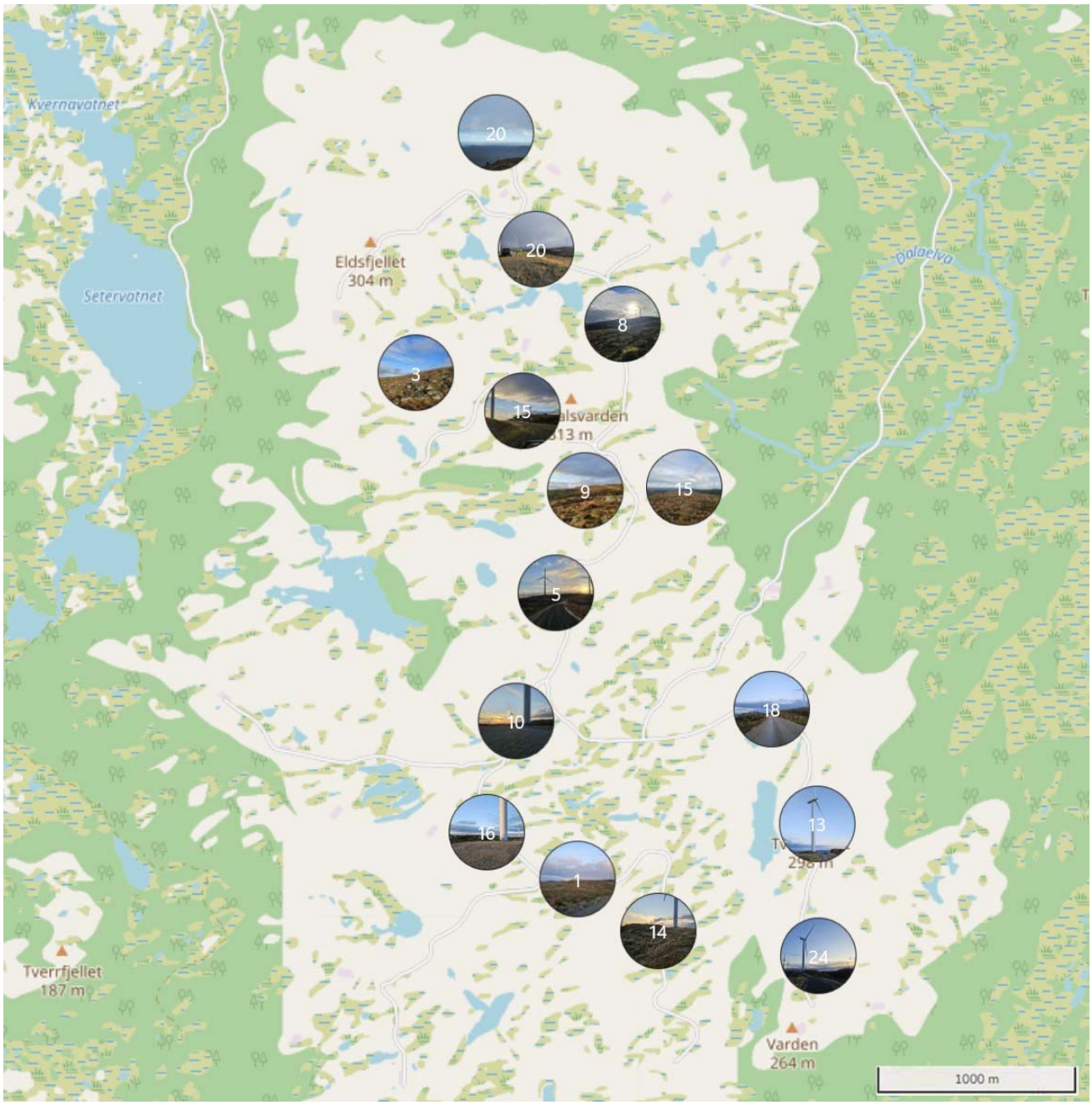
Denne utredningen, inkludert feltbefaring, er utført av Multiconsult ved Hilde Bruheim Johnsborg med Kjersti Høihjelle Nummedal som kvalitetssikrer. Fagkompetanse er angitt i tabell 4-1.

Tabell 4-1: Oversikt over fagkompetanse benyttet for tema landskap.

Navn	Fagkompetanse	Feltdager	Tidsbruk	Værforhold
Hilde Bruheim Johnsborg	Master, landskapsarkitektur (NLH, nå NMBU -1998) Byggingeniør, landskapsteknikk (AID, nå UIA-1995)	14.10.2024 15.10.2024 30.09.2025 01.10.2025	4t 8t 2t 12t	Lettskya, noe tåke Overskyet Sol/lettskya Sol
Kjersti Høihjelle Nummedal	Master, landskapsarkitektur (NLH, nå NMBU – 1998)	-	-	-

4.2 Befaring

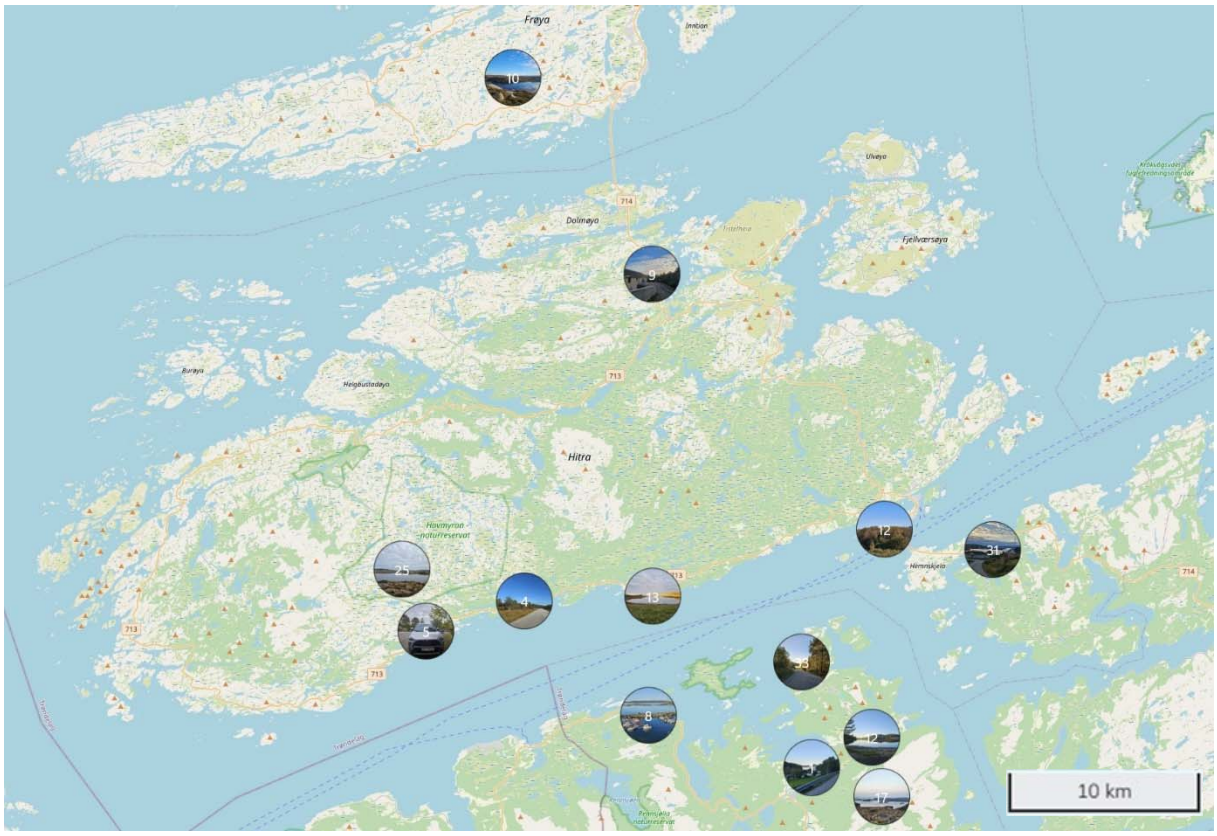
Med utgangspunkt i foreliggende synlighetsanalyse ble Nye Hitra 1, planområde og utvalgte steder i influensområdet befart 14. og 15. oktober 2024 og på ny 30.september og 1.oktober 2025. Den 14.oktober 2024 ble planområdet befart i fellesskap med utbygger, samtidig som det ble gjort vurderinger av hensiktsmessig plassering av nye veger og kranoppstillingsplasser. Den 15. oktober ble lett tilgjengelige steder på Hitra og Frøya befart, hovedsakelig med bil og kortere strekk til fots. I 2025 ble befaring tilpasset bedre værforhold og områder med behov for lengre turer til fots, samt at områdene sør for Trondheimsleia ble befart.



Figur 4-1: Kart indikerer befaringsrute og viser fotopunkt fra befaring 14.10.2024. Fotopunkt benyttet i rapporten kommer frem av Figur 4-4 og Figur 4-5. Tallene i markeringsbildene angir hvor mange bilder som er tatt i det gitte området. Utsnitt fra GeoMap © OpenStreetmap Contributors.



Figur 4-2: Kart indikerer befaringsrute og viser fotopunkt fra befaring 15.10.2024. Fotopunkt benyttet i rapporten kommer frem av Figur 4-4 og Figur 4-5. Tallene i markeringsbildene angir hvor menge bilder som er tett i det gitte området. Utsnitt fra GeoMap © OpenStreetmap Contributors.

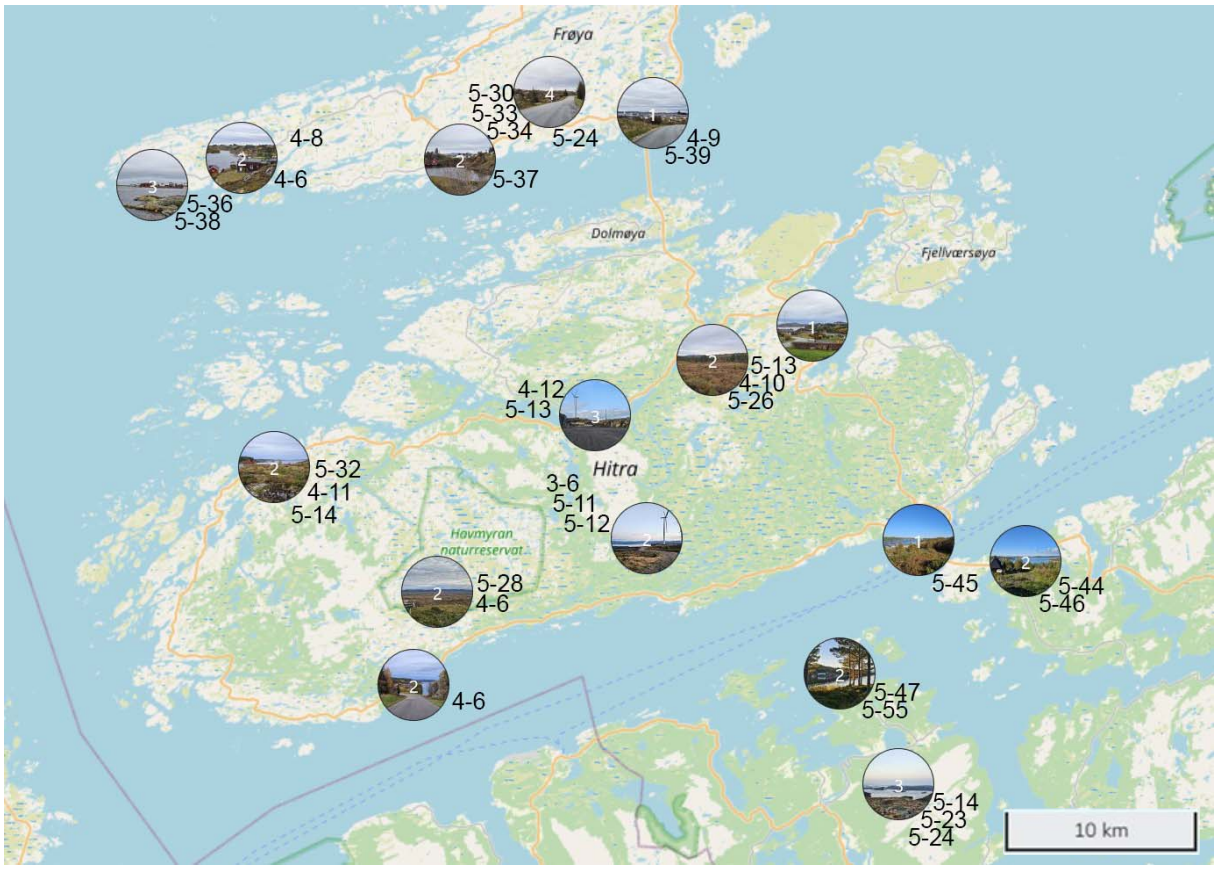


Figur 4-3: Kart indikerer befaringsrute og viserffotopunkt fra befaring 30.10. og 1.11.2025. Fotopunkt benyttet i rapporten kommer frem av Figur 4-4 og Figur 4-5. Tallene i markeringsbildene angir hvor mange bilder som er tatt i det gitte området. Utsnitt fra GeoMap © OpenStreetmap Contributors.

Se kart i Figur 4-4 for fotostandpunkt for de ulike visualiseringene i utredningen.



Figur 4-4: Kart over fotostandpunkt for de ulike visualiseringene. Bildene er tatt i retning planområdet som er markert med rødt. Utsnitt fra GeoMap © OpenStreetmap Contributors.



Figur 4-5: Kart over fotostandpunkt for øvrige bilder som er benyttet i rapporten, markert med tilhørende figurnummer. Utsnitt fra GeoMap © OpenStreetmap Contributors.

4.3 Landskapsregioner

I Nasjonalt referansesystem for landskap (Puschmann, 2025) (Miljødirektoratet, Natur i Norge (NiN) landskapstyper: Kartkatalog, 2025)er influensområdet for Nye Hitra 1 i all hovedsak definert inn under landskapsregion 24*, Kystbygdene på Nordmøre og i Trøndelag,* underregion *03 Trondheimsleia, 04 Indre Hitra, 05 Ytre Hitra og 07 Frøya*. Referansesystemet har en grovere inndeling med en mer detaljert beskrivelse av de ulike landskapskomponentene

Kystbygdene på Nordmøre og i Trøndelag

Regionen strekker seg i et 3-4 mil bredt belte langs fastlandskysten og omfatter også de mange større og mindre øyer utenfor. De fleste øyene er ubebodd, men gir et variert landskapsbilde med rødbrune lyngheier og nakne bergknauser, eller ispedd en åpen vegetasjon av myr, vierkjerr og einerkratt i et mosaikkartet landskap.

En gang var også den ytre delen av kysten skogbevokst. Når menneskene slo seg ned her tok de skogen i bruk, bl.a. til ved, redskaper og gjerdefang, m.m. Det ble dårlig gjenvekst og øyene fikk det nakne preget man ser i dag. På mange myrer ble torven tatt vekk, mens lyngheia ble både brent, slått og beita av småfe sommer som vinter. Kystens kulturlandskap er av den grunn ikke bare bygninger og andre faste kulturminner. Det åpne landskapet, som fortsatt eksisterer, men som ikke lenger brukes i samme grad, er også et betydelig kulturminne – i endring.

Barskogen står sjeldent i første linja mot havet, men gir et sterkere preg på enkelte storøyers lesider og innover mot fjordene.

Sammen med myriader av øyer og de ytre kystdelers snaue preg, er det særlig de mange og ulike kulturmiljøer som først og fremst gir regionen sjel og særpreg. Karakteristisk er mange og kjente fiskevær som for bare 50 år siden til sammen huset tusener av mennesker. De fleste ble fraflytta, ofte med offentlige midler, på 1960, -70 og -80-tallet. Nå er de feriested og turistattraksjon. Typisk er også gamle fiskebondebruk med hus og løe over små engstykker ned mot et naust hvorfra ”innmarka” fortsatte langt ut mot åpent hav. I dag er regionen sterkt modernisert, og atter i ferd med å stabilisere seg. Regionen vil likevel alltid forbli noe todelt, med en ytre og til dels eksklusiv fraflytta del, og en indre del med en godt utviklet samferdsel tilknyttet fastlandet. Landskapsregioner (NIJOS)





Figur 4-6: Bilder viser Blåbærvika, Hitra, oppe til venstre, Dalæya, Frøya, oppe til høyre og Havmyran naturreservat under

4.4 Landskapstyper - Naturtyper i Norge landskap (NiN landskap)

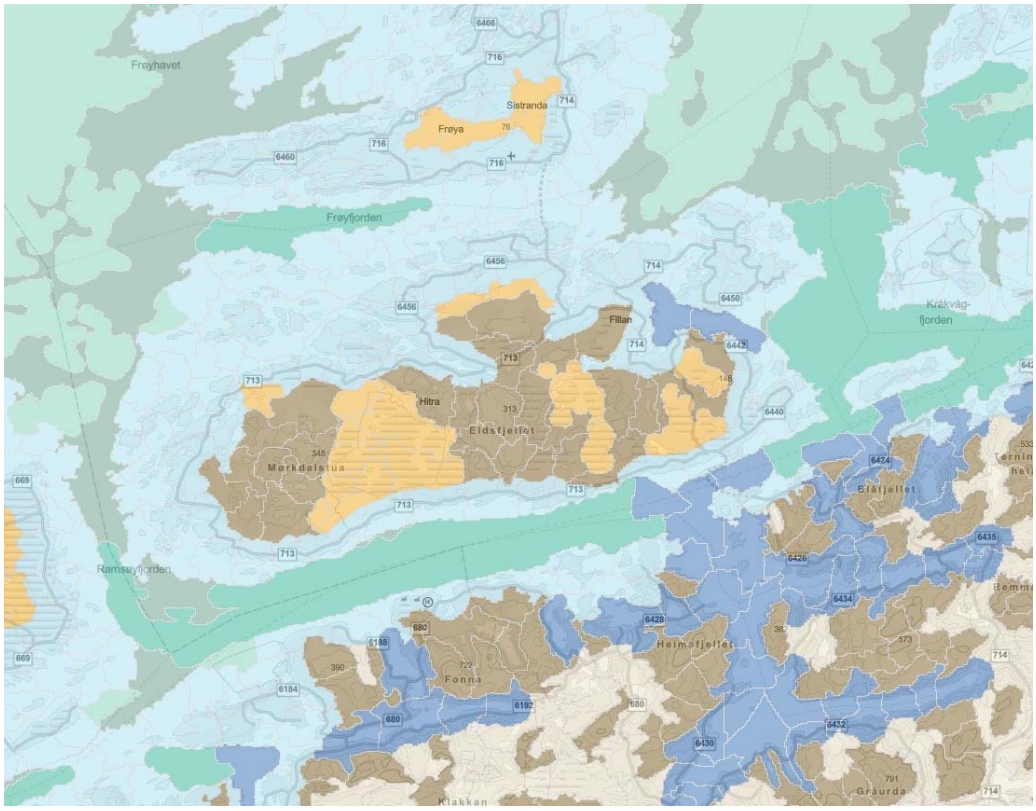
NIN landskapsdatabase (Miljødirektoratet, Natur i Norge (NiN) landskapstyper: Kartkatalog, 2025) har en mer finmaska datagenerert inndeling der beskrivelsen for ulike undertyper har mindre variasjoner. Det er flere NiN landskap hovedtyper innenfor influensområdet. Disse er:

- Innlandsås- og fjellandskap
- Innlandsdallandskap
- Innlandsslettelandskap
- Kystslettelandskap
- Fjordlandskap
- Marine ås- og fjellandskap (under vann)
- Marine dallandskap (under vann)

I *NIN landskapsdatabase* ligger de kystnære områdene i hovedsak inn under; *Den Beskytta indre småkuperte kystsletta*, i veksling med areal med mer våtmark, og der arealene blir mer bølgeeksponert ut mot kysten. Langs fjordene er arealene i hovedsak definert inn under; *Relativt åpent fjordlandskap*, stedvis med bebyggelse og infrastruktur.

Indre deler av Frøya veksler mellom *Kystnær innlandsslette og kystnær fjellvidde, som skilles på beliggenhet i forhold til skoggrense,* mens kystsletta på fastlandet, sør for Trondheimsleia, går over i *Innlands ås- og fjellandskap*. På Hitra veksler indre deler mellom alle disse landskapstypene.

For mer info om de ulike hovedtypene, se info om NiN landskap på artdatabankens nettside: https://artsdatabanken.no/nin/landskap. For kart over de ulike hovedtypene innenfor influensområdet, se Figur 4-7



Figur 4-7: Kartet viser NiN landskapstyper innen influensområdet. Kartgrunnlag toporaster, Kartverket.

Beskytta indre småkuperte kystsletta

Typen omfatter landskap på den indre delen av kystsletta, ofte på innsiden av større øyer eller i kystslette innover mot fjordene som i større grad er skjermet for bølge- og vindeksponering fra åpent hav. Landområdene har 'innlandsegenskaper' i form av forekomst av vassdrag og økt arealbruksintensitet. Områdene hører til den mer kuperte delen av kystsletta med vekslende terreng over og under havnivå. Områdene har lav til middels arealbruksintensitet, fra områder helt uten bebyggelse og infrastruktur til mindre grender, fiskevær, samlinger av fritidsbebyggelse og næringsvirksomhet. Større samferdselsanlegg og flyplasser med større gressarealer kan inngå. Omfanget av bebyggelse, infrastruktur og menneskelig arealbruk varierer oftest med eksponering mot vind og bølger fra åpent hav.



Figur 4-8: Bilde fra rv. 6460, Myranvegen ved Lunheim, Frøya, viser typisk indre kupert kystslette med karrig vegetasjonsbilde og begrensa arealbruk.

Relativt åpent fjordlandskap

Landskapstypen omfatter fjordlandskap der dalformen er relativt åpen og middels sterkt nedskåret fra omkringliggende åser, fjell og/eller slettelandskap (KF-08). Noen steder har landskapet et tydelig preg av menneskelig påvirkning (KF-09), med spredt bebyggelse, gårdsbruk, næringsområder, større samferdselsanlegg, flyplasser med større gressarealer, konsentrasjoner av bebyggelse eller teknisk infrastruktur i form av grender, bygder, små tettsteder, bolig og hyttefelt.



Figur 4-9: Bilde fra boligområdet Porshaugen på Fillan, Hitra, med Fillfjorden i bakgrunnen.

Kystnær innlandsslette

Områdene hører til hovedtypen innlandsslettelandskap med mindre høydeforskjeller nær kysten (IS-30), og grenser ofte til kystslettelandskap, som her. Områdene ligger under skoggrensen, og de delene av landskapet som ikke er dominert av vann, vassdrag og våtmarker og evt. jordbruk og bebygde områder, er normalt dekket med skog. Områdene har store våtmarksområder med myrer og/eller mange små vann. Landskapet er i liten grad preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur, selv om enkelte bygninger og linjeinngrep som veier og kraftledninger kan forekomme. Kystnær fjellvidde skiller seg fra kystnær innlandsslette ved å ligge over skoggrensa (IS-35).



Figur 4-10: Bilde fra området ved Blåskogvassmyran, Hitra.

Ås og fjellandskap

Landskapstypen omfatter middels kupert ås- og fjellandskap. Innen influensområdet ligger deler under skoggrensen og kan være både småkupert (IA-14), middels kupert (IA-27) eller kupert (IA-40). Områdene over skoggrensen betegnes som fjellandskap (IA-36, middels kupert og IA-38 som i tillegg har blokkmark). De delene av landskapet som ikke er dominert av vann, vassdrag og våtmarker og evt. jordbruk og bebygde områder, er normalt dekket med skog. Landskapet er i liten grad preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur, selv om enkelte bygninger og linjeinngrep som veier og kraftledninger kan forekomme.



Figur 4-11: Bilde fra fv. 713, Vesthitterveien, ved Avgrunnsheia, Hitra.

Grunne daler i ås og fjellandskapet

Landskapstypen omfatter dal- eller skålformede deler av ås- og fjellandskapet, som ikke er store eller nedskårne nok til å inkluderes i hovedtypen dallandskap. Områdene ligger under skoggrensen (IA-03).



Figur 4-12: Bildet fra Straum, Hitra, viser et variert landskapsbilde med bebyggelsen på Øra sentralt i bildet.

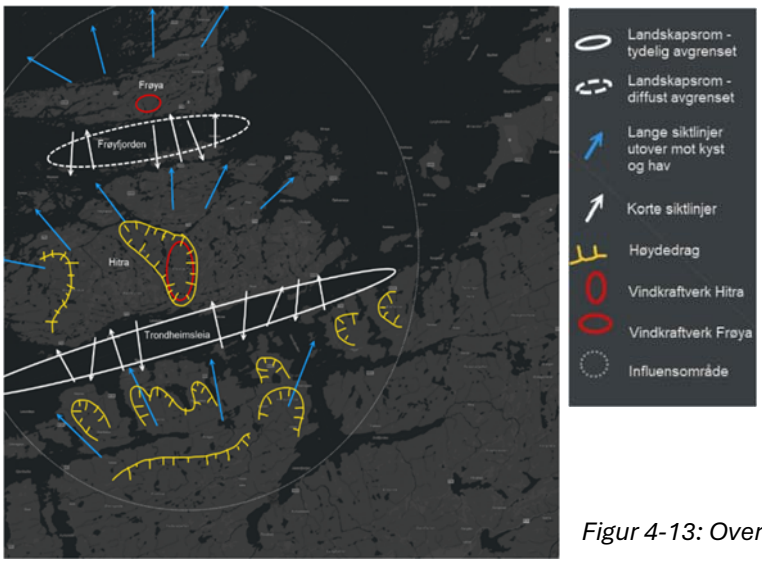
4.5 Inngrepsfrie områder

Ettersom Nye Hitra 1 vil bli bygd innenfor eksisterende Hitra 2, vil ikke tiltaket påvirke inngrepsfrie områder.

4.6 Overordnet landskapsanalyse

Influensområdet omfatter fastlandet sør for Trondheimsleia, Hitra, Frøya og alle småøyene innenfor en sone på 30 km fra Nye Hitra vindkraftverk.

Det dannes to overordna landskapsrom, fra sørvest mot nordøst, et mer diffust rom langs Frøyfjorden, mellom Frøya og Hitra og et tydelig rom langs Trondheimsleia, mellom Hitra og fastlandet. Innenfor disse rommene er siktlinjene korte, mens det fra de høyereliggende områdene på fastlandet, Hitra og Frøya er det vide utsynet mot havet som preger landskapsopplevelsen, se Figur 4-3.



Det blir gradvis mindre kupert og mer nakent, flatt og åpent utover mot havet. Sikten utover mot havet blir derfor vid.

Lavereliggende områder inne på øyene og fastlandet og øyene og fjordenes leside er kuperte og varierte med mindre landskapsrom og korte siktlinjer.

Både vindkraftverket på Hitra og Frøya er tydelige landemerker i landskapet der de er plassert på høydedrag i terrenget.

Figur 4-13: Overordnet landskapsanalyse av influensområdet

4.7 Verneområder

Det er ingen landskapsvernområder innenfor influensområdet. De nærmeste landskapsvernområdene er Været i nordøst, Froan i nord og Sør-Smøla. Av disse ligger Sør-Smøla nærmest, noen km utenfor influensområdet.

4.8 Verdifulle kulturlandskap

14 verdifulle kulturlandskap (Miljødirektoratet, Kulturlandskap - verdifulle: Kartkatalog, 2025) med varierende størrelse er lokalisert innenfor teoretisk influensområde. Disse har følgende fellestrekk:

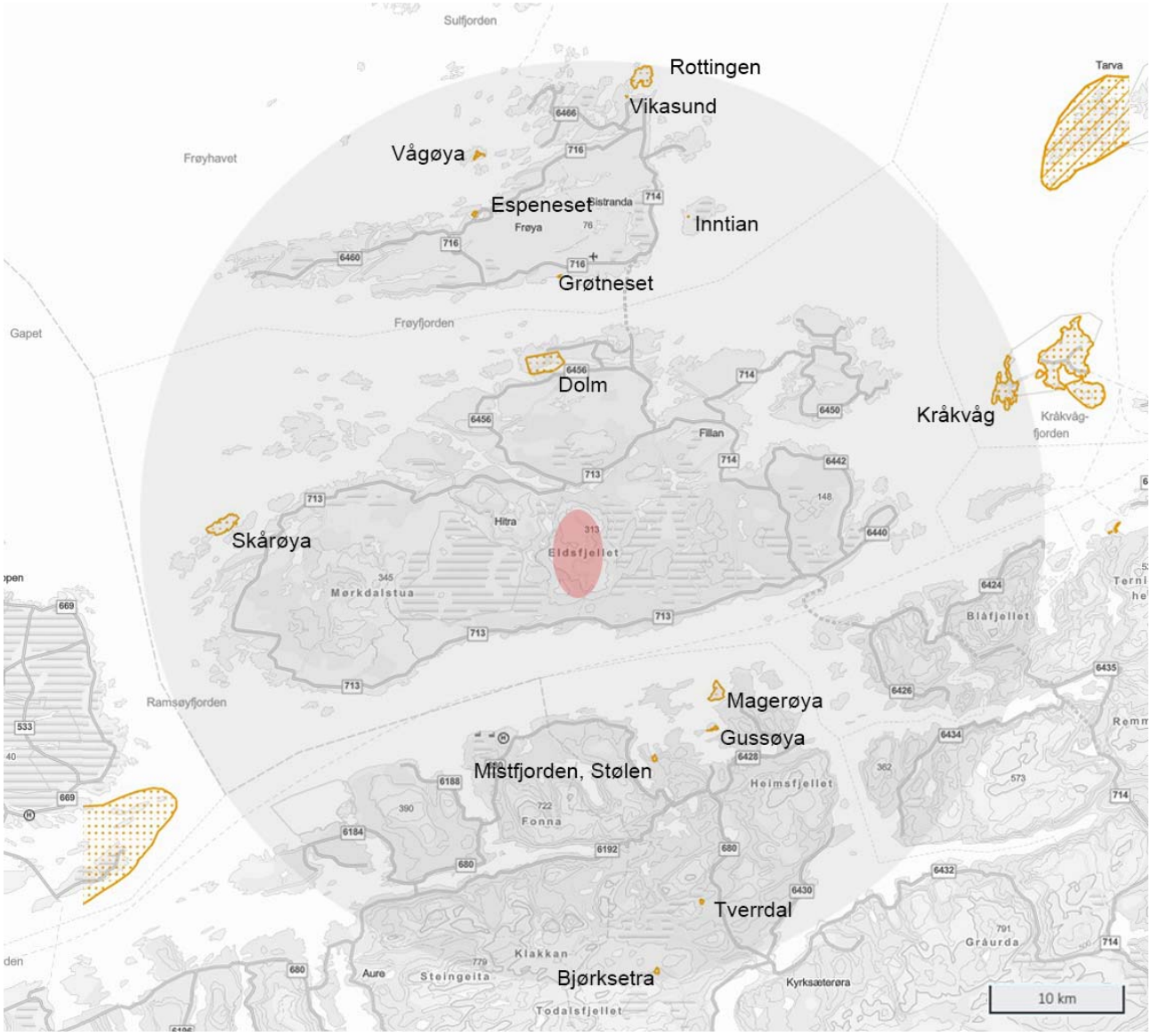
Tradisjonell bruk: Alle områdene har spor etter langvarig jordbruk, slått og beite.

Biologisk mangfold: Artsrike slåtteenger, beitemarker og kystlynghei er vanlige.

Kulturhistoriske spor: Steingjerder, gamle gårdstun, rydningsrøyser og kulturminner.

Trusler: Gjengroing pga. opphør av drift, samt utbyggingspress.

Opplevelsesverdier: Åpent landskap, utsikt, friluftsliv og identitet



Figur 4-14: Verdifulle kulturlandskap innenfor influensområdet. Hitra vindkraftverk er markert med rødt. (Geodata AS, Kartverket, Geovekst og kommune, OpenStreetMap, Miljødirektoratet)(Miljødirektoratet, Kulturlandskap - verdifulle: Kartkatalog, 2025)

Tabell 4-2: Oversikt over verdifulle kulturlandskap innenfor influensområdet (sammendrag av AI- informasjon).

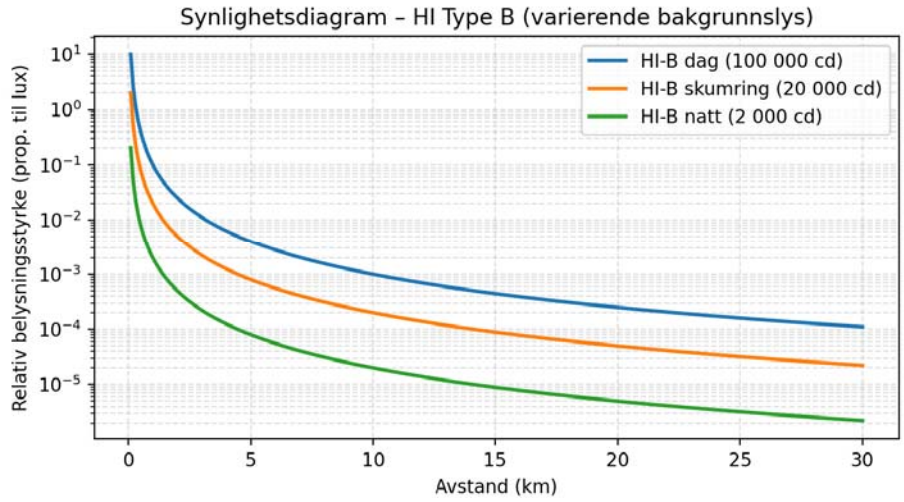
Navn	Beskrivelse
Rottingen (1389,4 daa) Ca. 29 km	Større kulturlandskap nord for fast-Frøya med spor etter tradisjonell kystkultur. Området har rester av gårdsdrift, steingjerder og gamle tun, samt naturbeitemark og kystlynghei. Vegetasjonen har preg av gammel kulturmark. Øya har stor kulturhistorisk verdi og gir gode opplevelsesmuligheter med utsikt og friluftsliv. I dag brukes området til beite, men gjengroing er en utfordring.
Vikasund (18,8 daa) Ca. 27 km	Nord på Frøya med spor etter tradisjonell jordbruksdrift. Området består av innmark med slåtteenger og beitemark, omgitt av steingjerder og gamle gårdstun. Vegetasjonen har preg av gammel kulturmark. Vikasund har stor kulturhistorisk verdi og gir gode opplevelsesmuligheter med utsikt og friluftsliv. I dag brukes området delvis til beite, men gjengroing er en utfordring.
Vågøya (63,7 daa) Ca. 24 km	Øy nord for fast-Frøya, med tradisjonell kystgårdsbebyggelse plassert i små lune fordypninger. Tidligere ble det drevet fiske og jordbruk her, og rundt gårdene finnes jordbruksareal, steingjerder og rester av hageanlegg. En steinsatt vei forbinder gårdene, og midt på øya ligger den gamle skolen. Ved sjøkanten finnes sjøhus og brygger. Øya er fraflyttet siden 1970-tallet, men husene brukes som fritidsboliger. Våningshusene er godt vedlikeholdt, mens uthus og skole står til forfall. Hele øya brukes til beite for villsau, som holder vegetasjonen nede. Vegetasjonen har preg av gammel kulturmark og lynghei. Gjengroing er lite problem på grunn av beitetrykket.
Espeneset (50,9 daa) Ca. 21 km	Kystkulturlandskap i Trøndelag med spor etter tradisjonell bruk. Området har naturbeitemark og lynghei, samt rester av gamle gårdstun og steingjerder. Vegetasjonen er typisk for kystområder. Espeneset har stor verdi for friluftsliv og naturopplevelser, men gjengroing er en utfordring. Området brukes delvis til beite for å holde landskapet åpent.
Grøtneset (13,8 daa) Ca. 16 km	Kystkulturlandskap sør på Frøya med spor etter tradisjonell gårdsdrift og sjøbruk. Området har naturbeitemark, steingjerder og rester av gamle gårdstun. Vegetasjonen har preg av gammel kulturmark, samt lynghei i mer åpne partier. Grøtneset har stor kulturhistorisk verdi og gir gode opplevelsesmuligheter med utsikt og friluftsliv. I det delvis beita området er gjengroing en utfordring.
Inntian (9,7 daa) Ca. 21 km	Et mindre område på øya Inntian, øst for fast-Frøya med spor etter tradisjonell kystkultur. Området har rester av gårdsdrift og kulturmark, inkludert naturbeitemark og kystlynghei. Vegetasjonen er typisk for gamle beiteområder. Øyene har stor kulturhistorisk verdi og gir gode opplevelsesmuligheter med utsikt og friluftsliv. I dag brukes området til beite, men gjengroing er en utfordring.
Dolm (2522,5 daa) Ca. 10 km	Større kulturlandskap på Hitra med stor kulturhistorisk verdi. Området er kjent for Dolm kirke, et gammelt kirkested med lange tradisjoner. Landskapet rundt består av jordbruksarealer, beitemark og spor etter tidligere gårdsdrift. Det finnes steingjerder, gamle tun og kulturminner som viser langvarig bruk. Vegetasjonen har preg av gammel kulturmark. Dolm gir gode opplevelsesverdier med utsikt, historiske bygninger og friluftsliv. I dag brukes området delvis til beite, men gjengroing er en utfordring.
Kråkvåg (2593,7 daa) Ca. 27 km	Øy sørvest i Ørland kommune og har vært bebodd siden 1500-tallet, eller før. Øya har fire gårdsbruk, og tidligere ble det drevet kombinasjon av jordbruk og fiske. Det finnes mye beiteareal, og øyene rundt ble brukt til slått. Flere fornminner er registrert. I dag er øya bebodd, men få gårder er i drift. To bruk har husdyrhold, og det er bygget noen hytter. Området har kulturmarkstyper som strandeng og naturbeitemark, med artsrik vegetasjon nært berg og sjø, med rester av kystlynghei. Gjengroing er en stor utfordring, særlig med løvtrær i beitemarka. Skogen er på vei opp på den tidligere skogfrie øya.
Skårøya (1516,4 daa) Ca. 21 km	Øy vest for Hitra med spor etter tidligere gårdsdrift og kulturmark. Landskapet består av beiteområder, steingjerder og rester av gamle gårdstun. Øya har preg av kystkulturlandskap med naturbeitemark og lynghei. Området brukes til beite, men gjengroing er en utfordring. Vegetasjonen er typisk for gammel kulturmark. Øya har stor kulturhistorisk verdi og gode opplevelsesmuligheter med utsikt og friluftsliv.
Magerøya (725,6 daa) Ca. 10 km	Øy i Hemne kommune ved Trondheimsleia. Tidligere et handelssted og gårdsbruk med butikk, telegrafstasjon, klippfiskberg, brygger og husmannsplasser. Det finnes spor etter gravrøyser fra vikingtiden, rydningsrøyser og gamle hageanlegg med edelløvtrær og frukt. Landskapet har store lyngheiområder og botanisk variasjon med flere vegetasjonstyper. I dag er øya ubebodd og ikke i tradisjonell drift, men brukes til friluftsliv. Bygningene på det gamle handelsstedet er bevart og leies ut til grupper. Markene holdes i hevd ved slått, og stier og hageanlegg er restaurert. Øya har stor kulturhistorisk og biologisk verdi, med tydelig preg av gammelt kulturlandskap.
Gussøya (69,9 daa) Ca. 13 km	Øy i Heim kommune med spor etter tradisjonell kystkultur med gårdsdrift og sjøbruk. Landskapet består av beiteområder, steingjerder og rester av gamle tun, og vegetasjonen har preg av kulturmark og kystlynghei. Området har stor kulturhistorisk verdi og gir gode opplevelsesmuligheter med utsikt og friluftsliv. I dag brukes øya delvis til beite, men gjengroing er en utfordring.
Mistfjorden, Stølen (90,1 daa) Ca. 11 km	Stølen i Mistfjorden er et fjellkulturlandskap med spor etter tradisjonell seterdrift. Området består av fjellenger og naturbeitemark, omgitt av bjørkeskog og steingjerder. Vegetasjonen har preg av gammel kulturmark. Det finnes rester av seterhus og kulturminner som viser langvarig bruk. I dag brukes området til beite, men er en utfordring. Stølen har stor verdi for friluftsliv og naturopplevelse

4.9 Visuelle virkninger av hinderlys

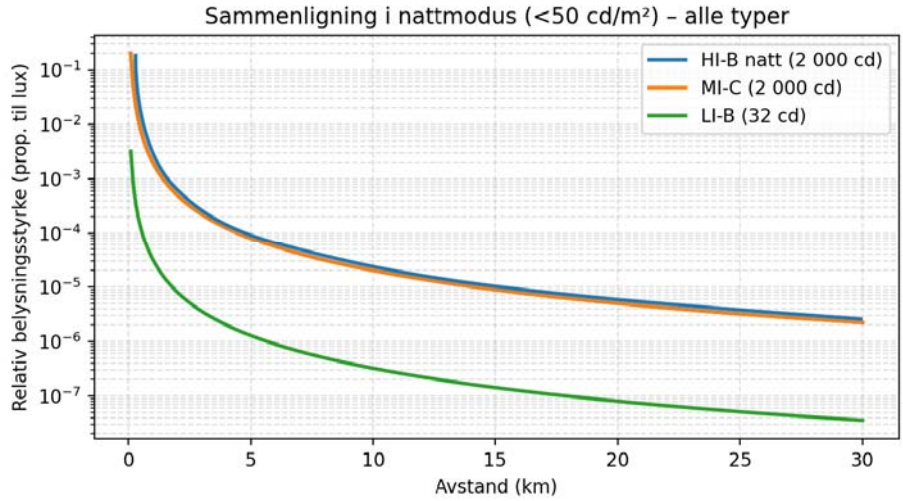
Den største endring i påvirkning vil følge med merking for luftfart, se kapitel 3.3.4. Hinderlys vil, slik hensikten er, øke et vindkraftverks synlighet i landskapet. Den vesentligste endringen vil være at Hitra 2 har faste røde lys (MI) mens Nye Hitra 1 vil få blinkende høyintensitetshinderlys (HI) samt lys på mellomliggende nivå (LI).

4.9.1 Opplevd synlighet

Det er gjort et skrivebordsstudie for å vurdere opplevd synlighet for ulike hinderlys, der det differensieres med hensyn til lysintensitet for blinkende HI sett opp mot ulik bakgrunnsluminans (Vedlegg 1). Vurderte lystyper er: HI Type B, MI Type C og LI Type B, med bakgrunnsluminans iht. ICAO Annex 14. Vesentlige funn er vist i Figur 4-15 og Figur 4-16. Figurene viser relativ belysningsstyrke (E ∝ cd / d2). Atmosfærisk demping, terrengskjerming og siktforhold er ikke tatt med i beregningen.



Figur 4-15 viser synlighetsdiagram for HI Type B, fordelt på dagslys, skumring og nattemørke.



Figur 4-16 viser en sammenligning i nattmodus for HI-B, MI-C og LI-B, der HI og MI er sammenfallende.

HI vil i dagslys være synlige innenfor en større sektor enn dagens lys. Med endra bakgrunnsbelysning skal intensiteten i lysene reduseres. I mørkret vil HI ha samme intensitet som dagens MI merking, på 2000cd.

Ettersom HI skal være blinkende vil det likevel medføre endringer i visuelle egenskaper sett opp mot fast lys:

- Raske endringer i lysstyrke gjør at hjernen oppfatter dem mye tydeligere enn jevnt lys
- Synlighet over store avstander øker ved at hvert blink fungerer som et "signal"
- Bedre synlighet i perifert syn ettersom vi lettere registrerer endringer i lys i sidesynet

Synlighet er tolket for ulik lysintensitet og ulik bakgrunnsluminans, for ulike synlighetssoner som beskrevet i kapittel 2.1.4. Tolkningene er presentert i sonen som ligger nedenfor 1° vinkling fra lyskilden vil lysstyrken være 1000cd eller mindre i mørkret.

I sonen som ligger nedenfor 10° vinkling fra lyskilden regnes påvirkningen som ubetydelig. I sonen som ligger nedenfor 1° vinkling fra lyskilden vil lysstyrken være 1000cd eller mindre på natta.

Tabell 4-3 beskriver synlighet for ulike lystyper i dagslys (>500 cd/m²)

Sone	HI Type B (dagslys 100 000cd)	MI Type C (2000 cd)	LI Type B (32 cd)
0–700 m	Ekstremt sterkt/blendende	Synlig	Nær usynlig
700 m–2 km	Svært dominerende og tydelig	Lite synlig	Usynlig
2–5 km	Svært synlig	Nær usynlig	Usynlig
5–10 km	Tydelig blink	Usynlig	Usynlig
10–20 km	Synlig i klart vær	Usynlig	Usynlig
20–30 km	Svakt, men detekterbart	Usynlig	Usynlig

Tabell 4-4 beskriver synlighet for ulike lystyper i skumring (50–500 cd/m²)

Sone	HI Type B (skumring 20 000cd)	MI Type C (2000 cd)	LI Type B (32 cd)
0–700 m	Meget sterkt, dominerende	Tydelig	Lite synlig
700 m–2 km	Svært tydelig	Synlig	Nær usynlig
2–5 km	Svært synlig	Synlig i klart vær	Usynlig
5–10 km	Synlig	Lite synlig	Usynlig
10–20 km	Synlig blink	Nær usynlig	Usynlig
20–30 km	Svakt, men detekterbart	Usynlig	Usynlig

Tabell 4-5 beskriver synlighet for ulike lystyper i mørkret (<50 cd/m²)

Sone	HI Type B (mørket 2000cd)	HI Type B (1000cd)	MI Type C (2000 cd)	LI Type B (32 cd)
0–700 m	Kraftig blink	Svært tydelig	Kraftig	Tydelig
700–2 km	Svært tydelig	Meget tydelig	Meget synlig	Lite synlig
2–5 km	Synlig	Synlig	Synlig	Nær usynlig
5–10 km	Synlig blink	Lite synlig	Lite synlig	Usynlig
10–20 km	Svakt, men detekterbart	Svakt, men detekterbart	Nær usynlig	Usynlig
20–30 km	Nær usynlig	Nær usynlig	Usynlig	Usynlig

4.9.2 Erfaring av opplevelse av hinderlys internasjonalt

Det er ikke tvil om at høyintensitets hinderlys til tider oppfattes som svært plagsomt, (Pohl, 2012), (Rudolph, 2017).

Folks negative oppfatning synes i stor grad å være knyttet til hinderlys når det er lite lys eller helt mørkt, og i mindre grad i fullt dagslys selv om hinderlysene da lyser atskillig sterkere (Rudolph, 2017). Forskjellen i lysintensitet mellom hinderlysene og den naturlige belysningen oppleves nok mindre på dagtid, spesielt i godt vær/fullt solskinn. På kveld/natt blir lysene mye mer dominerende etter hvert som landskapet ellers «forsvinner», til tross for at lysstyrken i hinderlysene trappes ned. Det trekkes også fram at effekten kan oppleves størst i skumring, når man fortsatt ser landskapet, enn i mørket når landskapsrommet blir borte (NN, 2019). Forskjellen til før-situasjonen, som i Norge gjerne er fra et utmarksområde uten eller med lite kunstig belysning, spiller også inn. I Norge vil det også være å forvente en ekstra stor forskjell i opplevd plage, sammenlignet med land lengre sør, mellom sommerhalvåret med mye sollys og vinterhalvåret med mye halvmørke og mørke. Været, og da spesielt lavt skydekke over vindkraftverket, kan også forverre opplevelsen.

For utendørs friluftslivsaktiviteter er det på denne bakgrunn rimelig å forvente en viss forskjell mellom aktiviteter/områder som brukes mest når det er mye sol om sommeren, typisk bading, og aktiviteter som utføres under dårligere lysforhold, slik som skigåing utenfor lysløyper, turgåing om høsten, nærturer ettermiddag/kveld og i særdeleshet stjernekikking/opplevelsen av mørk natt. Rudolph m.fl. (2017) knytter deler av plagen fra høyintensitets lysmerking til opplevelsen av tap av stedsidentitet og stedstilknytning som følge av tap av mørke.

4.9.3 Erfaring av opplevelse av hinderlys fra Odal vindkraftverk

Det er først de aller siste årene vi har fått vindkraftverk i Norge med høyintensitets hinderlys og dermed kunnet erfare dette selv fra bygde anlegg. Odal vindkraftverk har tilsvarende HI merking som er aktuelt vindturbiner for Nye Hitra 1. I 2023 ble det foretatt en undersøkelse av hvordan naboer til vindkraftverket opplever hinderlysene som er montert på et utvalg av vindturbinene i vindkraftverket (Multiconsult, 2023). Undersøkelsen dekker et representativt utvalg og feilmargin er beregnet å være 10 %.

Spørsmål i undersøkelsen omhandlet trivsel, tilhørighet, stedlig identitet og eventuell endret opplevelse eller adferd grunnet utbygging og oppstart av vindkraftverket med merking med hinderlys. Informantene var hytteeiere og fastboende innenfor en avstand på 20 km, med god utsikt til vindkraftverket.

Få opplyste at de blir veldig plaget, men mange uttrykte at de tror andre er mer plaget enn de blir selv. Generell trivsel omtrent et halvt år etter at vindkraftverket ble etablert var lavere enn før. Noen fant lysmerkingen problematisk og intens, og endret adferd og gjorde tiltak for å unngå negativ påvirkning fra lysmerkingen. Den generelle holdningen til vindkraftverk påvirker opplevelsene til en viss grad, men også informanter som er positive til vindkraftverk, fant aspekter ved lysmerkingen problematisk. Noen opplyste at de liker den «nye» utsikten, mens andre tror at de de kommer til å venne seg til den.

Resultatene tyder på at grad av eksisterende lysforurensing i nær tilknytning til bolig påvirker opplevelsen av lysene fra vindkraftverket mer enn avstand og antall lys som sees. Der det er mørkt i nærheten av en eiendom, oppleves lysene fra vindkraftverket som sterkere og mer forstyrrende enn ved boliger hvor det er mye annen lysforurensning (gatelys etc.) nær boligen. For boliger som ligger nær større flater med vann, oppleves økt intensitet av lys fra vindkraftverk siden lysene fra vindkraftverket blir reflektert i vannflaten. Lysene vil også oppleves som mer forstyrrende når man slapper av, samt når man oppholder seg utendørs og spesielt når man søker ut i naturen.

Av forskriftens vedlegg 2 framgår det videre at:

- lyset skal være hvitt og blinke 40-60 ganger per minutt (0,67 til 1 Hz)
- på dagtid (med bakgrunnsbelysning over 500 candela/m2) skal maksimal lysintensitet være 100 000 candela +/- 25%
- i demring og skumring (med bakgrunnsbelysning 50-500 candela/m2) skal maksimal lysintensitet være 20 000 candela +/- 25%
- om natta (med bakgrunnsbelysning under 50 candela/m2) [står feilaktig 500 i forskriften, bekreftet av Luftfartstilsynet] skal maksimal lysintensitet være 2000 candela +/- 25%. Dette tilsvarer kravet hele døgnet for turbiner under 150 m.
- horisontalt samt 3-7 grader oppover skal det lyses med full styrke, 100%
- 1 grad under horisontal planet skal det lyses med minst 50% og maksimalt 75% av minimum lysstyrke for dag/kveld/natt, dvs. 37,5% til 56,25% av maksimal lysintensitet.
- 10 grader under horisontalplanet skal det maksimalt lyses med 3% av maksimal lysstyrke

Tabell 4-6. Minimumsavstand for når ulike lysterskler trer inn avhengig av høydeforskjell i terreng ved turbinpunkt til betrakter i terreng nedenfor.

Høydedifferanse terreng (m)	**0**	**50**	**100**	**150**	**200**	**250**	**300**
Under 1° (maks 1000cd)	8480	11344	14209	17073	19938	22802	25667
Under 10° (ubetydelig)	839	1123	1406	1690	1973	2257	2540

5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder

5.1 Influensområdet og inndeling i delområder

Influensområdet for denne utredningen er satt til 30 km. Synlighetsanalysen er et viktig hjelpemiddel for å konkretisere influensområdet, ettersom ulike faktorer, som terrengvariasjoner, bebyggelse og vegetasjon vil bidra til en begrensing av eksponering innenfor teoretisk influensområde. Influensområde og utstrekning av tiltakets synlighet kan sees i kart i Figur 5-1.

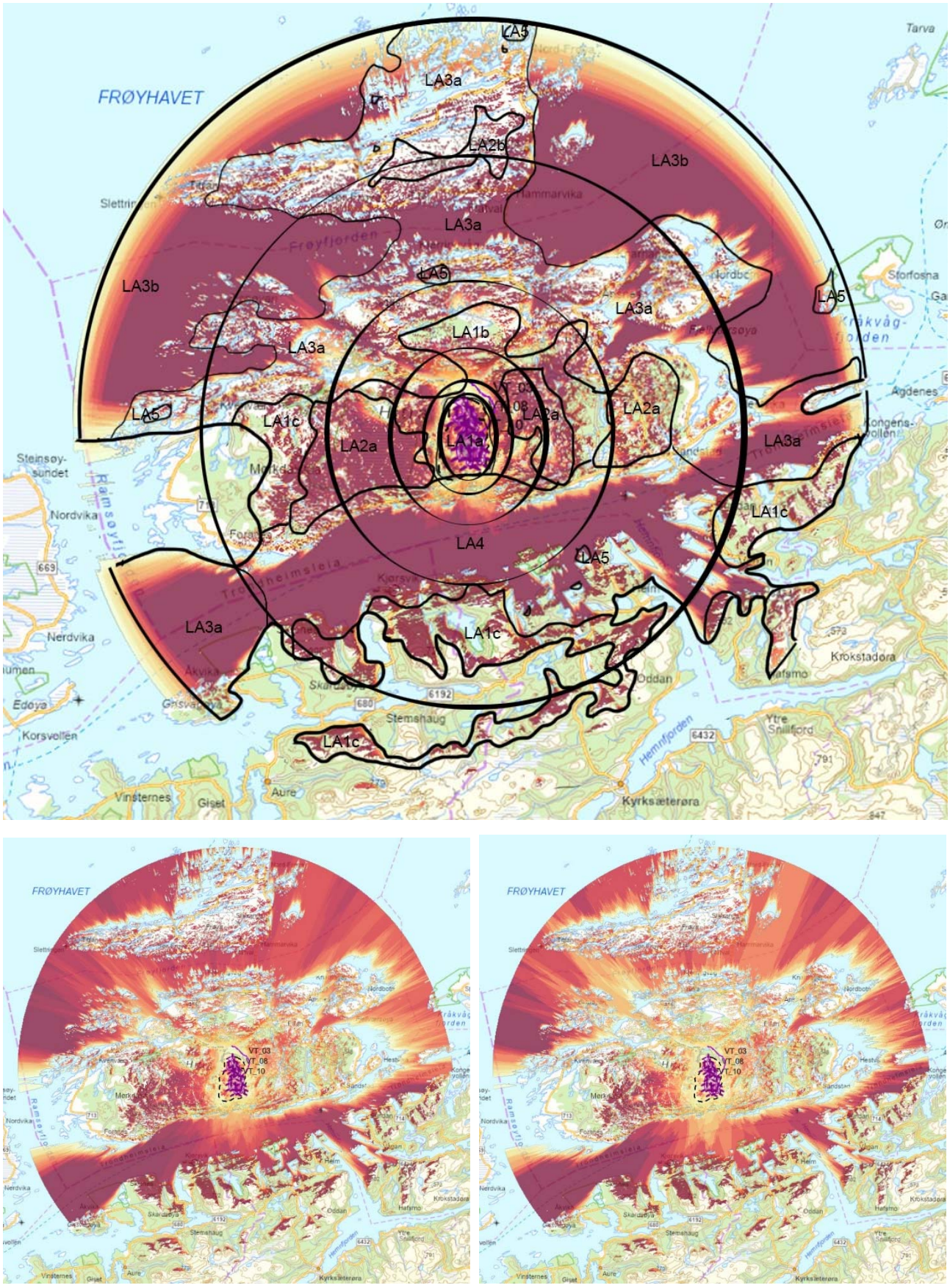
Avstand har betydning for intensiteten i den visuelle påvirkningen, dette fremgår ikke av synlighetskartet. Som beskrevet i kapittel 2.1.4, benyttes avstand til å dele delområder med underområder inn i påvirkningsenheter. Ettersom inndelingen er teoretisk og noe flytende gjøres det forenklinger der teoretisk skille vil medføre at mindre deler av et delområde vil bli skilt fra det resterende. Deretter vurderes påvirkningen av tiltaket innenfor underområdene, med påfølgende fastsetting av konsekvensgrad.

Inndelingen i delområde tar høyde for tiltakets utstrakte visuelle påvirkning. For verdivurdering er influensområdet er delt inn i 5 delområder med 7 underområder som beskrives i 5.1. Inndelingen følger hovedsakelig NiN landskap, med noe forenkling, der det mellom annet er sett på grad av synlighet. Noen delområder er ytterligere differensiert grunnet mindre ulikheter i egenskaper, som er avgjørende for synlighet. Marine landskap er slått sammen med ytre del av kystsletta, likeså fjordlandskapet langs Frøyfjorden, som i mindre grad skiller seg fra kystslettelandskapet. Disse skilles som hovedtype mellom annet ved topografi under vann, som er uten betydning for den visuelle opplevelsen. Verdifulle kulturlandskap er tatt ut som egne delområder.

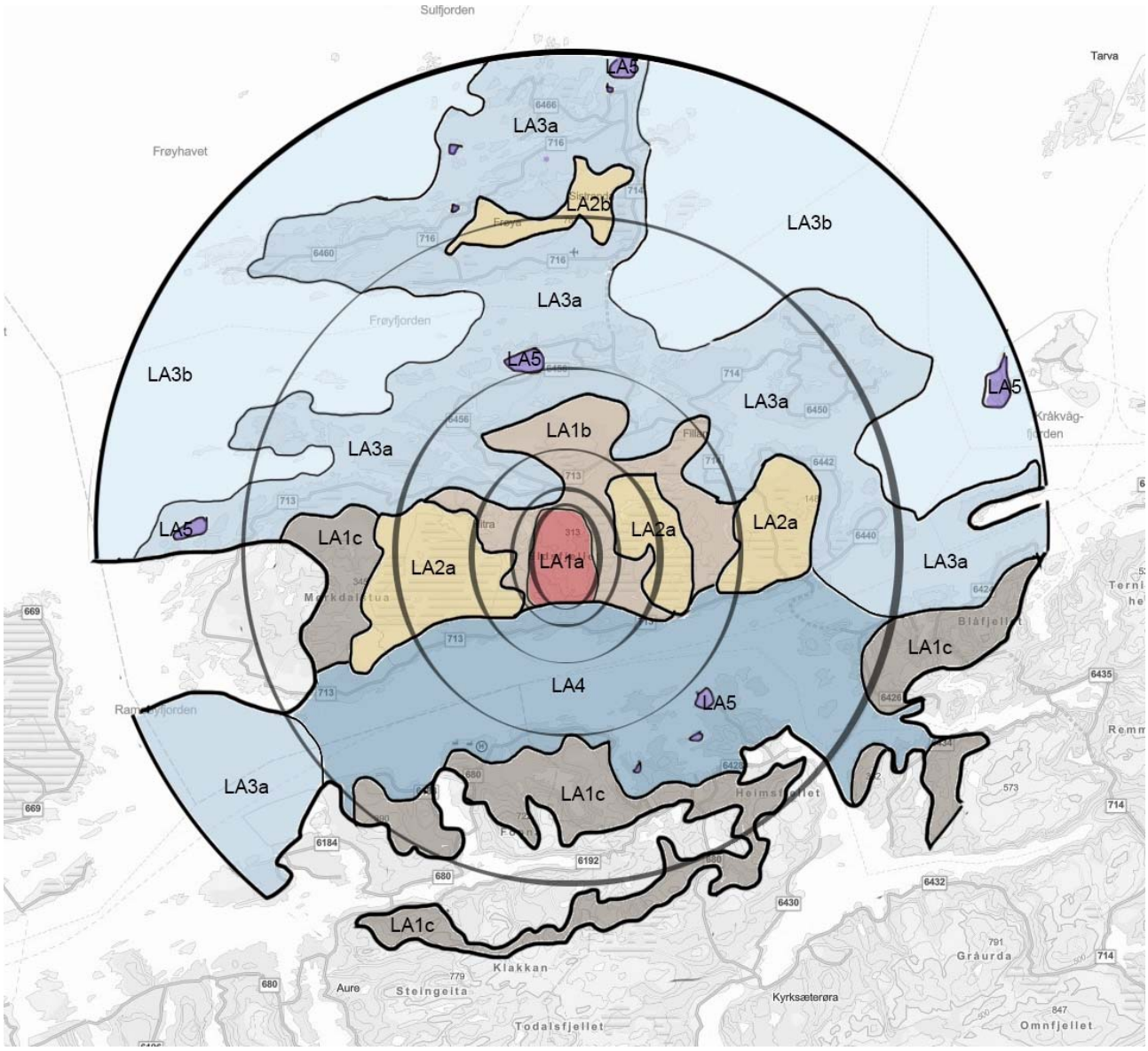
De ulike delområdene er:

- LA1- Ås- og Fjellandskapet
    a) Hitra vindkraftverk
    b) Mindre kupert
    c) Mer kupert
- LA2 - Innlandsslette Kystnær (med våtmark)
    a) Hitra
    b) Frøya
- LA3 - Kystslette
    a) Indre
    b) Ytre
- LA4 - Fjordlandskap
- LA5 - Verdifulle Kulturlandskap

Se synlighetskart over Nye Hitra 1 vindkraftverk i. For de ulike delområdene se kartet i Figur 5-2. Områder som i dag ikke er visuelt påvirket av eksisterende vindkraftverk, men som vil bli visuelt påvirket av Nye Hitra 1 vindkraftverk er i hovedsak begrenset til mindre områder øst for Hitra, ved Nordbotn og Hestvika.



Figur 5-1: Øverst: Synlighetskart for turbinene for Nye Hitra 1 vindkraftverk innenfor influensområdet på 30 km, med soneinndeling. Under: Hinderlys, alternativ 0 til venstre og alternativ 1 til høyre, viser at dekningsgraden er relativt lik for både disse alternativene og for synlighet for turbiner, vist ovenfor. Antall synlige hinderlys er mange steder betydelig mindre enn antall turbiner, og minst for alternativ 0.



Figur 5-2: Kart over tiltaksområdet, influensområdet, og soneinndeling for de ulike delområdene.

Som det framgår av Figur 5-2, vil de ulike delområdene med underområder få påvirkning innenfor ulike soner. Hvordan disse påvirkningsenhetene er fordelt på områder er gjengitt i Tabell 5-1:

Tabell 5-1: Oversikt over påvirkningsenheter innen delområdet

Område	Sone 1	Sone 2	Sone 3	Sone 4	Sone 5	Sone 6
LA1a	X					
LA1b		X	X	X		
LA1c					X	X
LA2a			X	X	X	
LA2b						X
LA3a			X	X	X	X
LA3b					X	X
LA4			X	X	X	X
LA5					X	X

5.2 Generell vurdering av påvirkning

Fordi det er lettere å forstå virkningen av et tiltak når du vurderer det mot noe lett gjenkjennelig, vil vi i denne utredningen gjøre en vurdering av dagens situasjon, i tillegg til 0-alternativet.

Vi vil også vise hvordan vi skiller mellom påvirkning i en dagsituasjon kontra en nattsituasjon, med endra lysmerking for luftfart, der hinderlys inngår for Nye Hitra 1 vindkraftverk. Dette inngår som ledd i den samlede vurderingen.

Nye Hitra 1 innebærer en etablering med 15 turbiner med høyde opp til 220m innenfor eksisterende 26 turbiner fra utbygging av Hitra 2, med totalhøyde 145,5m. Disse vil erstatte 24 turbiner med totalhøyde 111m. Eksisterende infrastruktur vil bli benyttet, med mindre utbedringer og suppleringer.

Endringene vil være ubetydelige for påvirkningsfaktorene; fragmentering, formgivning og tilhørighet/identitet, se Tabell 2-6 for oversikt over alle påvirkningsfaktorene.

5.2.1 Visuell påvirkning av turbiner i dagslys

Nye turbiner vil være synlige nær eksisterende turbiner og vil ha formlikhet med disse. Forskjell i turbinstørrelse er vanskeligere å oppfatte, fordi turbinene står med ulik høyde i terrenget og med ulik avstand til betrakteren. Rotasjonshastigheten vil fremstå som roligere jo større vingespenn turbinene har.

Tross i at teoretisk differanse i synlighet mellom HI og øvrige lystyper øker mest i dagslys og avtar med senket lysintensitet og bakgrunnsluminans, vurderes den opplevde synligheten å være motsatt.

Samlet sett vil fysiske terrenginngrep som følger med tiltaket være svært begrenset og tiltaket vil i mindre grad skille seg fra 0-alternativet, sett opp mot en tilsvarende utbygging i et uberørt terreng.



Påvirkning er eksempelvis illustrert i Figur 5-4 fra Ballsnes, som ligger i nærområdet til Hitra vindkraftverk, ca. 3km sør for planområdet samt i Figur 5-6 fra Hammarvika, som ligger på lang avstand, ca. 17 km nordøst for planområdet. Stedene har til felles at teoretisk synlighet er stor, ved at mange turbiner er synlige. Sektoren som omfatter vindkraftverket, blir mindre jo lengre avstanden er. Dette er illustrert for de 2 fotostandpunktene i figuren til venstre.

Figur 5-3: Sektor som omfatter Hitra vindkraftverk vist for Ballsnes i sør og Hammarvika i nord.

For påvirkningsfaktorene; synlighet og skala vil endringene medføre at påvirkningen for Nye Hitra 1 vindkraftverk vil bli noe forringet sett i forhold til 0-alternativet for sone 2, 3, 4 og 5.

- Noe forringet synlighet: Tiltaket medfører noe økt synlighet i brudd med tiltakets nære omgivelser. Tiltakets fjernvirkning er liten eller ikke påvirket.
- Noe forringet skala: Tiltaket dominerer noe over landskapets skala, og/eller er ikke tilpasset landskapets skala.

For sone 1, der færre større turbiner tenderer å gi et roligere visuelt inntrykk og for sone 6, der turbinene blir synlig etter lengre, nøye kikking vil endring i påvirkning være ubetydelig.



Figur 5-4: Fra nærområde på Ballsnes. For eksempelets skyld er turbiner fjernet på den øverste illustrasjonen. Videre følger eksisterende situasjon, 0-alternativet og Nye Hitra 1 nederst. Den mest påfallende endringen i synlighet følger med etablering av vindkraftverk. Til tross for forskjellene i turbinstørrelse oppleves eksisterende situasjon og situasjon med Nye Hitra 1 som relativt like. I 0-alternativet dekker turbinene den samme sektoren, men med færre turbiner, som kan oppleves som visuelt roligere. Bebyggelsen orienterer seg oftest mot vannet. På Ballsnes betyr det bort fra vindkraftverket.



Figur 5-5: Foto på langt hold fra Hammarvika (eks. situasjon) er benyttet i forstørrelsene i Figur 5-6.



Figur 5-6: For eksempelets skyld er turbiner fjernet på det øverste av disse illustrasjonene, som er et utsnitt av bilde i Figur 5-5. Utsnittene over er forstørret slik at de ved lesing av rapport i størrelse A4 gjengir turbinene med omtrentlig den størrelsen de oppleves med på stedet. I utsnittet går landskapssammenhengene tapt. Turbinene får et langt større fokus enn de vil ha i virkeligheten fordi de fyller hele den presenterte synssektoren mens de i virkeligheten dekker en mindre sektor på ca. 15cm i en høyde på ca.1.5cm. Eksisterende vindkraftverk øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

5.2.2 Visuell påvirkning av turbiner i mørkret

Opplevelsen av hinderlys vil avhenge av avstand og høydeforskjeller. Lysstyrken på hinderlys for turbiner vil om natta være tilsvarende som hinderlys på eksisterende turbiner, med den forskjellen at hinderlys på nye turbiner vil være blinkende, som medfører at de vil registreres raskere. Påvirkning av lys vil i tillegg til ytre siktforhold variere med avstand og siktvinkel i forhold til selve lyskilden.

For Nye Hitra 1 vindkraftverk ligger bebyggelse i hovedsak langs fjordene, i lavereliggende områder. Med unntak for ytre deler av Frøya, mot vest og nord, ligger bebyggelsen i hovedsak innenfor 20km fra vindkraftverket. Tilsvarende vil være tilfelle for terreng i opptil 200m høyde innenfor 10km avstand fra vindkraftverket, noe som inkluderer bebyggelsen langs Straumfjorden. Ut fra Tabell 5-2 vil bebyggelsen følgelig være eksponert for lys med en intensitet under 1000cd. Tilsvarende vil det i sonen ut til halvannen km være større områder som ligger i sonen der påvirkning er ubetydelig og/ eller svært få nye hinderlys er eksponert. Til tross for at blinkene blir kraftige i Sone 1 begrenses påvirkningen som følge av at dagens lysmerking allerede dominerer området. Endringen her vurderes derfor å bli forringet.

Fjella sør for Trondheimsleia og ytre åpne vannflater vil eksponeres for 2000cd. Her er det ingen bosetning og svært begrensa opphold i mørkret.

Tabell 5-2.Avstand fra turbin for ulike lysterskler avhengig av høydeforskjell i terreng ved turbin og betrakter.

Høydedifferanse terreng (m)	**0**	**50**	**100**	**150**	**200**	**250**	**300**
Under 1° (maks 1000cd)	8480	11344	14209	17073	19938	22802	25667
Under 10° (ubetydelig)	839	1123	1406	1690	1973	2257	2540

Hvor stor påvirkningen vil være vil i tillegg avhenge av avstand. Inndeling er gjort med utgangspunkt i Tabell 5-3, som viser en faglig basert vurdering av hvordan lysintensiteten oppleves innenfor de ulike synlighetssonene som er beskrevet i kap. 2.1.4.(ICAO, 2013)

Tabell 5-3 beskriver synlighet for ulike lystyper i mørkret (<50 cd/m^2), der HI type B er blinkende.

Sone	**HI Type B (Mørket 2000cd)**	**HI Type B (1000cd)**	**MI Type C (2000 cd)**	**LI Type B (32 cd)**
0–700 m	Kraftig blink	Svært tydelig	Kraftig	Tydelig
700–2 km	Svært tydelig	Meget tydelig	Meget synlig	Lite synlig
2–5 km	Synlig	Synlig	Synlig	Nær usynlig
5–10 km	Synlig blink	Lite synlig	Lite synlig	Usynlig
10–20 km	Svakt, men detekterbart	Svakt, men detekterbart	Nær usynlig	Usynlig
20–30 km	Nær usynlig	Nær usynlig	Usynlig	Usynlig

Ut fra Tabell 5-2 og Tabell 5-3, samt egenskaper ved blinkende lys vil endringer i påvirkning følge for alle synlighetssoner med de blinkende høyintensitetslysene.

- Ubetydelig forringet (20-30 km): Tiltaket har samme fremtoning i landskapsbildet som før.
    - Lysene er ikke lengre markante og sektorene som dekkes av blinkende lys vil være relativt små.
    - Blinkene vil være svært svake og dekke en svært liten sektor
- Noe forringet (10-20 km): Tiltaket medfører noe økt synlighet i brudd med tiltakets nære omgivelser. Tiltakets fjernvirkning er lite eller ikke påvirket.

- Lysintensiteten er svak og sektoren begrenset, men blinkene vil gjøre lysene synlige

- Forringet (opp til 700m og 5-10 km): Tiltaket medfører vesentlig økt synlighet i landskapet i nære omgivelser. Tiltakets fjernvirkning er negativ i noen grad.
  - I planområdet og tett på dette er opplevelsen av dagens lysmerking kraftigere og dominerer allerede. Selv om synlige lys vil være svært sterke, vil store areal ha få synlige lys grunnet sektorstyring. På midlere avstand vil lysene være markante, samtidig som sektoren har en viss utbredelse.
- Sterkt forringet (700m til 5km): Både tiltakets nær- og fjernvirkning er negativ, og skjemmer landskapet visuelt i stor grad.
  - Lysene er sterke, og sektoren blir relativt stor.



Figur 5-7. Bildene er fra Våvatnet rasteplass mot vindturbinene ved Geitfjellet Vindkraftverk, tatt på natta i fullmånelys. I den gitte situasjonen er ikke intensiteten på lysene dempet, slik at den lyser med 100 000 candela i stedet for 2000cd. De viser med andre ord et verste-fall senario, ved uregelmessighet, i en relativt nær situasjon. Bildene er hentet ut fra følgende film: Hinderlys på Geitfjellet fra Våvatnet - Natt



Figur 5-8. Bilder tatt fra fv.714 i dagslys. Lysene er lite synlige, men kan ses som lyse prikker på utsnittet under til høyre. Under til venstre tilsvarende bilde uten blink. Hinderlys på Geitfjellet fra fv. 714 - Dag

5.2.3 Vurdering av påvirkning i forhold til dagens situasjon

For enkelte punkt i nære områder og på midlere avstand kan det være vanskelig å se forskjell på dagens situasjon og situasjonen med Nye Hitra 1 vindkraftverk. For sone 2-3 vil påvirkningen fra dagens situasjon endres til ubetydelig vurdert mot dagens situasjon, mot noe forringet vurdert mot 0-alternativet. Se Tabell 5-4. Ettersom den avgjørende faktoren for påvirkning i mørket vil være overgangen til blinkende, høyintensitets hinderlys, vurderes endring i påvirkning i mørket å bli relativt lik for de to situasjonene.

Påvirkning i mørket vil bli avgjørende for samlet vekting og forskjell i påvirkning av Nye Hitra 1 vindkraftverk sett opp mot 0-alternativet, og dagens situasjon vurderes med det å bli ubetydelig.

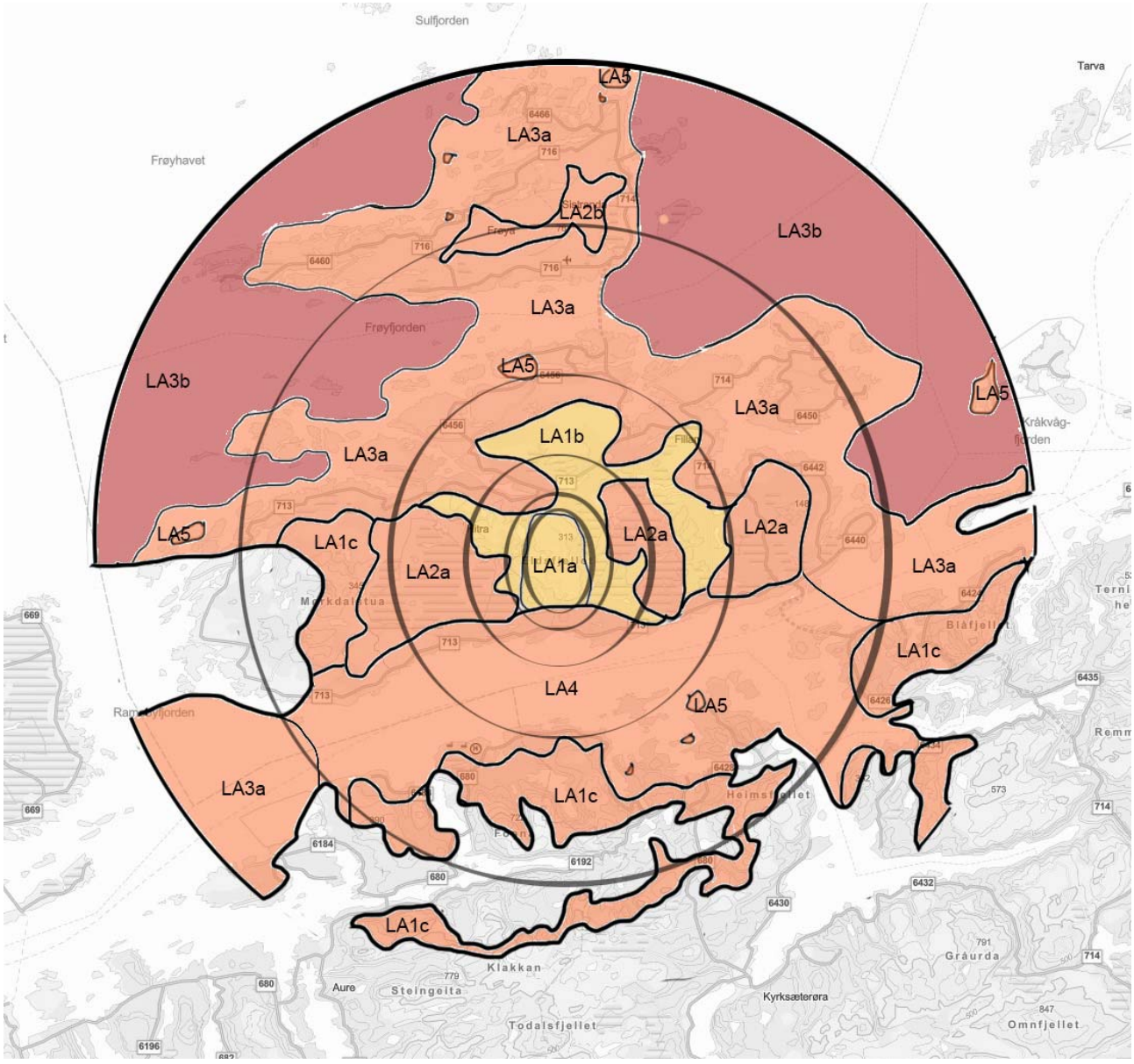
5.2.4 Samlet vurdering av teoretisk påvirkning

I Tabell 5-4 vises en samla vurdering for teoretisk påvirkning av Nye Hitra 1 vindkraftverk, der grad av synlighet og hvordan landskapets sammensetning vil influere på den visuelle virkningen innenfor ulike delområder ikke er hensyntatt. Dette omtales for hvert delområde i kap. 5.3.

Tabell 5-4: Teoretisk påvirkning vurdert opp mot 0-alternativet (0) og dagens situasjon (DS). Nattsituasjonen er gitt størst vekt i den samlede vurderingen

	Sone 1	**Sone 2**	**Sone 3**	**Sone 4**	**Sone 5**	**Sone 6**
Dagslys-(0)	Ubetydelig	Noe forringa	Noe forringa	Noe forringa	Noe forringa	Ubetydelig
Dagslys-(DS)	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Noe forringa	Noe forringa	Ubetydelig
Mørket (0 og DS)	Forringa	Sterkt forringa	Sterkt forringa	Forringa	Noe forringa	Ubetydelig
Samla (0 og DS)	Noe Forringa	Forringa	Forringa	Forringa	Noe forringa	Ubetydelig

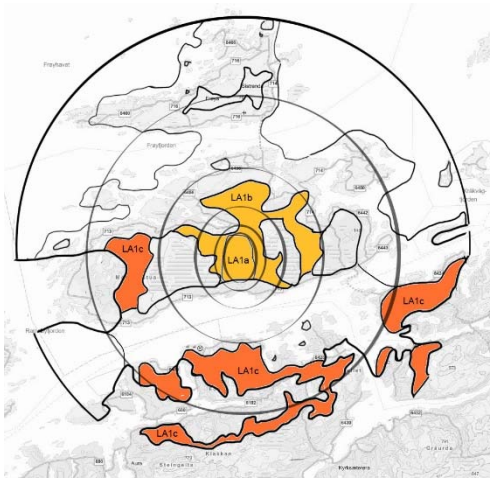
5.3 Verdivurdering, påvirkning og konsekvens



Figur 5-9: Kartet viser verdi for ulike delområder med underområder innenfor influensområdet, avgrenset til 30km fra planområdet.

5.3.1 Delområde LA1 – Ås- og fjellandskapt

Avgrensning LA1



Delområdet utgjør ås- og fjellandskapet innenfor influensområdet, som finnes på indre deler av Hitra og på sørsida av Trondheimsleia. Ås- og fjellandskapet differensieres basert på kuperingens grad, ettersom de høyere toppene har et videre utsyn. Samtidig er planområdet for Hitra vindkraftverk et eget underområde fordi bebyggelsesstrukturen her skiller seg markant fra øvrige områder.

Figur 5-10: Verdikart over delområde LA1.

LA1 a utgjør planområdet for Hitra Vindkraftverk, som domineres av eksisterende vindturbiner.

LA1 b utgjør det mer småkuperte ås- og fjellandskapet, på indre deler av Hitra, der mindre nedskårne grunne daler inngår og siktlinjer brytes i bevegelse gjennom landskapet.

LA1 c utgjør det middels kuperte ås- og fjellandskapet som i hovedsak er lokalisert til sørsida av Trondheimsleia, i tillegg til et mindre område vest på Hitra. Her gis et vidt utsyn fra toppene.

Beskrivelse LA1

LA1a Hitra vindkraftverk

Eldsfjellet er sterkt preget av turbiner og infrastuktur for Hitra vindkraftverk. Turbinene er høyreiste konstruksjoner med en stilren form som står spredt i landskapet, med god innbyrdes avstand. Veger og andre hjelpeanlegg ligger i utgangspunktet godt forankret i landskapet. Naturpreget er stort og utsikten er fin i store deler av anlegget. Anlegget har også en egenverdi som opplevelseselement.



Figur 5-11: Til høyre: Vindturbiner i anleggets søndre del, med Frøyfjorden i bakgrunnen. Veger og kranoppstillingsplasser ligger godt i terrenget og de høyreiste vindturbinene bryter med de horisontale linje i landskapsbildet for øvrig og skaper kontrast og spenning. Til høyre: En typisk situasjon, der man skuer utover fjellandskapet, der det kuperte terrenget skjermer for eksponering av hjelpeanleggene.




Figur 5-12: Til venstre: Et vegetasjonsbilde som veksler mellom nakne rabber og lav lyngvegetasjon gjør at både vegetasjonskledde skråninger og bare skjæringer i liten grad trer fram i landskapet. Til Høyre: Lokalt kan inngrepene virke omfattende, spesielt når man oppholder seg på kranoppstillingsplassene og disse har større skjæringer.

LA1b – Småkupert ås- og fjellandskap

Underområdene ligger under skoggrensen og har moderate høydeforskjeller. De delene av landskapet som ikke er dominert av vann, vassdrag og våtmarker og evt. jordbruk og bebygde områder, er normalt dekket med skog. Landskapet er i liten grad preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur, selv om enkelte bygninger og linjeinngrep som veier og kraftledninger kan forekomme.

Mindre dallandskap inngår. Dallandskapet har stedvis tydelig preg av menneskelig påvirkning med spredt bebyggelse, gårdsbruk, større gressarealer, konsentrasjoner av bebyggelse eller teknisk infrastruktur i form av grender, bygder, små tettsteder, bolig og hyttefelt.




Figur 5-13: Til venstre: Skogkledd, småkupert fjellandskap langs nordre del av Bureisingsveien, nordøst på Hitra. Til høyre: Dallandskap langs Straumsfjorden ved Straum preges av gårdsbebyggelse og tilhørende jordbruksareal.

LA1c – Middels kupert ås- og fjellandskap

Underområdene ligger over skoggrensen med åpne, men i hovedsak vegetasjonsdekte områder i fjellet, med større høydeforskjeller. Vegetasjonen veksler mellom rabber, fjellheier, lesider og myrer/våtmark. Landskapet er i liten grad preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur, selv om enkelte bygninger og linjeinngrep som veier og kraftledninger kan forekomme.




Figur 5-14: Til venstre: Bilde tatt ved Avgrunnsheia, nordvest på Hitra, mot det mer kuperte terrenget i sør. Til Høyre: Fra Heimsfjellet er utsikten god utover Trondheimsleia, her sett mot Hemnskjela.

Tabell 5-5: Beskrivelse av landskapskarakter i delområde LA1

Forhold ved landskapet	Beskrivelse	Påvirkning på landskapskarakteren
Geologi, landformer og vannforekomster	LA1 er et bølgende ås- og fjellandskap. LA1a og LA1b har hyppigere vekslinger med mindre høydeforskjeller. Tydeligere, høyere fjellformasjoner er mer vanlig for LA1c. LA1b har innslag av grunne skålformede daldrag der større vann og mindre fjorddrag følger dalbunnen. I LA1a samt LA1b for øvrig, er vannforekomstene mindre både i antall og størrelse. Mot toppene, de delene av LA1c som er mest vanlig innenfor influensområdet er vannforekomster sjeldne.	LA1a-liten LA1b-middels LA1c-middels
Romlige forhold og skala	I de småkuperte områdene, i LA1a og LA1b, blir siktlinjene oftere brutt. LA1a fremstår med mer diffuse avgrensinger, mens skogen bidrar til tydeligere avgrensing av mindre landskapsrom med kortere siktlinjer i LA1b. I daldragene i LA1b blir landskapsrommene større. Siktlinjene brytes gjerne av retningsendringene i landskapet. I LA1c blir siktlinjene lengre over skoggrensa og utsynet vidt mot toppene, der landskapsrommet oppleves som stort, og uendelig mot havet.	LA1a-liten LA1b-middels LA1c-stor
Distinkte naturelementer	I LA1b oppleves vannforekomstene i dalbunnen som et noe distinkt element. Kysten med bakenforliggende havflater oppleves som distikte naturelement fra høyereliggende deler i LA1c og delvis også i LA1a.	LA1a-middels LA1b-middels LA1c-stor
Natursammenhenger	Områdene fremstår som sammenhengende naturpregede områder med mindre brudd ved veganlegg, noen mindre områder med gårdsdrift, boligbebyggelse og industri, inkludert Hitra vindkraftverk.	LA1a-middels LA1b-middels LA1c-stor
Vegetasjonsdekke og vegetasjonsbruk	LA1a og c ligger over tregrensen, men omfatter i hovedsak vegetasjonsdekte områder. Vegetasjonen veksler mellom rabber, fjellheier, lesider og myrer/våtmark. LA1b ligger under tregrensen og de delene av landskapet som ikke er dominert av vann, vassdrag og våtmarker og evt. jordbruk og bebygde områder, er normalt dekket med skog.	LA1a-middels LA1b-middels LA1c-stor
Aktive naturprosesser	Bekker og myrområder er i konstant endring. Det er noe kystlynghei i LA1b. Kystlynghei er en truet naturtype som endres når beite og brenning opphører. Dette fører til gjengroing og endret artsmangfold langs kysten. Dette kommer som tillegg til den generelle gjengroingen som skjer over det hele, som respons på klimaendringer.	LA1a-middels LA1b-liten LA1c-middels
Jord- og skogbruk, tamreindrift, fiske og annen utmarksbruk	Mindre landbruksarealer finnes i lavereliggende områder i LA1b. blant disse Straumgrenda, som er pekt på som ett av fire kulturlandskap med lokal verdi i Hitra kommune.	LA1a-liten LA1b-stor LA1c-liten
Arealbruk	Delområdet består i stor grad av naturpregede områder. LA1b har noe landbruk i lavereliggende daldrag, her følger også veganlegg og mindre kraftledninger dalføret. Resterende deler av LA1b har noen veglinjer, for det meste skogsveier / traktorveier. LA1a er sterkt preget av industrianlegget som Hitra vindkraftverk utgjør. LA1c har ingen eller få synlige inngrep.	LA1a-middels LA1b-middels LA1c-liten
Bebyggelsespreg	Lavereliggende daldrag i LA1b har et harmonisk og klart definert kulturlandskap. Turbinene i LA1a er høyreiste konstruksjoner med en stilren form som står spredt i landskapet, med god innbyrdes avstand. Veger og andre hjelpeanlegg ligger i utgangspunktet godt forankret i landskapet. Anlegget dominerer LA1a mens turbinene i stor grad influerer arealene i LA1b også.	LA1a-stor LA1b-stor LA1c-liten
Historie og stedsidentitet	Spor etter lang tids bruk er mest forekommende i LA1b, i form av spor etter tidligere bosettinger og veganlegg i daldragene og fangstanlegg og varder i fjellpartiene. Det er få spor etter tidligere bruk LA1a og LA1c.	LA1a-liten LA1b-midels LA1c-liten
Landskapskarakter Landskapskarakter: Det bølgende ås- og fjellandskapet fremstår som naturprega og helhetlig, der skog, vann, samt harmoniske og klart definerte kulturlandskap preger lavereliggende områder. Utsynet er en viktig faktor fra høyereliggende punkt. Unntaksvis er arealene ved Hitra vindkraft preget av turbiner og godt tilpassa hjelpeanlegg. Naturpreget er fortsatt stort og utsikten er fin i store deler av anlegget. Anlegget har også en egenverdi som opplevelseselement.		

Verdi for delområde LA1

Verdien av underområde LA1a er vurdert å være middels.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
		▲		

Begrunnelse: LA1a har mindre variasjoner i landskapsbildet, men blir løftet av et godt tilpasset og særprega industrianlegg og stedvis flott visuell kontakt med kystområdene. Landskapet fremstår balansert, lesbart, oversiktlig og strukturert.

Verdien av underområde LA1b er vurdert å være middels.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
		▲		

Begrunnelse: LA1b har et mer variert landskapsbilde og løftes spesielt ved et godt totalinntrykk. Landskapet er mangfoldig og har et tydelig preg av flere elementer fra natur, friluftsliv, kultur og landbruk.

Verdien av underområde LA1c er vurdert å være stor.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			▲	

Begrunnelse: LA1c Har flott, intakt, natur og et spektakulært utsyn over kyst og hav. Særprega landskap med få, ikke dominerende, negative brudd og/eller kontraster.

Tabell 5-6: Verdivurdering per kriterie for LA1, Ås- og fjellandskapet

Verdikriterier	**Verdi LA1a**	**Verdi LA1b**	**Verdi LA1c**
Inngrepsgrad	Middels	Middels	Stor
Naturvariasjon	Middels	Middels	Stor
Distinkte element	Middels	Middels	Stor
Mangfold	Noe	Middels	Noe
Særpreg	Middels	Middels	Stor
Sammenhenger	Noe	Middels	Noe
Tilhørighet/identitet	Noe	Middels	Middels
Visuell karakter	Middels	Middels	Middels
Total	**Middels**	**Middels**	**Stor**

Påvirkning for delområde LA1

Landskapsbildet er i mindre grad preget av menneskelige aktivitet ettersom også de grunne dalene kun har spredt bebyggelse innenfor influensområdet.

I LA1a står man midt i vindkraftverket og turbinene er synlig i alle retninger. Turbinene dominerer landskapet i LA1a.

I LA1b er større terrengvariasjoner og høyere vegetasjon en effektiv barriere mot eksponering. Vindkraftverket bli eksponert innen underområdet der dyrkamark, våtmark og vann gir avstand til skogen. Der eksponering er begrenset og oppleves i korte sekvenser ved bevegelse gjennom landskapet, må man være mer observant for å registrere vindkraftverket. Farten man beveger seg gjennom landskapet i, er en påvirkende faktor. Der vegetasjonsbildet åpnes opp og større deler av vindkraftverket blir eksponert er gjerne sammensetningen i landskapsbildet mer variert og turbinene blir mindre viktige objekter i landskapsbildet.

I LA1c er vindkraftverket synlig fra større sammenhengende områder. Ettersom avstand til vindkraftverket er større fra underområdet må man i dagslys gjerne se etter vindkraftverket for å få øye på det. I mørket, med hinderlys på, bli vindkraftverket synlig etter et blikk i riktig retning.

I forhold til teoretisk påvirkning vist i Tabell 5-4, vil påvirkningen bli justert ned et nivå for situasjon både i lys og mørke for delområde LA1a ettersom arealet allerede er dominert av turbinene til Hitra 2. For LA1b er det mer begrensa synlighet innen delområde, og et mer variert landskapsbilde, der turbinene blir mindre fremtredende, teoretisk påvirkning justeres med det ned, med unntak for sone 3, der den nordre turbinen blir relativt fremtredende fra deler av bebyggelsen langs Straumsfjorden, noe som trekker opp. Påvirkning holdes derfor uendret.

Tabell 5-7: Oversikt over påvirkning innen ulike områder og soner for delområda LA1, Ås- og fjellandskapet

Enhet	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet		
	Dagslys	**Nattemørket**	**Samla**
LA1a-S1	Ubetydelig endring	Forringa	Noe forringa
LA1b-S2	Ubetydelig endring	Forringa	Noe forringa
LA1b-S3	Noe forringa	Sterkt Forringa	Forringa
LA1b-S4	Ubetydelig endring	Noe forringa	Noe forringa
LA1c-S5	Noe Forringa	Noe forringa	Noe forringa
LA1c-S6	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring

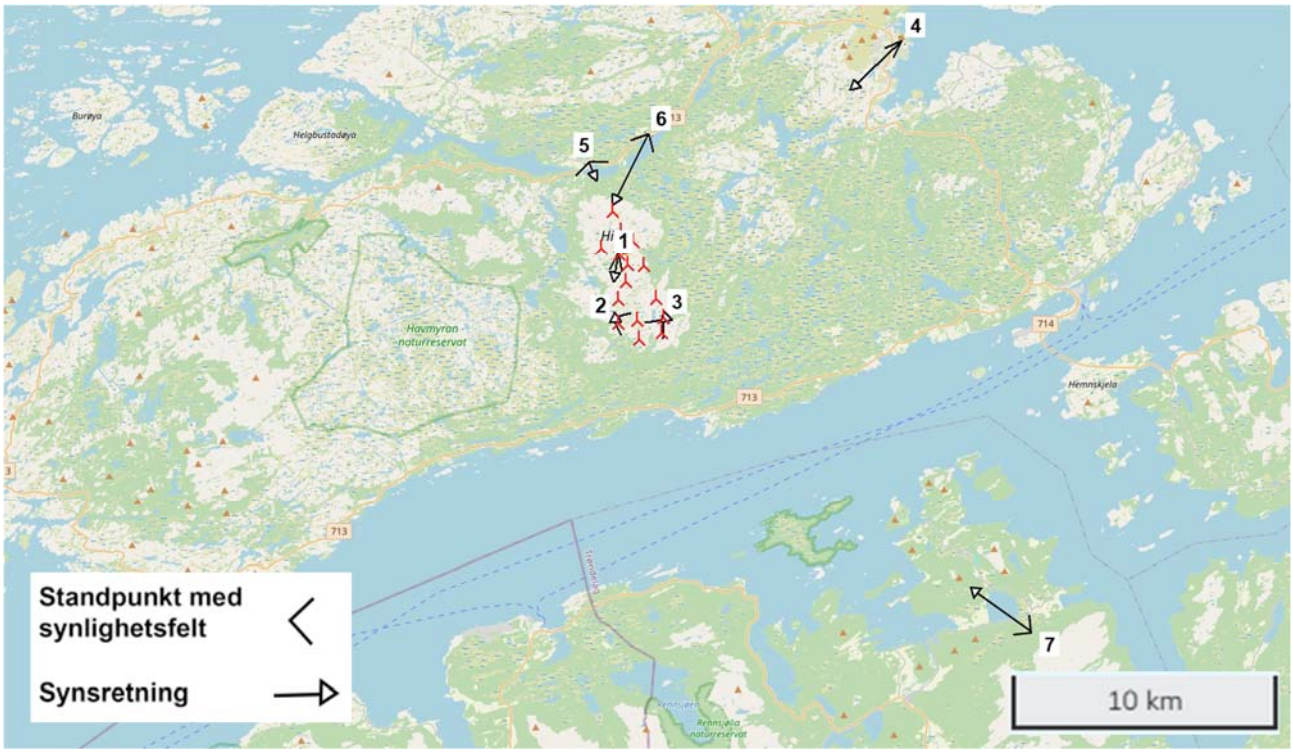
Konsekvens for delområde LA1

Konsekvensgrad for delområdet kommer frem ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning, som vist i Tabell 5-8.

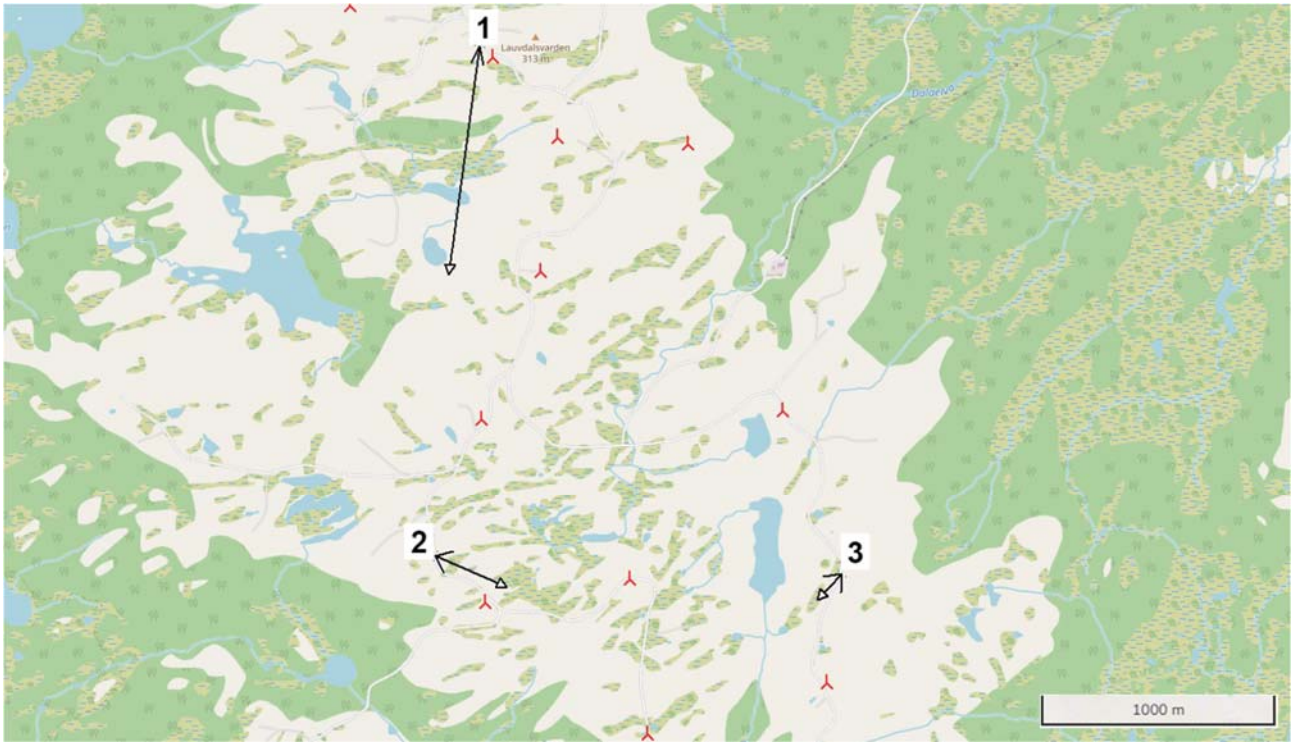
Tabell 5-8: Oversikt over konsekvens i ulike underområder og soner for delområda LA1, Ås- og fjellandskapet

Enhet	Verdi	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet	
		Påvirkning	**Konsekvens**
LA1a-S1	Middels	Noe forringa	Noe
LA1b-S2	Middels	Noe forringa	Noe
LA1b-S3	Middels	Forringa	Middels
LA1b-S4	Middels	Noe forringa	Noe
LA1c-S5	Stor	Noe forringa	Noe
LA1c-S6	Stor	Ubetydelig endring	Ubetydelig

Oversiktskart visualiseringer LA1



Figur 5-15: Standpunkter for visualiseringer i delområde LA1. (1) VT5 mot sør, (2) VT9-VT10 mot sørøst, (3) VT14 mot sørvest, (4) Fillan, (5) Straum, (6) Søraunet, (7) Heimsfjellet. Se Figur 5-16 for et nærbilde av oversiktskart som viser de tre standpunktene fra innenfor planområdet.



Figur 5-16: Nærbilde oversiktskart for standpunkter (1) VT5 mot sør, (2) VT9-VT10 mot sørøst, og (3) VT14 mot sørvest.

Visualiseringer LA1a – Hitra vindkraftverk



Figur 5-17: Hitra Vindkraftverk sett fra planområdet, ved VT5 mot sør (standpunkt 1 fra Figur 5-15). Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.



Figur 5-18: Hitra Vindkraftverk sett fra planområdet, ved VT9/VT10 mot sørøst (standpunkt 2 fra Figur 5-15). Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

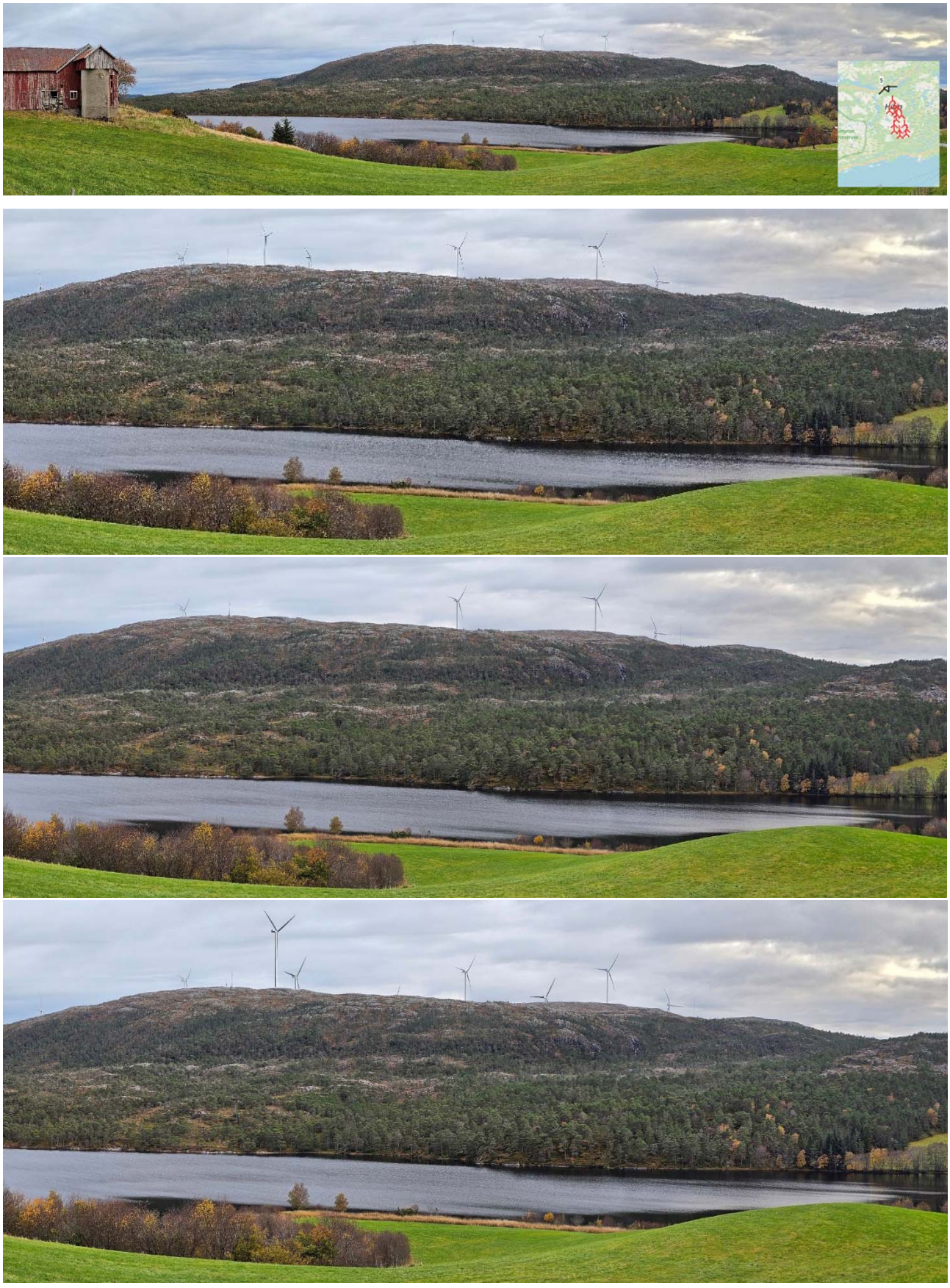


Figur 5-19: Hitra Vindkraftverk sett fra planområdet, ved VT14 mot sørvest (standpunkt 3 fra Figur 5-15) . Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

Visualiseringer LA1b – Småkupert ås- og fjellandskap



Figur 5-20: Hitra Vindkraftverk sett fra Boligområde på Fillan (standpunkt 4 fra Figur 5-15, avstand 11 km). Øverst sees eksisterende vindkraftverk i en noe større landskapssammenheng. Nedenfor følger eksisterende situasjon, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.



Figur 5-21: Hitra Vindkraftverk sett *fra Straum (standpunkt 5 fra Figur 5-15, avstand 1,5 km). Øverst sees eksisterende vindkraftverk i en noe større landskapssammenheng. Nedenfor følger eksisterende situasjon, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst. Den nordre turbinen kommer nær bildepunktet og skiller seg ut ved å framstå som betydelig større enn øvrige turbiner.*



Figur 5-22: Hitra Vindkraftverk sett fra bebyggelsen som er mest eksponert for vindkraftverket, på Søraunet (standpunkt 6 fra Figur 5-15, avstand 3 km). Øverst sees eksisterende vindkraftverk i en noe større landskapssammenheng. Nedenfor følger eksisterende situasjon, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst. Den nordre turbinen, lengst til høyre i bildet, skiller seg også her ut ved å framstå som betydelig større enn øvrige turbiner.

Visualiseringer LA1c – Mellomkupert ås- og fjellandskap

Det er ikke utarbeidet illustrasjoner med endringer i mengde turbiner fra Heimsfjellet. Basert på øvrige illustrasjoner er det tydelig at endringen i visuell virkning vil være ubetydelige på dette holdet. Toppen av Heimsfjellet ligger i ytterkant av influenssone til Geitfjellet vindkraftverk. Uten å se spesifikt etter turbinene på Geitfjellet ble de ikke observert på dette holdet. Heimsfjellet ble befart i solnedgang. Da var Hitra vindkraftverk uanseelig inntil hinderlysene kom på og vart tydelige, men ikke dominerende røde lys langs silhuetten.



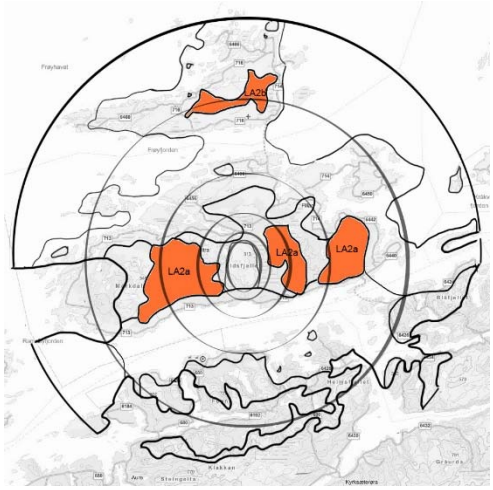
Figur 5-23: Hitra vindkraftverk sett fra Heimsfjellet, der utsnittet i midten er forstørret opp slik at det gjengir omtrentlig størrelse opplevd når i området. (standpunkt 7 fra Figur 5-15, avstand 16 km).



Figur 5-24: Røde, fast hinderlys ved Hitra vindkraftverk sett fra Heimsfjellet, noe zoomet inn.

5.3.2 Delområde LA2 – Kystnær Innlandsslette (med våtmark)

Avgrensning LA2



Delområdet utgjør den kystnære innlandssletta som ligger på indre deler av både Frøya og Hitra. Frøya skiller seg fra Hitra med noe mer blokkmark som utgjør mindre forhøyninger i landskapet. Forhøyningene er store nok til å begrense eksponering fra vindkraftverket. I tillegg påvirkes delområdet på Frøya av nærliggende Frøya vindkraftverk.

Figur 5-25: Verdikart over delområde LA2.

LA2a utgjør innlandsslettene på Hitra, med generelt lange siktlinjer

LA2b utgjør innlandssletta på Frøya, der siktlinje brytes ved bevegelse gjennom landskapet

Beskrivelse LA2

LA2a - innlandsslettene på Hitra

Underområdet ligger under skoggrensen og har små høydeforskjeller. Store våtmarksområder med myrer og/eller mange små vann gjør siktlinjene lange. De delene av landskapet som ikke er dominert av vann, vassdrag og våtmarker og evt. jordbruk og bebygde områder, er normalt dekket med skog. Landskapet er i liten grad preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur, selv om enkelte bygninger og linjeinngrep som veier og kraftledninger kan forekomme.



Figur 5-26: Bildet fra Havmyran viser typisk innlandsslette på Hitra, der begrensa vegetasjon gir lange siktlinjer.

LA2b - innlandssletta på Frøya

Områdene av typen ligger nær kysten og grenser ofte til kystslettelandskap Underområdet ligger i større grad over skoggrensen med vegetasjonsdekte områder i fjellet og har mindre høydeforskjeller. Vegetasjonen veksler mellom rabber, fjellheier, lesider og myrer/våtmark. Landskapet er i liten grad preget av menneskelig aktivitet, bebyggelse og infrastruktur, selv om enkelte bygninger og linjeinngrep som veier og kraftledninger kan forekomme.



Figur 5-27: Vindkraftverket på Frøya ligger innenfor underområdet



Figur 5-28: Bilde fra Stuttvassdalen viser typisk innlandsslette på Frøya, der terrenget er mer kupert og preget av bare rabber. Utsikten er god fra toppene, men begrenses i forsenkningene.

Tabell 5-9: Beskrivelse av landskapskarakter i delområde LA2

Forhold ved landskapet	Beskrivelse	Påvirkning på landskapskarakteren
Geologi, landformer og vannforekomster	Arealene er relativt flate, med mindre høydeforskjeller i form av rabber som hever seg fra de normalt myrdekte arealene. Mer hyppig forekommende rabber i LA2b skiller det fra LA2a. Mindre vannspeil skaper lokale idyller.	LA2a-stor LA2b-stor
Romlige forhold og skala	Landskapsrommene oppleves som store og utflytende. I LA2b, der mindre terrengformer gir en viss avgrensing, oppleves romforløpet som i stadig endring, en beveger seg gjennom landskapet. Siktlinjene vil da variere avhengig av plassering i forhold til rabbene.	LA2a-stor LA2b-stor
Distinkte naturelementer	Bakenforliggende fjellmassiver og vannforekomster av ulik størrelse oppleves som elementer som er noe distinkte.	LA2a-liten LA2b-liten
Natursammenhenger	Delområdene utgjør større naturpregede områder, fulle av myrer, myrtuer og småtjern. Havmyran, i LA2a, som utgjør det største av de avmerka områdene, er freda som naturreservat.	LA2a-stor LA2b-stor
Vegetasjonsdekke og vegetasjonsbruk	Myrlandskapet dominerer med sitt monotone uttrykk og brytes stedvis av rabber i vekslende grad, mer forekommende i LA2b enn i LA2a. Spredte forekomster av trær.	LA2a-liten LA2b-liten
Aktive naturprosesser	Aktive naturprosesser innvirker i liten grad på landskapsbildet.	LA2a-liten LA2b-liten
Jord- og skogbruk, tamreindrift, fiske og annen utmarksbruk	Ingen pågående rurale aktiviteter som preger landskapet i vesentlig grad.	LA2a-liten LA2b-liten
Arealbruk	Områdene fremstår som helhetlige og kontinuerlige naturområder med unntak av fv. 714 som går gjennom det østlige området i LA2a.	LA2a-middels LA2b-stor
Bebyggelsespreg	Områdene fremstår som helhetlige og kontinuerlige naturområder uten vesentlig bebyggelse.	LA2a-stor LA2b-stor
Historie og stedsidentitet	Det er få spor etter historiske aktiviteter og bruk i områdene. I LA2b finnes det flere, spredte kulturminner, hovedsakelig knyttet opp mot tidligere bosettinger og noe fangst. Områdene er i dag i aktiv bruk til jakt.	LA2a-middels LA2b-middels
Landskapskarakter: Delområdet fremstår som »endeløse» myrlende områder med liten grad av mangfold/variasjon. Vindkraftverkene på Hitra og Frøya er orienterende punkt som bryter det ensformige landskapet. Delområdet har stor grad av helhet/kontinuitet, men mer begrenset innrykksstyrke.		

Verdi for delområde LA2

Verdien av underområde LA2a og LA2b er vurdert å være stor.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			▲	

Tabell 5-10: Verdivurdering per kriterie for LA2, Kystnær innlandsslette.

Verdikriterier	Verdi LA2a	Verdi LA2b
Inngrepsgrad	Stor	Stor
Naturvariasjon	Noe	Noe
Distinkte element	Noe	Noe
Mangfold	Noe	Noe
Særpreg	Stor	Stor
Sammenhenger	Middels	Noe
Tilhørighet/identitet	Middels	Middels
Visuell karakter	Middels	Middels
Total	Stor	Stor

Begrunnelse: Mindre ulikheter, i form av hyppighet av rabber, skiller de to underområdene, noe som ikke blir utslagsgivende for verdisetting. De store sammenhengende, særprega naturområdene, gir områdene stor verdi. Særprega landskap med få, ikke dominerende, negative brudd og/eller kontraster.

Påvirkning for delområde LA2

Landskapsbildet er i mindre grad preget av menneskelige aktivitet og hav og fjorder er lite synlig fra de høyereliggende flatene. Ettersom færre objekt krever oppmerksomhet blir turbinene mer fremtredende i landskapsbildet. Større og mindre vann står for variasjonen i landskapsbildet.

Fra innlandsslettene i LA2a vil synlighet opptre for større sammenhengende areal.

Ved de treløse fjellviddene i LA2b, utgjør flere rabber sikthinder fra forsenkingene i landskapet. Rabbene bidrar også til en tettere mosaikk av vegeterte areal og bare fjellflater.

I forhold til teoretisk påvirkning vist i Tabell 5-4, er påvirkningen justert ned et nivå for situasjon både i lys og mørke for delområde LA2b, som kompensering for mer begrensa synlighet innenfor delområdet, og et noe mer variert landskapsbilde, der turbinene blir mindre fremtredende.

Tabell 5-11: Oversikt over påvirkning innen ulike underområder og soner for delområda LA2, Kystnær innlandsslette

Enhet	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet		
	Dagslys	**Nattemørket**	**Samla**
LA2a-S3	Noe forringa	Sterkt Forringa	Forringa
LA2a-S4	Noe forringa	Forringa	Forringa
LA2a-S5	Noe forringa	Noe Forringa	Noe Forringa
LA2b-S5	Ubetydelig endring	Noe Forringa	Noe Forringa
LA2b-S6	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring

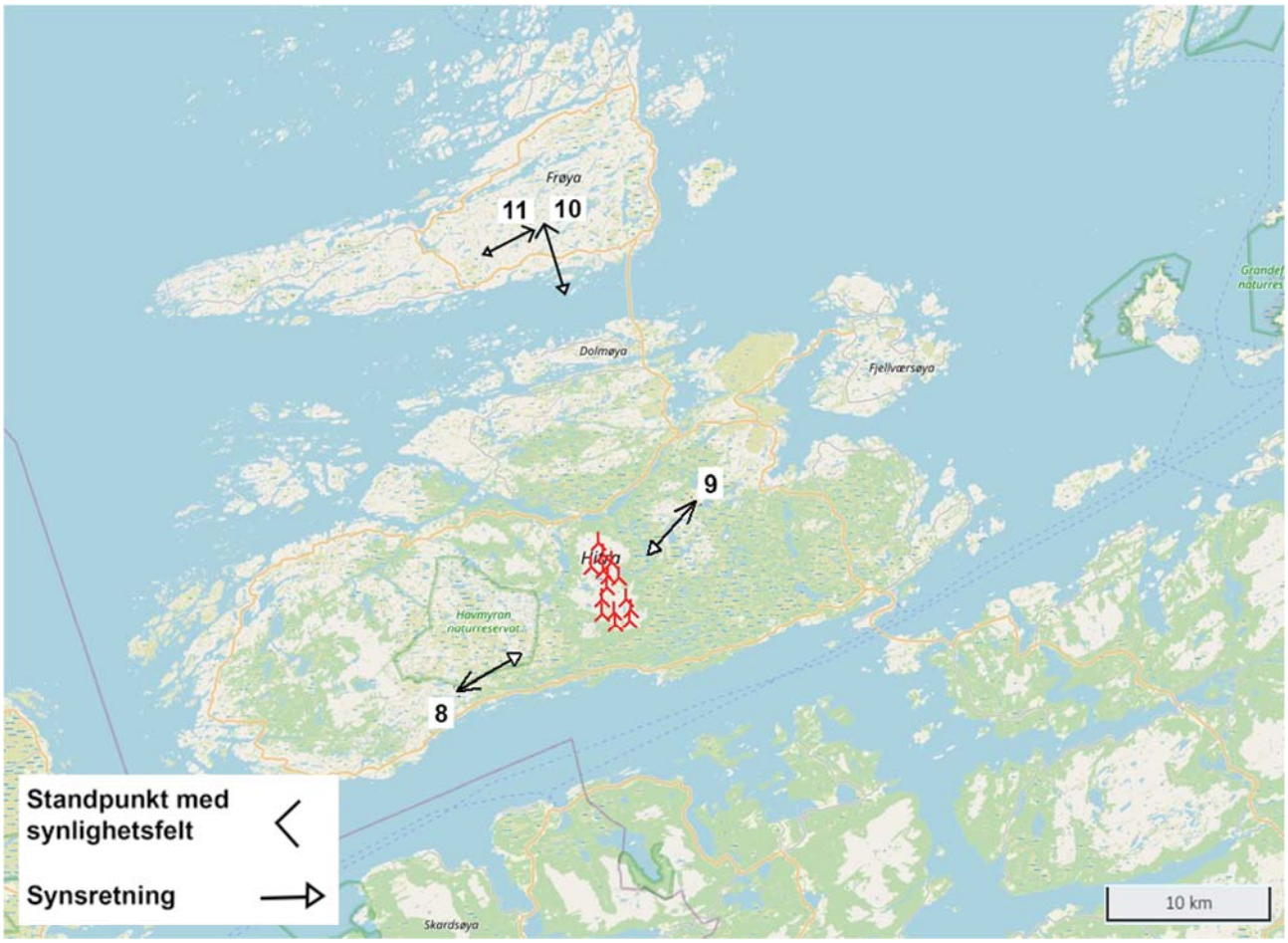
Konsekvens for delområde LA2

Konsekvensgrad for delområdet kommer frem ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning, som vist i Tabell 5-12.

Tabell 5-12: Oversikt over konsekvens innen ulike underområder og soner for delområda LA1, Kystnær innlandsslette

Enhet	Verdi	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet	
		Påvirkning	**Konsekvens**
LA2a-S3	Stor	Foringa	Middels
LA2a-S4	Stor	Foringa	Middels
LA2a-S5	Stor	Noe forringa	Noe
LA2b-S5	Stor	Noe forringa	Noe
LA2b-S6	Stor	Ubetydelig endring	Ubetydelig

Oversiktskart visualiseringer LA2



Figur 5-29: Standpunkter for visualiseringer i delområde LA2. (8) Inner Leberget, (9) Blåskogvatnet, (10) Stuttvassdalen mot Hitra vindkraftverk, (11) Stuttvassdalen mot Frøya vindkraftverk.

Visualisering LA2a - innlandsslettene på Hitra



Ifølge planprogrammet skal vindkraftverket illustreres fra Inner Leberget. Under befaring i området var det stadige endringer i lysforholdene. Vi har derfor valgt å illustrere på et bilde tatt fra turvegen ca. en kilometer sør for Inner Leberget.

Figur 5-30: Eksisterende Hitra vindkraftverk sett fra Inner Leberget.



Figur 5-31: Hitra Vindkraftverk sett fra turvegen inn til Inner Leberget (standpunkt 8 fra Figur 5-29, avstand 9 km). Øverst eksisterende situasjon, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.



Figur 5-32: Hitra Vindkraftverk sett fra Bureisingsveien, vest for Blåskogvetnet (standpunkt 9 fra Figur 5-29, avstand 6 km). Øverst sees eksisterende vindkraftverk i en noe større landskapssammenheng. Nedenfor følger eksisterende situasjon, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

Visualisering LA2b - innlandssletta på Frøya

Det er ikke utarbeidet illustrasjoner med endringer i mengde turbiner fra Stuttvassdalen. Basert på øvrige illustrasjoner er det tydelig at endringen i visuell virkning vil være ubetydelige på dette holdet. I tillegg vil Frøya vindkraftverk, som ligger i nærområdet, være langt mer visuelt tydelig fra dette landskapet enn Hitra vindkraftverk.



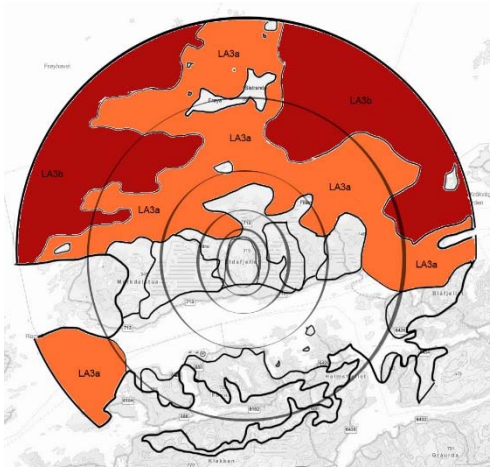
Figur 5-33: Hitra vindkraftverk sett fra Stuttvassdalen (standpunkt 10 fra Figur 5-29, avstand 18 km), der utsnittet nedenfor er forstørret opp slik at det gjengir omtrentlig størrelse opplevd når i området.



Figur 5-34: Frøya vindkraftverk sett fra samme sted (standpunkt 11 fra Figur 5-29, avstand 1 km) og med samme zoom som det øvre bildet i Figur 5-33.

5.3.3 Delområde LA3 - Kystslette

Avgrensning LA3



Delområdet utgjør kystsletta med tilliggende indre deler av marint landskap. Delområdet er differensiert på den indre, landbaserte kystsletta, med tilliggende strandsone og den mer eksponerte ytre kystsletta, der både indre deler av marint landskap og Frøyfjorden inngår.

Figur 5-35: Verdikart over delområde LA3.

LA3a utgjør den indre, landbaserte kystsletta, med tilliggende strandsone, der siktlinjene brytes av landformer og vegetasjon.

LA3b utgjør den mer eksponerte ytre kystsletta, der siktlinjene er uavbrutt

Beskrivelse LA3

LA3a - Indre Kystslette

Den indre kystsletta er i større grad skjermet for bølge- og vindeksponering fra åpent hav. Områdene har lav til middels arealbruksintensitet, fra områder helt uten bebyggelse og infrastruktur til mindre grender, fiskevær, samlinger av fritidsbebyggelse og næringsvirksomhet. Omfanget av bebyggelse, infrastruktur og menneskelig arealbruk varierer ofte med eksponering mot vind og bølger fra åpent hav.





Figur 5-36: Til venstre: Den indre kystsletta, der den åpner seg mot Frøyfjorden. Til høyre: Bebyggelse lagt til lune viker er her eksemplifisert på bilde fra Hjellholmen ved Titran.





Figur 5-37:Hallaren ligger skjermet til i indre skjærgård. Hallaren kirke fra 1881 er et sentralt landemerke.

LA3b - Ytre Kystslette

De ytre kystsletta omfatter øyer, holmer og skjær og eksponerte fastlandsområder på ytre kystslette. Underområdet er eksponert mot bølger og vind fra åpent hav. Områdene har lav til middels arealbruksintensitet, fra områder helt uten bebyggelse og infrastruktur til mindre grender, fiskevær, samlinger av fritidsbebyggelse og næringsvirksomhet. Omfanget av bebyggelse, infrastruktur og menneskelig arealbruk varierer oftest med eksponering mot vind og bølger fra åpent hav. Kystlandskap preget av lave, nakne berg, lynghei og typisk kystflora.



Figur 5-38: Titran er et gammelt fiskevær med lange tradisjoner innen fiske. Sletringen fyr, som er Norges høyeste, ligger på et skjær utenfor Titran. Det markante landemerket kan sees til venstre i bildet.



Figur 5-39: Næringsområde ved Hammarvika med åpen utsikt mot Frøyfjorden i bakgrunnen.

Tabell 5-13: Beskrivelse av landskapskarakter i delområde LA3.

Forhold ved landskapet	Beskrivelse	Påvirkning på landskapskarakteren
Geologi, landformer og vannforekomster	Landskapet er hovedsakelig et småkupert kystlandskap med mye synlig berg i dagen. Strandflata omfatter mange små og store øyer, holmer og skjær. Formene er myke, stedvis sammenhengende, stedvis oppstykka. Myr og småvann er vanlig forekommende på flate områder mellom berg og åser. I LA3a er øyer og mellomliggende sund viktige landskapselement, der bakenforliggende ås- og fjellkammer er et viktig bakteppe. LA3b ligger mer eksponert til ut mot det åpne havet.	LA3a-stor LA3b-stor
Romlige forhold og skala	I det åpne, flate landskapet blir både mellomliggende former og vegetasjon viktige romavgrensende element, som bryter siktlinjene langs bakkeplan, Siktlinjene blir korte der skogen dominerer, men forlenges ved jorder, våtmark og ikke minst langsmed kysten. Der bebyggelsen blir tettere vil denne påvirke romlighet og siktlinjer lokalt. I LA3a blir siktlinjene spesielt lange langs Frøyfjorden, gjennom Dolmøysundet og ut mot Frohavet. I LA3b åpnes rom og utsikt opp mot det uendelige havet.	LA3a-stor LA3b-stor
Distinkte naturelementer	Sjøen med holmer og skjær er distinkte naturelement I LA3a, mens havet blir det mest distinkte elementet i LA3b.	LA3a-stor LA3b-stor
Natursammenhenger	Vannet er definerende for området og er på overordna nivå en viktig natursammenheng. Myr og lav vegetasjon har etablert seg mellom berg og på flater. Dette binder sammen vannmiljøet og fører vannet videre ut til fjord og hav.	LA3-middels
Vegetasjonsdekke og vegetasjonsbruk	LA3a oppfattes som en mosaikk av vegetasjonskledde forsenkninger og lesider med bare rabber i ytre strøk, mens skogparti er oftere forekommende lengre inne i kystsona. Innimellom ligger beitemark og dyrket mark, som brytes opp av vegetasjonsbelter langs vannårer og teiger, mer rettlinja langs sistnevnte. Øyer med vegetasjon følger tun og bebyggelse. LA3b preges i større grad av vegetasjonsløse rabber og høyere vegetasjon er sjeldnere forekommende i det værharde miljøet.	LA3a-middels LA3b-middels
Aktive naturprosesser	Kystlynghei er en truet naturtype som endres når beite og brenning opphører. Dette fører til gjengroing og endret artsmangfold langs kysten.	LA3-middels
Jord- og skogbruk, tamreindrift, fiske og annen utmarksbruk	Landskapet har skogs- og jordbruksaktivitet. Aktivt gårdsbruk med både beitemark og dyrkamark har bidratt og bidrar fremdeles til kulturlandskapets særpreg.	LA3-middels
Arealbruk	Delområdet er i hovedsak naturpreget, med spredt bebyggelse, hovedsakelig tilknyttet gårdsdrift, men også en del frittliggende boliger, og fritidsboliger. Det er en godt utbygget infrastruktur, med veger og kraftledninger som vanligst forekommende. Fiske er en betydelig næring på Frøya, noe som er tydelig ved de mange bryggene og naustene.	LA3a-middels LA3b-middels
Bebyggelsespreg	Bebyggelse består hovedsakelig av tradisjonell småhusbebyggelse med saltak og trekledning. Eksempelvis fremstår Titran i underområde LA3b, som et av flere autentiske og særprega fiskevær. Hestvika er et eksempel på et område med mer intensiv bebyggelse og næringsvirksomhet i underområde LA3a. Her bærer området preg av byggeskikk gjennom ulike epoker. Mindre kraftledninger følger delområdet. Større industriområder skiller seg ut fra småhusbebyggelsen.	LA3a-middels LA3b-stor
Historie og stedsidentitet	Området har en lang tradisjon med fiske, og det er flere naust og brygger ved vannkanten. Det er også svært mye kystlynghei innenfor delområdet, og gårder ligger spredt i regionen.	LA3a-middels LA3b-stor
Landskapskarakter Variert landskap med skjærgårdsidyll, stedvis konsentrert bebyggelse, småskala jordbruk og innslag av industri. Vegetasjon og landformer er tydelig preget av vær og vind. Særlig de mange og ulike kulturmiljøene bidrar til regionen sjel og særpreg. Ut mot havgapet har landskapet et røft særpreg, formet av ver og vind.		

Verdi for delområde LA3

Verdien av underområde LA3a er vurdert å være stor.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			▲	

Begrunnelse: LA3a har et variert landskapsbilde med en rekke idyller. Det særpregede landskapet har få negative brudd og kontraster. Landskapet preges av bevisst formgivning, farge- og materialbruk, lesbare sammenhenger og godt totalinntrykk.

Verdien av underområde LA3b er vurdert å være svært stor.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
				▲

Begrunnelse: LA3b skiller seg fra LA3a med et mer unikt og intakt særpreg. Landskapet preges av bevisst og gjennomført formgivning, farge- og materialbruk, god lesbarhet, logiske sammenhenger, og har et unikt visuelt totalinntrykk.

Tabell 5-14: Verdivurdering per kriterie for LA3, Kystslette

Verdikriterier	**Verdi LA3a**	**Verdi LA3b**
Inngrepsgrad	Middels	Middels
Naturvariasjon	Stor	Stor
Distinkte element	Stor	Stor
Mangfold	Stor	Stor
Særpreg	Stor	Svært stor
Sammenhenger	Middels	Middels
Tilhørighet/identitet	Middels	Middels
Visuell karakter	Stor	Svært stor
Total	**Stor**	**Svært Stor**

Påvirkning for delområde LA3

De bebygde miljøene ligger som små idyller langs kysten, der den mer nære bygningsmassen og vann som blikkfang vil kreve oppmerksomhet.

I LA3a ligger både veganlegg og bebyggelse gjerne i forsenkninger, skjermet fra eksponering, som gjerne opptrer i mindre gløtt. Her vil også flere master til belysning eller kraftoverføring bryte horisontlinjen og ytterligere redusere den visuelle virkningen av turbiner på lengre avstand der dette opptrer.

I LA3b er utsynet i regelen godt, med få obstruksjoner.

I forhold til teoretisk påvirkning vist i Tabell 5-4, er påvirkningen justert ned et nivå for situasjon både i lys og mørke for delområde LA3a, som kompensering for mer begrensa synlighet innenfor delområdet, og et noe mer variert landskapsbilde, der turbinene blir mindre fremtredende.

Tabell 5-15: Oversikt over påvirkning innen ulike underområder og soner for delområda LA3, Kystslettelandskapet

Enhet	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet		
	Dagslys	**Nattemørket**	**Samla**
LA3a-S3	Ubetydelig endring	Forringa	Noe forringa
LA3a-S4	Ubetydelig endring	Noe forringa	Noe forringa
LA3a-S5	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring
LA3b-S5	Noe forringa	Noe forringa	Noe forringa
LA3a-S6	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring
LA3b-S6	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring

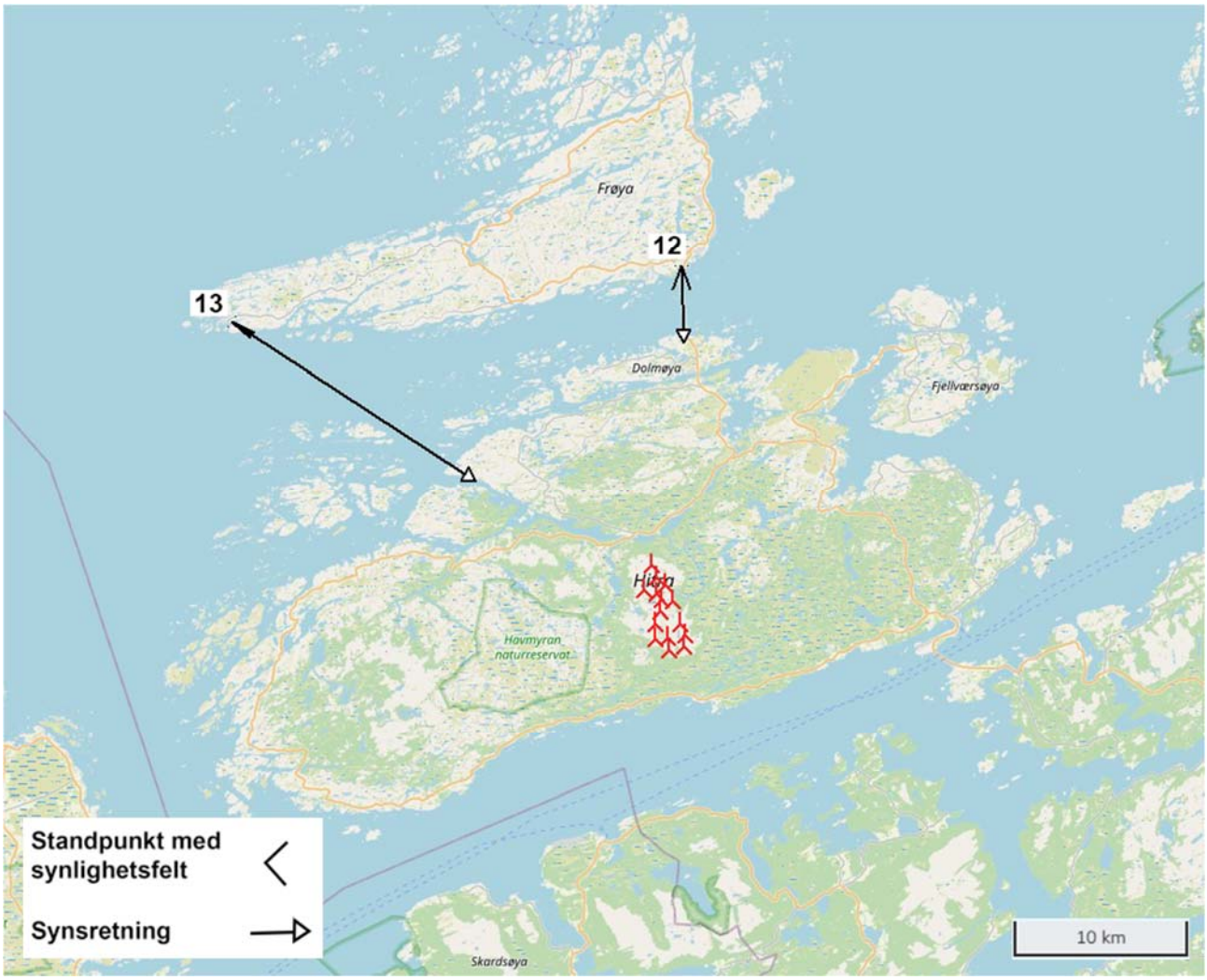
Konsekvens for delområde LA3

Konsekvensgrad for delområdet kommer frem ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning, som vist i Tabell 5-16.

Tabell 5-16: Oversikt over konsekvens innen ulike underområder og soner for delområda LA4, Fjordlandskapet

Enhet	Verdi	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet	
		Påvirkning	**Konsekvens**
LA3a-S3	Stor	Noe forringa	Noe
LA3a-S4	Stor	Noe forringa	Noe
LA3a-S5	Stor	Ubetydelig	Ubetydelig
LA3b-S5	Svært stor	Noe forringa	Noe
LA3a-S6	Stor	Noe forringa	Noe
LA3b-S6	Svært stor	Ubetydelig endring	Ubetydelig

Oversiktskart visualiseringer LA3



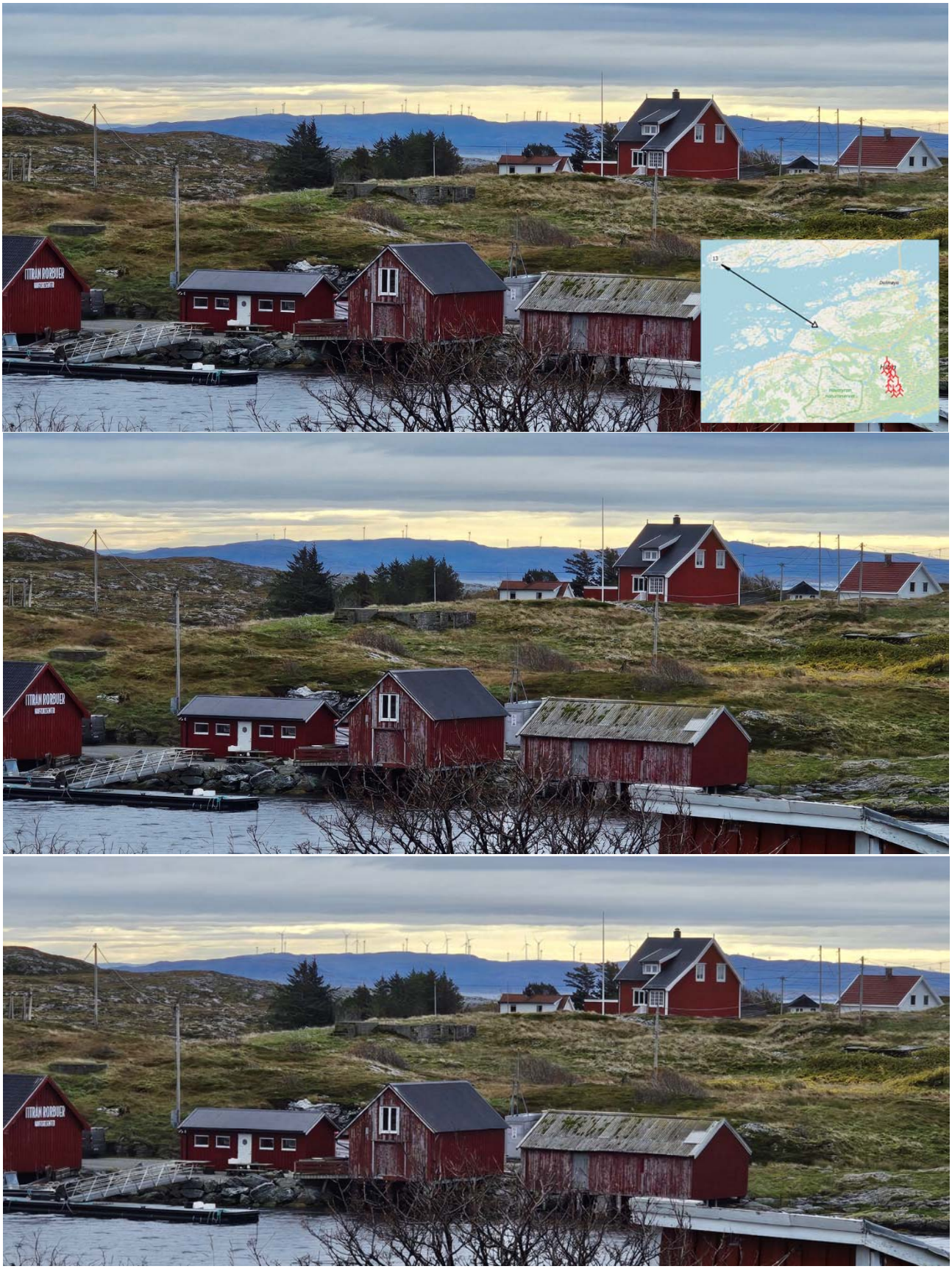
Figur 5-40: Standpunkter for visualiseringer i delområde LA3. (12) Hammarvika, (13) Stabben

Visualisering LA3a – Indre Kystslette



Figur 5-41: Hitra Vindkraftverk sett fra boligbebyggelse på Hammarvika (standpunkt 12 fra Figur 5-40, avstand 17 km*). Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.*

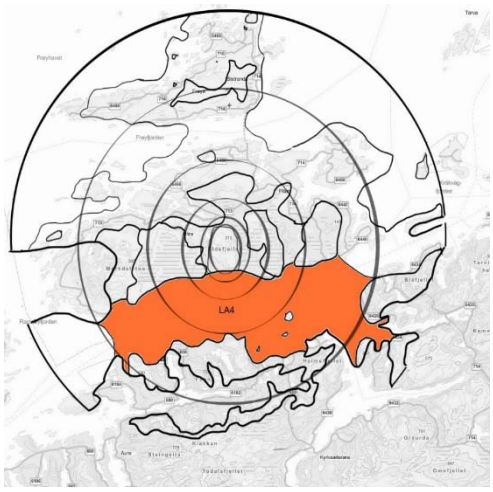
Visualisering LA3b – Ytre Kystslette



Figur 5-42: Hitra Vindkraftverk sett fra Titran, med bebyggelsen på Stabben i forgrunnen (standpunkt 13 fra Figur 5-40, avstand 26 km). Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

5.3.4 Delområde LA4 - Fjordlandskapet

Avgrensning LA4



Delområdet utgjør fjordlandskapet langs Trondheimsleia. Ytre deler av de mange mindre sidefjorder inngår i delområdet.

Figur 5-43: Verdikart over delområde LA4.

Beskrivelse LA4

Trondheimsleia utgjør sundet mellom Smøla og Hitra i vest og fastlandet (Aure, Heim og Orkland) i øst. Leia har skjærgård, øyer og sund. Kysten er preget av lave, avrundede berg, lynghei og små jordbruksarealer i lune viker. Vegetasjonsbildet er typisk kystvegetasjon med lyng, gras og spredte trær i beskyttede områder. Små bygder og fiskevær som Sandstad og Tjeldbergodden setter sitt preg på området. Likeledes den sterke maritime kulturen, med ferjesamband og Hurtigruten som trafikkerer leia.



Figur 5-44:Bilde viser oppdrettsanlegg sett fra Snillfjordveien, øst for Sundan, med Hitra vindkraftverk i bakgrunnen.



Figur 5-45: Bildet viser deler av industrianleggene på Jøsnøy, med Sandstad i bakgrunnen.



Figur 5-46: Bilde fra Sundan boligfelt, der vindkraftverket på Hitra kan skimtes i bakgrunnen.



Figur 5-47: Bilde fra boligbebyggelse ved Vikanveien ved Gjengstøa.

Tabell 5-17: Beskrivelse av landskapskarakter i delområde LA4

Forhold ved landskapet	Beskrivelse	Påvirkning på landskaps-karakteren
Geologi, landformer og vannforekomster	Delområdet utgjør landskapet langs Trondheimsleia, der fjordsida går over i et mindre markant fjell og slettelandskap i nord, mens det stiger brattere på sørsida. Mindre fjordarmer på sørsida av leia inngår i delområdet. Trondheimsleia er det sentrale elementet i landskapet.	Stor
Romlige forhold og skala	Landskapsrommet oppleves som langt og relativt bredt, mer utflytende mot nord enn mot sør, der de skogkledde åssidene er tydeligere vegger i landskapet.	Middels
Distinkte naturelementer	Fjorden er et nokså distinkt naturelement.	Middels
Natursammenhenger	Fjordløpet knytter landskapet sammen. De vegetasjonskledde fjordsidene har få brudd. Disse inneholder også dyrket mark og spredt bebyggelse.	Middels
Vegetasjonsdekke og vegetasjonsbruk	Blandingsskog kler de brattere åssidene, langs fjordløpet. Flatere, åpnere parti har større innslag av dyrkamark og beitemark, med randsoner langs jorder, våtmark og mot bebyggelse.	Middels
Aktive naturprosesser	Med unntak for gjengroing av kulturlandskapet har aktive naturprosesser liten betydning for landskapet.	Liten
Jord- og skogbruk, tamreindrift, fiske og annen utmarksbruk	Landskapet har skogs- og jordbruksaktivitet. Aktivt gårdsbruk med både beitemark og dyrkamark har bidratt og bidrar fremdeles til kulturlandskapets særpreg.	Middels
Arealbruk	Spredt bebyggelse innenfor delområdet, både tilknyttet gårdsdrift, frittliggende boliger, småbruk og fritidsboliger, men også større industriområder, som Tjeldbergodden og Jøsnøy. Infrastruktur i form av offentlige veger, skogsbilveger og kraftledningsgater.	Middels
Bebyggelsespreg	Bebyggelsespreget er svært variert, både i forhold til lokalisering og i uttrykk. Spredt småhusbebyggelse og hyttebebyggelse, enkelte små tettsteder og fiskevær samt flere større industrianlegg.	Stor
Historie og stedsidentitet	Det er registrert en rekke kulturminner i området, som blant annet bosetningsplasser, gravfelt og spor etter handel. Dette tyder på at området har hatt stor betydning for mennesker i svært lang tid.	Middels
Landskapskarakter: Fjorden er det viktigste elementet i det langstrakte landskapsrommet. Kulturlandskapet langs fjorden er viktig for landskapsopplevelsen, fordi det skaper iøynefallende kontraster mellom naturlandskap, innmark og tun og gir dermed en mer variert opplevelse.		

Verdi for delområde LA4

Verdien av underområde LA4 er vurdert å være stor.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi

▲

Tabell 5-18: Verdivurdering per kriterie for LA4, Fjordlandskapet

Verdikriterier	Verdi LA3
Inngrepsgrad	Middels
Naturvariasjon	Stor
Distinkte element	Stor
Mangfold	Stor
Særpreg	Stor
Sammenhenger	Middels
Tilhørighet/identitet	Middels
Visuell karakter	Stor
Total	**Stor**

Begrunnelse: LA4 har et sammensatt landskapsbilde der det store fjordrommet med grønne dalsider varieres av mindre landskapsformer, kulturlandskap og ulike typer bebyggelse. Noen områder med industripreg reduserer landskapskvaliteten noe, men det særpregede landskapet har i det store og hele få negative brudd og kontraster og fremstår med lesbare sammenhenger og et godt totalinntrykk.

Påvirkning for delområde LA4

Fra fjorden og langs randsone, der veganlegg og bebyggelse er plassert i lavereliggende deler av terrenget og i nedre del av åssidene, vil man som oftest ha godt utsyn utover fjorden. Fra sørsiden vil Hitra vindkraftverk ofte være synlig i bakgrunnen. Samtidig er landskapsbildet sammensatt. Mellomliggende holmer og skjær og en rekke aktiviteter ved og i fjorden, tar oppmerksomheten bort fra elementer i bakgrunnen.

I forhold til teoretisk påvirkning vist i Tabell 5-4, vil påvirkningen bli justert ned et nivå for situasjon både i lys og mørke for delområde LA4, som kompensering for et variert landskapsbilde og konkurrerende visuelle element i betrakterens nærområde.

Tabell 5-19: Oversikt over påvirkning innen ulike underområder og soner for delområda LA4, Fjordlandskapet

Enhet	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet		
	Dagslys	**Nattemørket**	**Samla**
LA4-S3	Ubetydelig endring	Forringa	Noe forringa
LA4-S4	Ubetydelig endring	Noe forringa	Noe forringa
LA4-S5	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring
LA4-S6	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring

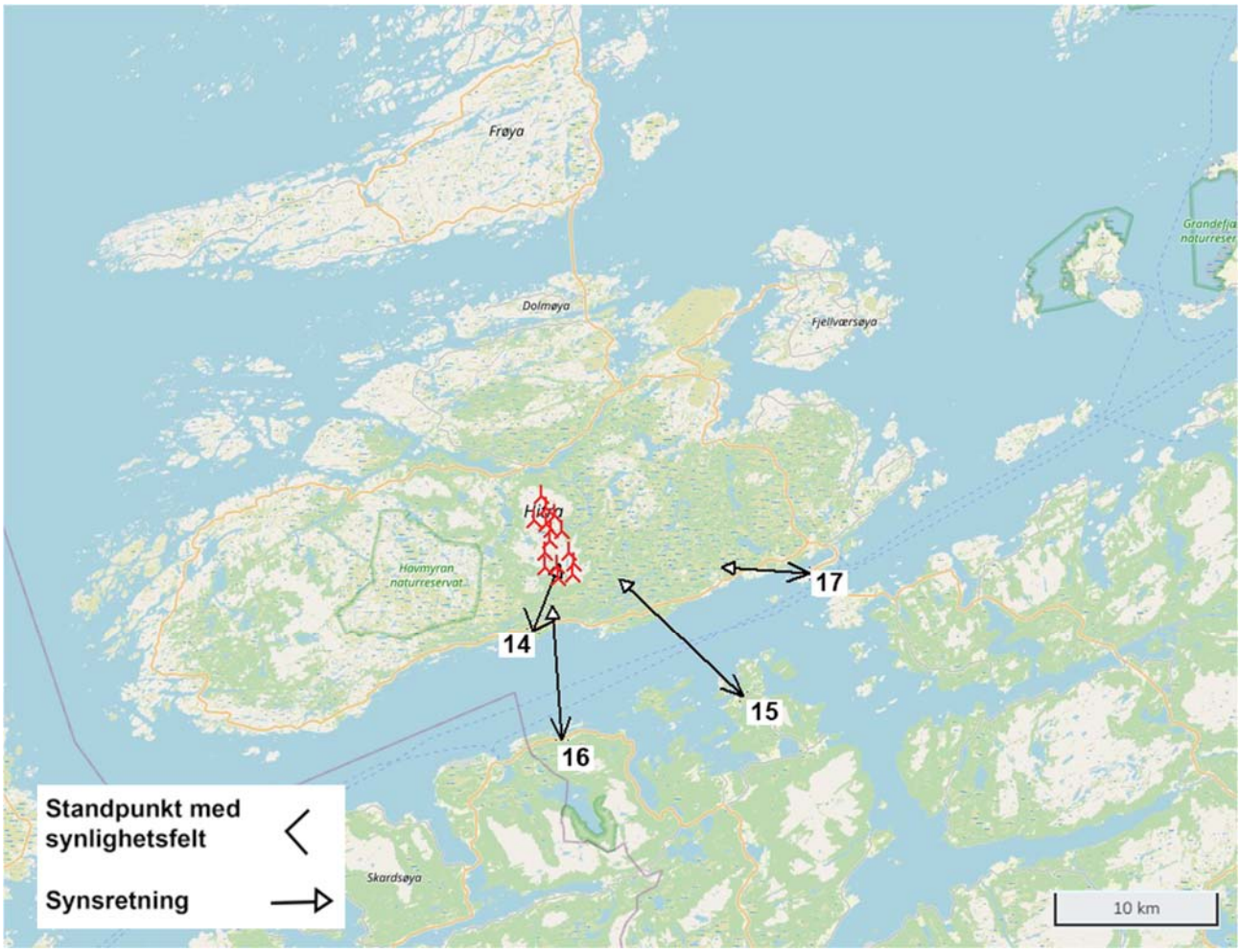
Konsekvens for delområde LA4

Konsekvensgrad for delområdet kommer frem ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning, som vist i Tabell 5-20.

Tabell 5-20: Oversikt over konsekvens innen ulike underområder og soner for delområda LA4, Fjordlandskapet

Enhet	Verdi	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet	
		Påvirkning	**Konsekvens**
LA4-S3	Stor	Noe forringa	Noe
LA4-S4	Stor	Noe forringa	Noe
LA4-S5	Stor	Ubetydelig	Ubetydelig
LA4-S6	Stor	Ubetydelig	Ubetydelig

Oversiktskart visualiseringer LA4



Figur 5-48: Standpunkter for visualiseringer i delområde LA4. (14) Vågen, (15) Gjengstøa, (16) Taftøysundet, (17) Jøsnøy.

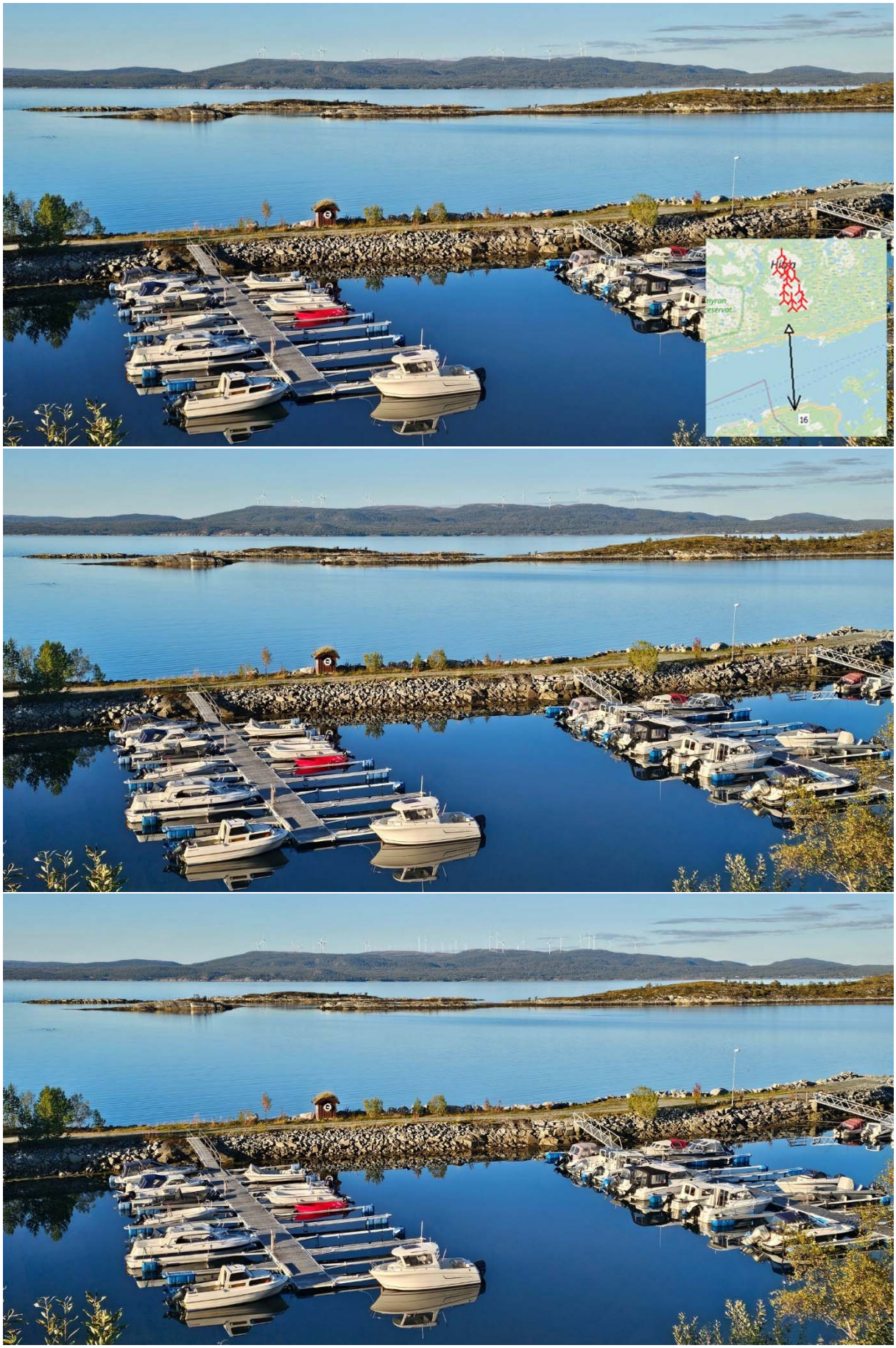
Visualisering LA4 – Fjordlandskapet



Figur 5-49: Hitra Vindkraftverk sett fra Vågen Camping (standpunkt 14 fra Figur 5-48, avstand 3 km). Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst. Fra dette standpunktet vil øvre del av to nye turbiner bli synlig over åskammen. Det er vanskelig å skille de visuelle virkningene fra Nye Hitra 1 fra 0-alternativet.



Figur 5-50: Hitra Vindkraftverk sett fra Gjengstøa (standpunkt 15 fra Figur 5-48, avstand 12 km), med den sentrale bebyggelsen på Gjengstøa i forgrunnen. Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.



Figur 5-51: Hitra Vindkraftverk sett fra Taftøysund (standpunkt 16 fra Figur 5-48, avstand 9 km). Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.



Figur 5-52: Et utsnitt av bildene i Figur 5-51 viser turbinene i ca. størrelsesorden som man vil oppleve det på stedet, men da er også situasjonen tatt litt ut av sin sammenheng. Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

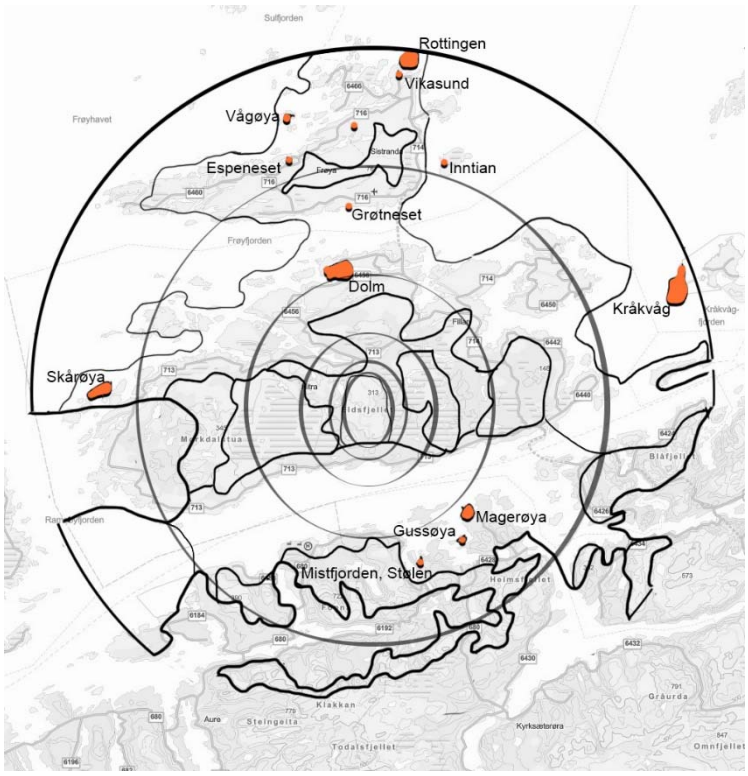


Figur 5-53: Hitra Vindkraftverk sett fra Jøsnøy (standpunkt 17 fra Figur 5-48, avstand 13 km), med anlegget til Mowi i forgrunnen. Eksisterende situasjon øverst, 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort, i midten, og Nye Hitra 1 vindkraftverk nederst.

5.3.5 Delområde LA5 - Verdifulle Kulturlandskap

Avgrensing

Områdene med verdifulle kulturlandskap tas ut som egne delområder da disse automatisk får stor verdi, se Figur 5-54 for lokalisering. Følgende 12 områder inngår innenfor det influerte området:



Sone 5:

- Grøtneset
- Dolm
- Mistfjorden, Stølen
- Magerøya
- Gussøya

Sone 6:

- Rottingen
- Vikasund
- Vågøya
- Espeneset
- Inntian
- Kråkvåg
- Skårøya

Figur 5-54: Verdikart for verdifulle kulturmiljø innen teoretisk influensområde.

Beskrivelse LA5

For beskrivelse av de verdifulle kulturlandskapene, se kapittel 4.8.



Figur 5-55: Kulturmiljøet på Magerøya, der bebyggelsen ligger skjermet til på innsiden av øya, skjermet for eksponering fra Hitra vindkraftverk som kan sees langs horisonten til høyre i bildet.

Verdi for delområde LA5

Verdien av delområdet vurderes til å være stor.

Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
			▲	

Begrunnelse: I henhold til metodikken har områder i kategorien Verdifulle kulturlandskap alltid stor verdi.

Påvirkning for delområde LA5

I forhold til teoretisk påvirkning vist i Tabell 5-4, er påvirkningen justert ned et nivå både i lys og mørke for delområde for Magerøya og Gussøya. Her ligger byggelsen på innsida av øyene, skjerma for eksponering mot Hitra vindkraftverk.

Tabell 5-21: Oversikt over påvirkning innen ulike underområder og soner for delområda LA5, Verdifulle kulturlandskap

Enhet	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet		
	Dagslys	**Nattemørket**	**Samla**
LA5-S5 Magerøya Gussøya	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring
LA5-S5	Noe forringa	Noe forringa	Noe forringa
LA5-S6	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring

Konsekvens for delområde LA5

Konsekvensgrad for delområdet kommer frem ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning, som vist i Tabell 5-22.

Tabell 5-22: Oversikt over konsekvens innen ulike underområder og soner for delområda LA5, Verdifulle kulturlandskap

Enhet	Verdi	Nye Hitra 1 vs. 0-alternativet	
		Påvirkning	**Konsekvens**
LA5-S5 Magerøya Gussøya	Stor	Ubetydelig	Ubetydelig
LA5-S5	Stor	Noe forringa	Noe
LA5-S6	Stor	Ubetydelig	Ubetydelig

5.4 Midlertidige virkninger

Tema landskap omhandler de permanente virkningene for landskapet i driftsfasen for tiltaket. De midlertidige inngrepene i anleggsperioden vektlegges derfor ikke i denne utredningen.

I perioder vil utbyggingen gi inngrep som vil framstå som store sår i landskapet og som vil ha betydelig nærvirkning for berørte områder. Omfanget av virkninger vil imidlertid variere gjennom byggeperioden.

5.5 Lys- og solblink

Beskrivelse og vurdering av hvordan eventuelle lys- og solblink kan påvirke tredjepart er gjort under konsekvensutredning folkehelse, rapport Nye Hitra 1 vindkraftverk – KU folkehelse.

6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer

6.1 Sammenstilling av konsekvenser

Sammenstilling av konsekvenser for ulike alternativer er vist i tabell 6-1. Øvrige fagutredninger har vurdert forskjellen mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 ved først å vurdere Alt. NÅ, som er definert som dagens situasjon vurdert mot 0-alternativet. Videre er konsekvens for dagens Hitra 1 trukket fra konsekvensen for Nye Hitra 1. I denne rapporten er dette forenklet, ettersom alle situasjonene er illustrert og den visuelle forskjellen mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 følgelig kan vurderes direkte. I Tabell 6-1 er overskriften i kolonnen for denne vurderingen holdt lik den i øvrige utredninger.

Tabell 6-1: Konsekvens og samlet vurdering for Nye Hitra 1 vindkraftverk vurdert opp mot 0-alternativet og dagens situasjon (Alt.1 minus Alt.NÅ).

Underområde	**Synlighetssone**	**Alt. 0** Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt.1** Nye Hitra bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt.1 minus Alt.NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1.
LA1 a	Sone 1	0	1-	1-
LA1 b	Sone 2	0	1-	1-
	Sone 3	0	2-	2-
	Sone 4	0	1-	1-
LA1c	Sone 5	0	1-	1-
	Sone 6	0	0	0
LA2a	Sone 3	0	2-	2-
	Sone 4	0	2-	-2
	Sone5	0	1-	1-
LA2b	Sone 4	0	1-	1-
	Sone 6	0	0	0
LA3a	Sone 3	0	1-	1-
	Sone 4	0	1-	1-
	Sone 5	0	0	0
	Sone 6	0	0	0
LA3b	Sone 5	0	1-	1-
	Sone 6	0	0	0
LA4	Sone 3	0	1-	1-
	Sone 4	0	1-	1-
	Sone 5	0	0	0
	Sone 6	0	0	0
LA5*	Sone 5	0	0	0
LA5**	Sone 5	0	1-	1-
LA5***	Sone 6	0	0	0
	Samlet vurdering	**Ingen konsekvens**	**Noe negativ**	**Noe negativ**

Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Begrunnelse for samlet konsekvensgrad		Overvekt av konsekvensgrad noe og ubetydelig Ingen delområder er gitt konsekvensgrad alvorlig eller svært alvorlig	Overvekt av konsekvensgrad noe og ubetydelig Ingen delområder er gitt konsekvensgrad alvorlig eller svært alvorlig
Rangering	Rangering	1	2	Ikke reelt alternativ
Begrunnelser for rangering	Begrunnelser for rangering		Negativ påvirkning på landskapet øker i noen grad	

Magerøya og Gussøya, **Grøtneset, Dolm og Mistfjorden,*Rottingen,Vikasund, Vågøya,Espeneset, Inntian, Kråkvåg og Skårøya*

6.1.1 Nasjonale miljømål

Det er jf. Miljøstatus.no fastsatt 24 mål for miljøet av Klima- og miljødepartementet, fordelt på 6 ulike områder. Disse 6 områdene er:

- Naturmangfold
- Kulturminner og kulturmiljø
- Friluftsliv
- Forurensning
- Klima
- Polarområdene

Det er ikke utnevnt noen egne miljømål for landskap, men landskap inngår likevel som del av flere av miljømålene. Følgende er vurdert å være de viktigste miljømålene tilknyttet tema landskap:

- Miljømål 1.3 (Naturmangfold) Et representativt utvalg av norsk natur skal tas vare på for kommende generasjoner
- Miljømål 2.2 (Kulturminner og kulturmiljø) Kulturmiljø skal bidra til bærekraftig utvikling gjennom helhetlig samfunnsplanlegging
- Miljømål 2.3 (Kulturminner og kulturmiljø) Et mangfold av kulturmiljø skal tas vare på som grunnlag for kunnskap, opplevelse og bruk.
- Miljømål 3.1 (Friluftsliv) Friluftslivets posisjon skal tas vare på og utvikles videre gjennom ivaretakelse av allemannsretten, bevaring og tilrettelegging av viktige friluftslivsområder, og stimulering til økt friluftslivsaktivitet for alle.

For mer info om miljømålene tilknyttet naturmangfold, kulturminner og kulturmiljø og friluftsliv, se fagrapportene for disse temaene.

6.1.2 Miljøverdier av nasjonal eller vesentlig regional verdi

Rundskrivet Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis, T-2/16, gir en tematisk gjennomgang av de særlig viktige nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet som skal legges til grunn ved vurdering av planforslag og tiltak og innsigelser mot disse. Rundskrivet er ikke en uttømmende gjennomgang av alle forhold som kan gi grunnlag for innsigelse på miljøområdet.

Jf. rundskrivets kapittel 3.9 skal innsigelse vurderes når planforslaget er i konflikt med følgende:

- Verdensarvområder (Bergstaden Røros, Vegaøyan, Vestnorsk fjordlandskap – Geirangerfjorden, Nærøyfjorden og Industriarven Rjukan-Notodden).
- Kulturhistoriske landskap av nasjonal interesse (KULA), jf. kartlag i Askeladden. Nasjonale kulturhistoriske bymiljøer, jf. NB!-registeret.
- Helhetlige kulturlandskap av nasjonal eller vesentlig regional interesse, herunder utvalgte kulturlandskap i jordbruket, jf. Naturbase.
- Landskap kartlagt etter NiN av nasjonal eller vesentlig regional verdi, der slik verdsetting foreligger.
- Landskap der de samlede kulturhistoriske verdiene og naturmangfoldverdiene vurderes å utgjøre en miljøverdi av nasjonal eller vesentlig regional interesse.

Tabell 6-2: Mulige konfliktpunkter med T2/16 for tema landskap

Interesse	Konflikt med planforslaget, mulig grunnlag for innsigelse
Kulturhistoriske verdier og naturmangfoldverdier knyttet til landskap - Innsigelse skal vurderes når planforslaget vil komme i konflikt med:	
Verdensarvområder (Bergstaden Røros, Vegaøyan, Vestnorsk fjordlandskap – Geirangerfjorden, Nærøyfjorden og Industriarven Rjukan-Notodden).	Nei
Kulturhistoriske landskap av nasjonal interesse (KULA), jf. kartlag i Askeladden. Nasjonale kulturhistoriske bymiljøer, jf. NB!-registeret.	Nei
Helhetlige kulturlandskap av nasjonal eller vesentlig regional interesse, herunder utvalgte kulturlandskap i jordbruket, jf. Naturbase.	Følgende kulturlandskap er vurdert som regionalt verneverdige fordi de har et helhetlig preg av kystkultur og seterdrift, kulturhistoriske spor i form av gårdstun, steingjerder og gravrøyser samt biologiske verdier, typisk naturbeitemark og kystlynghei; Dolm, Kråkvåg, Vågøya, Magerøya og Mistfjorden/Støylen.
Landskap kartlagt etter NiN av nasjonal eller vesentlig regional verdi, der slik verdsetting foreligger.	Det foreligger ikke verdisetting etter NiN landskap, kun fastsetting av landskapstype.
Landskap der de samlede kulturhistoriske verdiene og naturmangfoldverdiene vurderes å utgjøre en miljøverdi av nasjonal eller vesentlig regional interesse.	Følgende kulturlandskap har vesentlig regional interesse fordi de kombinerer kulturhistoriske verdier, som gamle gårdstun, steingjerder, gravrøyser og kirkesteder med naturmangfoldverdier, som naturbeitemark, kystlynghei og artsrike slåtteenger; Dolm, Kråkvåg, Vågøya, Magerøya og Mistfjorden/Støylen.

6.2 Ytterligere avbøtende tiltak

Det viktigste avbøtende tiltaket vil for landskap være behovsstyring av hinderlys, noe som vil medføre en endring av betydning for tiltakets påvirkning og konsekvens.

En utelatelse av den nordre turbinen vil redusere påvirkningen på landskapsrommet ved straumsfjorden betydelig.

For øvrig vil det viktigste avbøtende tiltaket for tema landskap er å ikke ha større behov for avbøtende tiltak; altså å følge tiltakshierarkiets høyeste prioriteter «unngå skadevirkninger» og «begrense skadevirkninger». Det vil for tema landskap si at landskapsarkitekt må være med i hele prosessen ved planleggingen av vindkraftverket. Ved Nye Hitra 1 vil det bety delaktighet ved plassering av turbiner og prosjektering av nye internveier og turbinoppstillingsplasser og utvidelse av massetak. Som nevnt i kapittel 3.4 har det vært fokus på dette i planleggingen.

Selv om det er stort fokus på tiltakshierarkiet i planleggingen av vindkraftverk vil det likevel som oftest være behov for noen generelle avbøtende tiltak for utbygging av vindkraftverk:

- Plassering av turbiner, massetak, turbinoppstillingsplasser og veier i landskapet må hele tiden vurderes videre i prosessen for å få til et best mulig resultat med minst mulig påvirkning på landskap og miljø, også på stedet under bygging.
- I anleggsfasen er det avgjørende å unngå terrengskade ved kjøring og transport. En detaljplan vil sikre at nødvendige miljø- og landskapshensyn i arbeidet blir ivaretatt, herunder blant annet sikring av vegetasjon i utbyggingsperioden og revegetering og istandsetting av berørte arealer i etterkant av utbyggingen.
- Eventuelle andre anlegg i tilknytning til vindkraftverket bør gjøres ut fra en vurdering av topografi, landskapskarakter og byggeskikk i området. Det bør etterstrebes lokal forankring i materialbruk og utforming av tilhørende anlegg.

En gjennomføring av de foreslåtte avbøtende tiltakene vil redusere den negative påvirkningen av tiltaket på landskapet, men dette vil ikke bli utslagsgivende for konsekvensgraden.

Behovsstyrte hinderlys

Et mulig avbøtende tiltak mot den visuelle forstyrrelsen hinderlys gir, er behovsstyrte hinderlys. Det vil si at lyset normalt er avskrudd, men skrur seg på når fly eller annet luftfartøy detekteres i nærheten av vindkraftverket. I sitt forslag om 'Endringer i forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder' har Luftfartstilsynet i 2025 foreslått noen justeringer i kravene til behovsstyrte lys. Slik kravene foreligger i dag (desember 2025) er det en høy risiko for at det ikke vil være teknisk-økonomisk gjennomførbart å installere en løsning for behovsstyrt hinderlys. Det er utbyggers forståelse at de forslåtte justeringene neppe er tilstrekkelige til å endre denne situasjonen.

Usikkerhet: Statkraft har i sin høringsuttalelse til Luftfartstilsynet skrevet at kravene til behovsstyrte lys som foreslås er for omfattende, rigide og kostbare, og må modifiseres. Kostnaden må forventes å bli så høy at det er betydelig risiko for at et ellers lønnsomt vindkraftprosjekt ikke kan gjennomføres eller får vesentlig forringet lønnsomhet om de skal installere behovsstyrte hinderlys basert på Luftfartstilsynets utkast til reviderte krav.

Basert på estimater og dagens flymønster anslås aktivering av lysene å være 1-5 ganger i uken, hyppigst om sommeren og sjeldnere om vinteren. Kommersiell trafikk vil fly over, så det er generell luftfart (GA-General Aviation) som vil utløse lysene (dvs. småfly, helikopter, redningstjeneste, politi og forsvar). Med behovsstyrt lysmerking vurderes den visuelle virkningen å være ubetydelig. Teoretisk påvirkning vil med det endres for sone 1- 4, med størst virkning i mørkret for sone 2 og 3.

6.3 Vurdering av samlet belastning

For synlighet av anlegget fra ulike avstander, vil samlet belastning først og fremst være knyttet til steder der en kan se flere vindkraftanlegg samtidig, og især fra de stedene der vindkraftanlegg kan sees i flere utsynsretninger.

Følgende vindkraftverk vil ha overlappende influenssoner med Nye Hitra 1 vindkraftverk (se Figur 6-1 for lokalisering):

Smøla vindpark

- Avstand: 44km
- Turbin turbinhøyde: ca. 150m
- Korrigert influensområde for høyde på turbin: R = 20km

Frøya vindpark

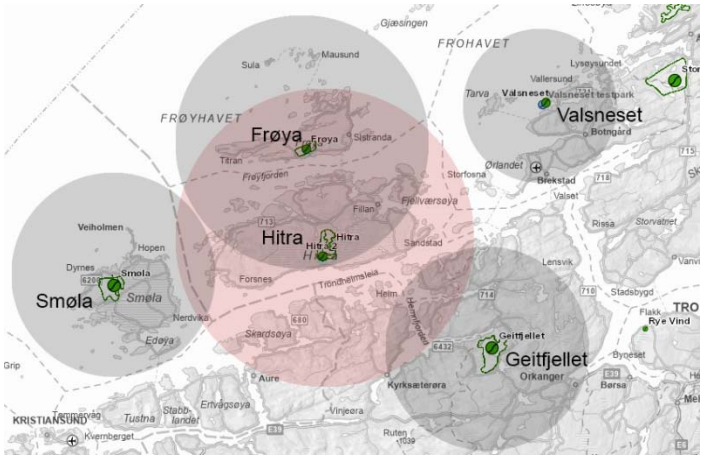
- Avstand: 20km
- Turbin totalhøyde: ca. 180 m
- Korrigert influensområde for høyde på turbin: R = 25km

Gjeitfjellet

- Avstand: 40km
- Turbin totalhøyde: ca. 150
- Korrigert influensområde for høyde på turbin: R = 20km

Valsneset vindpark

- Avstand: 53km
- Turbin totalhøyde: ca. 100m
- Korrigert influensområde for høyde på turbin: R = 15km



Figur 6-1: Influensområde for Nye Hitra 1 vindkraftverk vist sammen med influensområde for andre vindkraftverk i regionen. I praksis vil det være innvirkning fra Frøya vindkraftverk som vil bidra vesentlig til sumvirkninger innen influensområdet.

Med størrelse og avstand til turbiner i andre vindkraftverk i regionen vil det i praksis være Frøya vindkraftverk som vil influere i samme influensområde og slik bidra til sumvirkninger med Nye Hitra 1 vindkraftverk, se Figur 6-1.

Det vil være områdene mellom de to vindkraftverkene som i størst grad vil påvirkes av sumvirkningene. Det regionalt viktige kulturlandskapet på Dolm ligger sentralt plassert mellom de to vindkraftverkene. Ettersom begge områdene er preget av større vindturbiner gjennom 0-alternativet vil endringen i sumvirkninger på dagtid oppleves som liten. Frøya vindkraftverk har blinkende høyintensitets hinderlys. Med tilsvarende for Nye Hitra vindkraftverk vil sumvirkningene i nattemørket, samt ettermiddag, kveld og tidlig morgen vinterstid, endres betydelig.

For områdene nord for Frøya vindkraftverk og sør for Hitra vindkraftverk vil avstanden til vindkraftverket lengst unna bli så stor at vindturbinene først vil være synlige etter lengre, nøye kikking i dagslys.

6.4 Usikkerhet

6.4.1 Usikkerhet ved konsekvensutredningen

Ved vurdering av konsekvenser for landskap knytter det seg alltid en viss usikkerhet til hvor vidt landskapsverdiene i området er godt nok fanget opp og vurdert korrekt. Verdiene er fastsatt på bakgrunn av innhentet data, 3D-modell, flyfoto, befaring i deler av influensområdet og bilder av området.

Påvirkningen er i hovedsak vurdert basert på teoretiske synlighetsanalyser, 3D-modell samt bilder over området og topografisk kart, og vurderes som relativt sikre.

I denne vurderingen vurderes kunnskapsgrunnlaget for landskap som svært godt (klasse 1) med tanke på å kunne vurdere verdi, påvirkning og konsekvens av tiltaket, se kapittel 4 for grunngivelse.

6.4.2 Usikkerhet ved avbøtende tiltak

Ingen vesentlige usikkerheter er identifisert.

6.5 Andre forhold som beslutningstaker bør kjenne til

Ingen slike forhold er identifisert.

7 Referanser

IALA. (2017, 12 15). *R0202 Marine Signal Lights-Calculation, Definition and Notation of Luminous Range (E200-2):IALA*. Hentet fra IALA: file:///C:/Users/hbj/Downloads/R0202-Ed2.1-Marine-Signal-Lights-Calculation-Definition-and-Notation-of-Luminous-Range-E200-2-December-2017.pdf

ICAO. (2013, july). *Annex 14, Volume 1, Chapter 6, Visual aids for denoting obstacles*. Hentet fra flashtechnology: https://www.flashtechnology.com/wp-content/uploads/2017/09/ICAO-Annex-14-Chapter-6-2013.pdf

Klima- og miljødepartementet. (17.02.2021). *Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis*.

Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet. (2021). *Forskrift om konsekvensutredninger*. FOR-2017-06-21-854: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854?q=forskrift%20om%20konsekvensutredninger.

Luftfartstilsynet. (2024). *Veiledning til BSL E 2-1 Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder*. Hentet 2025 fra https://luftfartstilsynet.no/aktorer/luftfartshinder-veiledninger/veiledning-til-bsl-e-2-1/

Miljødirektoratet. (2023). *Konsekvensutredninger for klima og miljø. Veileder*. Internett: https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger.

Miljødirektoratet. (2025, 11 28). *Kulturlandskap - verdifulle: Kartkatalog*. Hentet fra Kartkatalog: https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/Dataset/Details/40

Miljødirektoratet. (2025, 11 28). *Natur i Norge (NiN) landskapstyper: Kartkatalog*. Hentet fra Kartkatalog: https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/MapService/Details/nin_landskapstyper

Multiconsult. (2023). *Utredning av opplevelsen av lys fra Odal vindkraftverk. Rapport nr. 10247965-01-RAP-RIM-01*. Multiconsult.

NN. (2019). *Clauchrie Windfarm. Environmental Impact Assessment ReportTechnical Appendix 6.2. Landscape and Visual Impact – Visual Assessment of Turbine Lighting*. Scottish Power Renewables.

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2007). *NVE - Publikasjoner - Visualisering av planlagte vindkraftverk*. Hentet 2024-2025 fra https://www.nve.no/media/2232/nve_veileder_5_2007.pdf

NVE - Identifisering av utredningsområder for havvind - Synlighet. (2023, April 25). (Noregs vassdrags- og energidirektorat) Hentet 2024-2025 fra https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-havvind/landskap-og-kultur/synlighet/

NVE. (2017, November 27). *NVE - Publikasjoner - Visuelle virkninger Vindkraft*. Hentet 2024-2025 fra https://www.nve.no/Media/7407/visuelle-virkninger-p%C3%A5-naboskap-002.pdf

Pohl, J. H. (2012). Acceptance and stress effects of aircraft obstruction markings of wind turbines. *Energy Policy Vol. 50*, 592-600.

Puschmann, O. (2025, 11 28). *Nasjonalt referansesystem for landskap: Nibio*. Hentet fra Nibio: https://www.nibio.no/tema/landskap/landskapskart/nasjonalt-referansesystem-for-landskap

Regjeringen.no. (2021). Hentet fra Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonale-og-vesentlige-regionale-interesser-pa-miljoomradet--klargjoring-av-miljoforvaltningens-innsigelsespraksis/id2504971/?q=T-2/16

Riksantikvaren. (u.d.). *Riksantikvarens vitenarkiv - Kulturhistoriske landskap av nasjonal interesse i Rogaland. Rapport*. Hentet 2025 fra https://ra.brage.unit.no/ra-xmlui/handle/11250/2832006

Rudolph, D. K.-E. (2017). Spoiled darkness? Sense of place and annoyance over obstruction lights from the worlds largest wind turbine test centre in Denmark. *Energy Research & Social Science Vol 25*, 80-90.

8 Vedlegg

Illustrasjoner følger som digitalt vedlegg.

Vedlegg 1

Visualiseringer


0. Ballsnes
1. VT5 mot sør
2. VT9/VT10 mot sørøst
3. VT14 mot sørvest
4. Fillan
5. Straum
6. Søraunet
8. Inner Leberget
9. Blåskogvatnet
10. Stuttvassdalen
12. Hammarvika
13. Stabben
Standpunkt i rapport som viser bare dagens situasjon:
7. Heimsfjellet
11. Stuttvassdalen mot Frøya vindkraftverk.
Frøya
Dolmøya
Havmyran naturreservat
Skardsøya
Standpunkt med synlighetsfelt
Synsretning
10 km
N

Ballsnes: Eksisterende situasjon

Ballsnes: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort

Ballsnes: Visualisering av Nye Hitra 1



Ballsnes: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser turbiner som er nye



VT5 mot sør: Eksisterende situasjon



VT5 mot sør: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort

VT5 mot sør: Visualisering av Nye Hitra 1



VT9/VT10 mot sørøst: VEksisterende situasjon

VT9/VT10 mot sørøst: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort

VT9/VT10 mot sørøst: Visualisering av Nye Hitra 1

VT14 mot sørvest: Eksisterende situasjon



VT14 mot sørvest: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort



VT14 mot sørvest: Visualisering av Nye Hitra 1



Fillan: Eksisterende situasjon



Fillan: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort



Fillan: Visualisering av Nye Hitra 1



Fillan: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Straum: Eksisterende situasjon





Straum: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort


Straum: Visualisering av Nye Hitra 1

Straum: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Søraunet: Eksisterende situasjon



Søraunet: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort



Søraunet: Visualisering av Nye Hitra 1



Søraunet: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Inner Leberget: Eksisterende situasjon

Inner Leberget: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort



Inner Leberget: Visualisering av Nye Hitra 1

Inner Leberget: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Blåskogvatnet: Eksisterende situasjon

Blåskogvatnet: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort

Blåskogvatnet: Visualisering av Nye Hitra 1

Blåskogvatnet: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner

Hammarvika: Eksisterende situasjon



Hammarvika: Visualisering 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort



Hammarvika: Visualisering av Nye Hitra 1

Hammarvika: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner

Stabben: Eksisterende situasjon

Stabben: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort

Stabben: Visualisering av Nye Hitra 1



Stabben: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Vågen Camping: Eksisterende situasjon



Vågen Camping: Visualisering av 0-alternativet, med Hitra 1 sanert bort



Vågen Camping: Visualisering av Nye Hitra 1



Vågen Camping: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Gjengstøa: Eksisterende situasjon

Gjengstøa: Visualisering av 0-alternativet, med Hitra 1 sanert bort

Gjengstøa: Visualisering av Nye Hitra 1



Gjengstøa: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner



Taftøysund: Eksisterende situasjon

Taftøysund: Visualisering av 0-situasjon, der Hitra 1 er sanert bort

Taftøysund: Visualisering av Nye Hitra 1

Taftøysund: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner

Jøsnøy: Eksisterende situasjon

Jøsnøy: Visualisering av 0-alternativet, der Hitra 1 er sanert bort



Jøsnøy: Visualisering av Nye Hitra 1



Jøsnøy: Visualisering av Nye Hitra 1, med piler som viser nye turbiner

Fagrapport:

Friluftsliv

Statkraft

Rapports

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Konsekvensutredning friluftsliv

DATO / REVISJON: 28. mai 2026 / 02

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-001



Multiconsult

Forside: Turbin 24, en del av dagens Hitra 1 vindkraftverk (foto Multiconsult).

Foto, illustrasjoner og figurer: Multiconsult om annet ikke er oppgitt.

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-001
EMNE	KU friluftsliv	TILGJENGELIGHET	Foreløpig
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Eveliina Kallioniemi
KOORDINATER	Sone: / Øst: / Nord:	ANSVARLIG ENHET	10234054 Naturrådgivning
GNR./BNR./SNR.	/ / / Hitra		

02	28.05.2026	Presisert omtale av aternative friluftsområder iht. utredningsprogram	EPK	HAVF	HAVF
01	03.03.2026	Konsekvensutredning for friluftsliv oppdatert etter innspill fra Statkraft	EPK	ØWJ	HAVF
00	16.12.2025	Konsekvensutredning for friluftsliv, første utkast til Statkraft	EPK	ØWJ	
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

0 Sammendrag 6
0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag 6
0.2 Alternativer som utredes 7
0.2.1 Alternativ 1 7
0.2.2 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 7
0.3 Konsekvensutredning 7
0.4 Midlertidige virkninger 8
0.5 Usikkerhet 8
0.6 Avbøtende tiltak og overvåkningsordninger 8
0.7 Andre forhold 9
1 Bakgrunn og utredningskrav 10
1.1 Bakgrunn for prosjektet 10
1.2 Prosjektmål 10
1.3 Planområdet 10
1.4 Saksbehandlingsprosess 11
1.5 Utredningskrav for fagtema friluftsliv 11
1.5.1 Hitra kommune 11
1.5.2 NVE 11
2 Metode 13
2.1 Definisjoner og avgrensning 13
2.1.1 Definisjon av friluftsliv 13
2.1.2 Avgrensning mot andre fagtema 13
2.2 Metodikk 14
2.2.1 Definere influensområde 14
2.2.2 Inndeling av delområder 14
2.2.3 Verdsetting av delområder 15
2.2.4 Vurdering av påvirkning for delområder 16
2.2.5 Vurdering av konsekvensgrad for delområder 17
2.2.6 Vurdering av konsekvens for alternativer 18
2.3 Besvarelse av planprogram 19
3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer 21
3.1 Føringer og planer for området 21
3.1.1 Kommuneplan 21
3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner 21
3.1.3 Pågående prosjekter 22
3.2 Miljøtilstanden og nullalternativet (alternativ 0) 22
3.2.1 Dagens miljøtilstand 22
3.2.2 Nullalternativet 23
3.3 Alternativer som utredes 24
3.3.1 Alternativ 1 24
3.3.2 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 26
3.3.3 Andre vurderte utbyggingsalternativer 26
3.3.4 Anleggsgjennomføring 26
3.4 Avbøtende tiltak i prosjektet 27
3.5 Influensområdet for fagtema friluftsliv 28
4 Kunnskapsgrunnlaget 30
4.1 Eksisterende kunnskap – oversikt 30
4.2 Befaring og kontakt 30
4.3 Kartlagte og statlig sikra friluftslivsområder 31
4.4 Turruter for sykkel og til fots 34
4.5 Støy og friluftsliv 36
4.6 Synlighet og landskap 37
4.7 Skyggekast og friluftsliv 37
4.8 Iskast og friluftsliv 37
5 Friluftsliv på Hitra 38
6 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder 39
6.1 Inndeling i delområder 39
6.2 Verdivurderte områder 41

6.2.1 Delområde 1 Margrethes Minde ... 41
6.2.2 Delområde 2 Blåskogstien og sportshytta ... 43
6.2.3 Delområde 3 Håvikfjellet til Sætervassdraget ... 44
6.2.4 Delområde 4 Eldsfjellet ... 46
6.2.5 Delområde 5 Havmyran naturreservat ... 48
6.2.6 Delområde 6 Barlifjellet til Flatan ... 50
6.2.7 Delområde 7 Markusøya og Håøya ... 51
6.2.8 Delområde 8 Balsnes til Olsvika ... 53
6.2.9 Delområde 9 Øvrig areal ... 54
6.3 Verdikart ... 57
6.4 Midlertidige virkninger ... 57
7 Trinn 2: Konsekvens av alternativer ... 58
7.1 Sammenstilling av konsekvenser ... 58
7.2 Ytterligere avbøtende tiltak ... 58
7.3 Virkninger som ikke følger av tiltaket (indirekte virkninger) ... 59
7.4 Vurdering av samlet belastning ... 59
7.5 Usikkerhet ... 60
7.5.1 Usikkerhet ved konsekvensutredningen ... 60
7.5.2 Usikkerhet ved avbøtende tiltak ... 60
8 Overvåkningsordninger ... 60
9 Referanser ... 61

0 Sammendrag

0.1 Utredningskrav og kunnskapsgrunnlag

Denne konsekvensutredningen omfatter fagtemaet friluftsliv og hvilke konsekvenser tiltaket medfører for friluftsliv rundt Hitra 1 vindkraftverk. Det fastsatte plan- og utredningsprogrammet fra Hitra kommune og NVE stiller følgende utredningskrav for temaet friluftsliv:

- Kartlagte og verdisatte friluftslivsområder i plan- og influensområdet skal beskrives og vises på kart.
- Dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftsliv, herunder jakt og fiske skal beskrives. Viktige turstier mm. skal vises på kart. Omtale kort alternative friluftsområder med tilsvarende aktivitetsmuligheter.
- Mulig virkninger for friluftslivsområder, og dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftslivsaktiviteter skal vurderes.
- Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen skal beskrives.
- Datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket skal beskrives. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.

Videre skal konsekvensutredningen av friluftsliv gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet M-1941 for klima og miljø, og etter Miljødirektoratets veileder M98-2013: Kartlegging og verdsetting av friluftslivsområder.

Det er videre krav om at vurdering av friluftsliv skal bygge på informasjon fra relevante temautredninger som har betydning for friluftsopplevelser eller -anlegg, herunder arealbruk, naturmangfold, landskap, kulturminner og kulturmiljø og støy. Konsekvens av iskastrisiko for turgåere gjennom planområdet skal også inkluderes. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap skal kontaktes.

Tabell 0-1. Fagkompetanse og feltmetodikk.

Navn	Fagkompetanse	Feltdager	Feltmetode
Eveliina Kallioniemi	PhD, Miljøvitenskap (University of East Anglia) Master, økologi (Universitet i Helsinki)	4	M-1941 & M98-2013
Ørjan Werner Jenssen	Cand.agric. (NLH/NMBU)	2	M-1941

0.2 Alternativer som utredes

Nullalternativet er det formelle sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for dagens Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2. I nullalternativet er vindturbinene i dagens Hitra 1 fjernet, og veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2 er tilbakeført. Atkomstvei, nettilknytning, transformatorstasjon og servicebygg, alt internveinett fram til samt kranplasser og selve de 26 vindturbinene i Hitra 2 inngår i nullalternativet.

0.2.1 Alternativ 1

Det utredes kun ett alternativ til Nye Hitra 1 vindkraftverk. Utredningsløsningen som ligger til grunn for konsekvensutredningen av alternativ 1 omfatter 15 vindturbiner med høyde på 220 m og rotor på 175 meter.

0.2.2 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform alternativ NÅ). Fagutredninger og sammenstilling for denne konsekvensutredningen inkluderer derfor også vurderinger av konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

0.3 Konsekvensutredning

Alternativ 1 vil medføre noe negativ konsekvens for friluftslivet sammenlignet med nullalternativet. I selve planområdet vil prosjektet medføre noe minsket opplevelse pga. vindturbinene, skyggekast og iskastrisiko på vinteren. Støy og synlighet av Hitra 2 gjør at det ikke forventet store tilleggs-konsekvenser av Nye Hitra 1 utover blinkende hinderlys i områdene rundt.

Når man sammenligner Alternativ 1 med dagens situasjon på selve Eldsfjellet, vil ikke færre men større turbiner og endrete hinderlys utgjøre noen særlig forskjell. (For hinderlys vil påbudt skjerming nedover gjøre at disse i mindre grad blir synlige oppunder turbinene.) I områdene rundt Hitra vindkraftverk vil større turbiner med høyintensitets blinkende hinderlys bli mer synlig enn dagens Hitra 1, og forventes å redusere friluftslivsopplevelsen i en liten grad sammenlignet med dagens situasjon.

Tabell 0-2: Oppsummering av konsekvens og samlet vurdering for de ulike alternativene.

Delområder	Alt. 0 Tilbakestilt området uten dagens Hitra 1	Alt. 1 Utredningsløsning med Nye Hitra 1 og Hitra 2	Alt. Nå Dagens situasjon sammenlignet med Alt.0	Alt. 1 minus Alt. Nå Alt. 1 sammenlignet med dagens situasjon
1 Margrethes Minde	0	1-	0	1-
2 Blåskogveien og sportshytta	0	2-	0	2-
3 Håvikfjellet til Sætervassdraget	0	1-	0	1-
4 Eldsfjellet	0	1-	1-	0
5 Havmyran naturreservat	0	1-	0	1-
6 Barlifjellet til Flatan	0	1-	0	1-
7 Markusøya og Håøya	0	0	0	0
8 Balsnes til Olsvika	0	0	0	0
9 Øvrig areal	0	0	0	0
Samlet vurdering	**Ingen konsekvens**	**Noe negativ konsekvens**	**Ubetydelig konsekvens**	**Noe negativ konsekvens**

0.4 Midlertidige virkninger

Anleggsfasen vil medføre økt trafikk og støy fra riving og nybygging. Det må forventes redusert framkommelighet til selve planområdet via adkomstveien. Disse midlertidige virkningene forventes å påvirke bare selve planområdet, dvs. delområde 4 Eldsfjellet, med ubetydelig påvirkning i andre delområder. Det er også forventet midlertidig redusert hjortebestand som følge av forstyrrelsene, og dermed forringet jaktaktivitet/opplevelse på Eldsfjellet.

0.5 Usikkerhet

Kunnskapsgrunnlaget vurderes som godt for turene i plan- og influensområdet, det var mye informasjon tilgjengelig om dem online og de fleste av dem ble også befart og deres informasjons- og tilretteleggingstiltak ble besiktiget. Det er større usikkerhet knyttet til beskrivelse av friluftslivsområder som enten er store, har få stier eller hvor det var lite informasjon tilgjengelig. Det var også lite informasjon tilgjengelig om andre aktiviteter i plan- og influensområdet, og det er derfor større usikkerhet knyttet til vurdering av slike aktiviteter. Verdivurdering er videre alltid noe subjektiv og avhengig av hvem man har fått informasjon fra og hva man legger vekt på. Generelt anses likevel kunnskapsgrunnlaget for friluftsliv i influensområdet som tilfredsstillende og tilstrekkelig.

0.6 Avbøtende tiltak og overvåkningsordninger

Det er foreslått at radar-/transponderstyrt lysmerking tas i bruk såframt dette lar seg gjøre mht. formelle, praktiske og økonomiske forhold. For å hindre negativ effekt av hinderlys er det ellers foreslått følgende tiltak:
1) Utnytte muligheten i forskriften til å redusere lysstyrken med inntil 25% fra kravet.
2) Velge lys som lyser minst mulig nedover, ev. etterinstallere skjerming som tar bort mest mulig lys

(innenfor regelverkets rammer) under -1 og -10 grader.
3) Søke Luftfartstilsynet om unntak fra kravet om blinkende lys til fast lys, spesielt om natta.

I tillegg er det foreslått følgende generelle tiltak:

- God informasjon gjennom skilting og nettsider om når anleggsveien er stengt og når det er forbudt eller frarådet å bevege seg i området.
- Restaurering og tilbakeføring av veier/anleggsområder som ikke skal brukes videre vil være positiv for friluftslivet pga. en mer naturlig tilstand i området.
- Avbøtende tiltak foreslått under temaene landskap og naturmangfold bør følges da endring i naturmangfold og landskap har betydning for friluftslivets opplevelsesverdi.
- Sikre muligheten til å bruke området spesielt i helg og høytidsdager, dette også gjennom anleggsperioden.

Det er ikke identifisert behov for spesielle overvåkningsprogrammer eller oppfølgende undersøkelser for friluftsliv i forbindelse med utbygging av nye Hitra 1.

0.7 Andre forhold

I denne konsekvensutredningen innebærer nullalternativet at Hitra 2 fortsatt vil være til stede, og vil medføre at bare små deler av internveier og andre områder tilknyttet dagens Hitra 1 kan fjernes og tilbakeføres til en mer naturlig tilstand. Tilstedeværelsen av Hitra 2 har vesentlig betydning for vurderingen av effektene av alternativ 1 (Nye Hitra 1), og av forskjellene mellom dagens anlegg og et framtidig anlegg etter en eventuell repowering.

På grunn av usikkerheten knyttet til muligheten for behovsstyring av hinderlys, er vurdering av synlighet gjort med en i verste fall-tilnærming med alle hinderlys konstant påslått.

1 Bakgrunn og utredningskrav

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse, eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

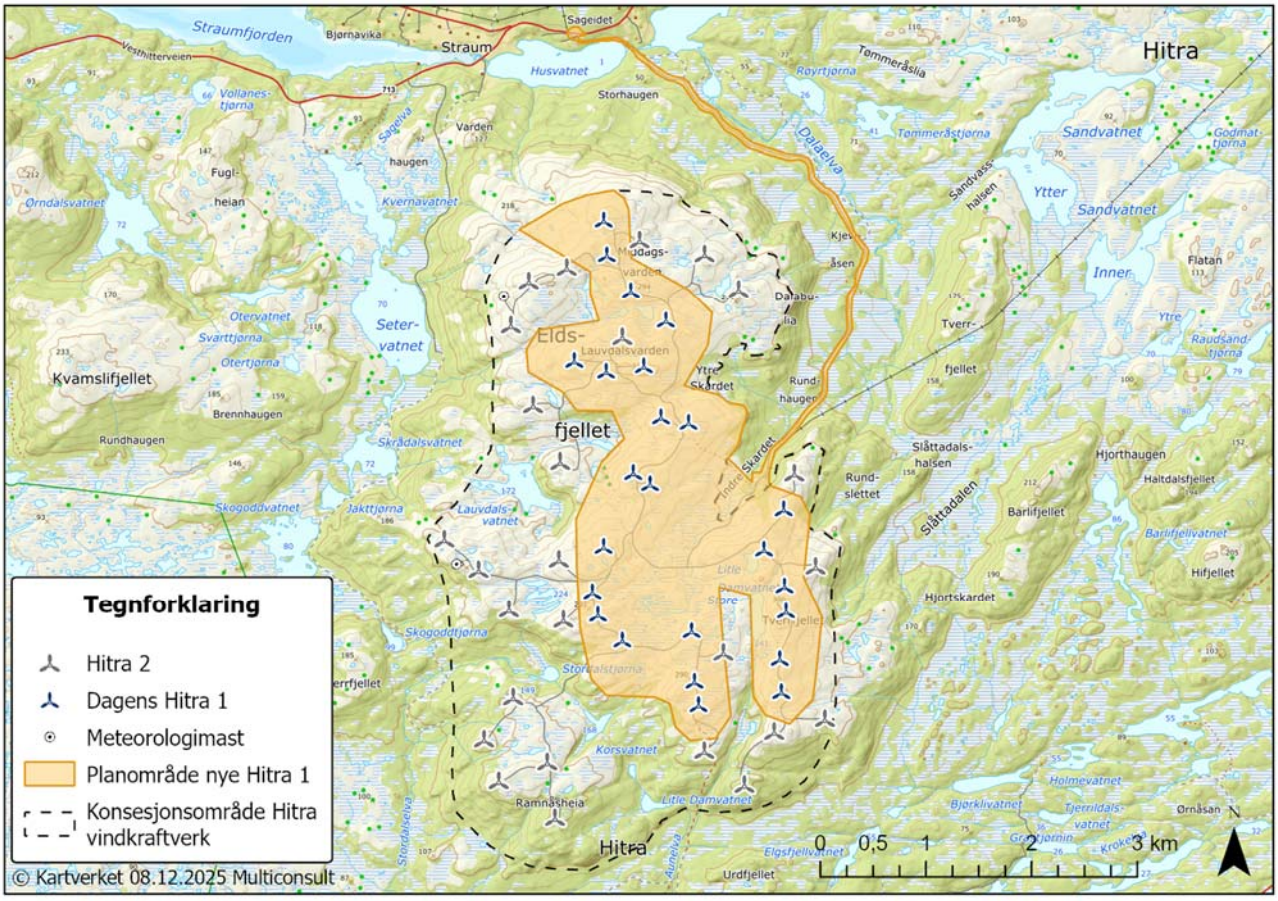
Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen utløpet av 2030, Nye Hitra 1 vindkraftverk.

1.2 Prosjektmål

Målet med prosjektet er å øke fornybar energiproduksjon i Norge samtidig som miljøkonsekvensene reduseres til et minimum.

1.3 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km^2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende adkomstveien. Se oversiktskart i figur 1-1.



Figur 1-1: Kart over planområdet for konsekvensutredningen.

1.4 Saksbehandlingsprosess

En etablering av nye Hitra 1 vindkraftverk krever en områderegulering etter plan- og bygningsloven av Hitra kommune og en ny anleggskonsesjon etter energiloven fra NVE. Tiltaket er omfattet av krav om konsekvensutredning med forutgående melding og fastsettelse av plan- og utredningsprogram fra hhv. Hitra kommune og NVE.

Kombinert varsel og melding med utkast til plan- og utredningsprogram ble sendt på høring 17. februar 2025. Hitra kommune fastsatte planprogram 28. mai 2025. NVE fastsatte utredningsprogram 26. juni 2025.

Videre prosess vil omfatte felles høring av områderegulering og konsesjonssøknad før sluttbehandling hos de to myndighetene.

1.5 Utredningskrav for fagtema friluftsliv

Konsekvenser skal utredes i henhold til planprogram og utredningsprogram som er fastsatt av hhv. Hitra kommune og Norges vassdrags- og energidirektoratet (NVE).

1.5.1 Hitra kommune

I planprogrammet er utredningskrav for fagtema friluftsliv omtalt slik:

Forslagsstiller skal:

- Beskrive kartlagte og verdisatte friluftslivsområder i plan og influensområdet og vise disse på kart.
- Beskrive dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftsliv, herunder jakt og fiske. Viktige turstier mm. skal vises på kart. Alternative friluftsområder med tilsvarende aktivitetsmuligheter skal kort omtales.
- Vurdere tiltakets virkninger for friluftslivsområder og dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftslivsaktiviteter
- Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen
- Kort redegjøres for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for før- og etterundersøkelser vurderes.

Metode:
Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Ev. ny verdisetting av friluftslivsområder skal bygge på eksisterende kommunale kartlegging. Manglende dekning skal så langt som mulig koordineres med kommunen. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes.

1.5.2 NVE

NVE sitt utredningsprogram beskriver bare tilleggskrav ut over kravene satt i det vedtatte planprogrammet. I utredningsprogrammet er utredningskrav for fagtema friluftsliv omtalt slik:

- Kartlegge etter gjeldende metodikk for områder der dette mangler.
- Datainnhentingen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter Miljødirektoratet sin veileder M-1941 og Miljødirektoratets veileder M98-2013: Kartlegging og verdsetting av friluftslivsområder.

- Det skal gjennomføres befaring for å innhente kunnskap om friluftslivet i områder hvor kunnskapsgrunnlaget ellers er mangelfullt.
- Vurdering av friluftsliv skal også bygge på informasjon fra relevante temautredninger som har betydning for friluftslivsopplevelser eller -anlegg, herunder for arealbruk, naturmangfold, landskap, kulturminner og kulturmiljø og støy. Konsekvensen for friluftslivet av iskastrisiko for turgåere gjennom planområdet, skal inkluderes.

2 Metode

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) (Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet, 2021) fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. I dette kapittelet beskrives metodikken i fagrapporten og fagkompetansen som ligger til grunn.

2.1 Definisjoner og avgrensning

2.1.1 Definisjon av friluftsliv

Friluftsliv er etter Miljødirektoratets veileder M-1941 (Miljødirektoratet, 2023) definert som

«opphold og fysisk aktivitet i friluft i fritiden, med sikte på miljøforandring og naturopplevelse»

Fagtema friluftsliv omfatter iht. veilederen:

- alle områder som har betydning for allmennhetens mulighet til å drive friluftsliv
- områder for ferdsel og opphold i grøntområder inne i byer og tettsteder, som for eksempel parker og andre grønnstrukturer
- områder i byen som gatealléer og grønne havnepromenader

I utgangspunktet regnes ikke opparbeidede områder som gater, torg, allmenninger og promenader som friluftslivsområder. Skillet mellom friluftsliv og rekreasjon i grå areal i byer og tettsted kan imidlertid være glidende. For eksempel kan promenader eller torgplasser med tilrettelagte badeplasser regnes som et friluftslivsområde.

Motorisert ferdsel inngår ikke i tema friluftsliv.

2.1.2 Avgrensning mot andre fagtema

I en konsekvensutredning skal konsekvenser telles kun én gang. Innholdet i fagtema friluftsliv ligger tett på andre fagtema som blir utredet i prosjektet, og beskrivelse av avgrensning mot disse framgår i dette kapittelet. Avgrensningen er basert på retningslinjer for grensesetting i M-1941, og hva som er ansett som hensiktsmessig i å plassere under fagtema friluftsliv etter dialog med fagutredere for andre fagtema.

Støy

Støypåvirkning og konsekvens for friluftslivsverdier vurderes under fagtema friluftsliv. Fagtema støy avgrenses til en vurdering av hvordan støy påvirker og har konsekvens for menneskers helse. KU-metodikken for tema støy er også avgrenset til en vurdering av støyfølsom bebyggelse (som definert i Klima- og miljødepartementets retningslinje T-1442 (Klima- og miljødepartementet, 2021)) med tilhørende uteoppholdsarealer, og omfatter ikke støy i friluftslivsområder. For mer informasjon knyttet til støy, se egen fagrapport om støy (Akustikkonsulten AB, 2026).

Landskap

Områder benyttet til friluftsliv vurderes også under tema landskap. Friluftslivsområdene og stienes betydning for friluftsliv slik som bruksverdi, kvaliteter, tilrettelegging med mer verdsettes under tema

friluftsliv, mens de landskapsmessige verdier vurderes under tema landskap. For mer informasjon om visuelle virkninger se fagrapport for landskap (Multiconsult, 2026).

Kulturmiljø

Kulturminner som enkeltstående objekter og kulturminner i en større sammenheng som danner kulturmiljøer utredes under tema kulturmiljø. Historiske spor kan ha stor verdi som bruks- og opplevelsesområder for friluftslivet. Utredning for friluftsliv skal kun omtale og verdsette kulturminner eller kulturmiljø som en opplevelseskvalitet. De historiske verdiene hører hjemme under kulturmiljø. For mer informasjon, se fagrapport for kulturmiljø (Multiconsult, 2026)

Barn og unge

Utredning av nærturterreng, leke- og rekreasjonsområder, grønnkorridorer og marka kan spesielt medføre konsekvenser for barn og unge.

Barn- og unges bruk av et friluftsområde omtales i tema friluftsliv. Det samme gjelder hvis et friluftsområde er spesielt tilpasset barn og unge.

2.2 Metodikk

Utredningen for tema friluftsliv er utført etter metodikk beskrevet i M-1941, Miljødirektoratets tverrsektorielle veileder for konsekvensutredning på klima- og miljøtema (Miljødirektoratet, 2023). Utredninger av ikke-prissatte tema er etter håndbok M-1941 basert på en standardisert og systematisk prosedyre for å gjøre vurderinger, konklusjoner og anbefalinger mest mulig objektive, forståelige og etterprøvbare. En forkortet versjon av de viktigste trinnene i metoden er gjengitt under. En mer utfyllende beskrivelse er gitt i håndbok M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

> *Innledningsvis i fagrapporten er planforslaget/tiltaket, nullalternativet og alternativer som skal utredes presentert. Alternativene (inkludert nullalternativet) er gjennom utredningsprosessen sammenlignet og rangert med hensyn til hvilke virkninger de vil få for friluftsliv. Prosedyren for dette starter med etablering av et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag og definering av influensområdet og delområder.*

2.2.1 Definere influensområde

Influensområdet defineres etter M-1941 som «det området der midlertidige eller permanente virkninger forventes å kunne opptre, og definerer avgrensningen av konsekvensutredningen». Influensområdet inkluderer både plan-/tiltaksområdet og områder utenfor plan-/tiltaksområdet, og omfanget vil variere avhengig av den enkelte planen/tiltaket og fagtema. Avgrensning av influensområdet for fagtema friluftsliv defineres i kap. 3.1.4.

2.2.2 Inndeling av delområder

Influensområdet er delt inn i delområder, basert på eksisterende og innhentet kunnskap om friluftslivet i området. Inndeling i delområder er gjort i henhold til områdetypene som er definert i veileder M98, Kartlegging og verdsetting av friluftsliv, og som går igjen i M-1941, se tabell 2-1 under. Store eller viktige ferdselsårer er definert som egne delområder.

Tabell 2-1: Områdetyper for friluftslivsområder. Alle kategorier hentet fra veileder M98 (kartlegging og verdsetting av friluftslivsområder).

Områdetype	Beskrivelse
Blå-/grønnstruktur	En del av det "myke" transportsystemet og viktige forbindelseslinjer som knytter sammen boligområder og de mest brukte og egnede friluftslivsområdene. Korridorene skal ha et blå/grønt hovedpreg.
Leke- og rekreasjonsområde	Lekeplasser, ballplasser, nærmiljøanlegg, hundremeterskogen, badestrender, offentlig sikrede områder, parker og lignende som er mindre enn 200 dekar.
Nærturterreng	Vegetasjonskledde områder på mer enn 200 dekar. Områdene skal være tilknyttet byggeområder som f.eks. boligområder, skoler og barnehager, og ligge i gangavstand fra disse. De er vanligvis naturlig avgrenset av bebyggelse eller dyrket mark.
Marka	Omfatter noen av de viktigste områdene for friluftsliv i kommunen og/eller regionen. Grenser som regel direkte opp mot byer/ tettsteder og har direkte adkomst herfra.
Strandsone med tilhørende sjø og vassdrag	Områder langs kyst, innsjøer og vassdrag med muligheter for allment friluftsliv.
Friluftsliv i jordbrukslandskap	Områder der man etter friluftslovens bestemmelser kan ferdes i den tid marken er frosset eller snølagt (ikke i tidsrommet fra 30. april til 14. oktober). Jf. friluftsloven. Kategorien rommer også stier, driftsveger, skiløyper i jordbruksområder.
Utfartsområde	Store og små dagsturområder som ligger utenfor den umiddelbare nærhet til byer/tettsteder. Ofte egnet for en eller flere enkeltaktiviteter som det lokalt ikke finnes alternative områder til.
Store turområder med tilrettelegging	Dekker de nasjonalt viktigste fjell-, skog- og heiområdene med tilrettelegging i form av merket sti- og løypenett med tilhørende overnattingssteder
Store turområder uten tilrettelegging	Store områder eller systemer av delområder som er "inngrepsfrie".
Særlige kvalitetsområder	Landskap, natur- eller kulturmiljø som har helt spesielle opplevelseskvaliteter eller som har spesielt stor symbolverdi.
Andre friluftslivsområder	Områder av betydning for friluftslivet, men som ikke lar seg plassere i noen av de øvrige områdetypene.

2.2.3 Verdsetting av delområder

Verdi for hvert delområde er vurdert ut fra verdikriteriene i M-1941 (se tabell 2-2). Alle delområder er verdsatt og framstilt i verdikart med tilsvarende fargekoder. Delområdene (områdetypene) er verdsatt i sin helhet, dvs. uten differensiering i verdi mellom soner. Ved verdsetting av delområder er verdikriterier som tilsier stor eller svært stor verdi gjort utslagsgivende for total verdi. Bymarker (alltid svært stor verdi) og allerede verdsatte områder er ikke verdsatt på nytt gjennom konsekvensutredningen.

Tabell 2-2: Verditabell for friluftsliv iht. M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

Verdikriterier	Ubetydelig	Noe	Middels	Stor	Svært stor
Brukerfrekvens	Ikke nevneverdig bruk	Brukes av noen	Brukes av flere, ofte med innslag av regionale brukere	Brukes av mange Flere regionale brukere	Brukes av svært mange Nasjonale brukere
Kvalitet	Få eller ingen **opplevelseskvaliteter** Har i liten grad en **funksjon** som	Noen natur- eller kulturhistoriske **opplevelseskvaliteter**	Flere natur- eller kulturhistoriske **opplevelseskvaliteter**	Mange natur- eller kulturhistoriske **opplevelseskvaliteter**	Svært mange natur- eller kulturhistoriske **opplevelseskvaliteter**

Verdikriterier	Ubetydelig	Noe	Middels	Stor	Svært stor
	adkomstsone eller sammenheng	Har begrenset **funksjon** som adkomstsone/ sammenheng Begrenset størrelse/ **utstrekning**	Har i noen grad en **funksjon** som adkomstsone eller sammenheng **Noe tilrettelagt** for spesielle aktiviteter eller grupper Godt **lydmiljø** Tilstrekkelig **utstrekning** for å utøve de ønskede aktivitetene	Har en viktig **funksjon** (sammenheng/ adkomst/ parkering) **Godt egnet** for en eller flere enkelt-aktiviteter som det ikke finnes like gode alternative områder til **Godt tilrettelagt** for spesielle aktiviteter eller grupper Godt **lydmiljø** Stor nok **utstrekning** for å utøve de ønskede aktivitetene	Har en svært viktig **funksjon** (sammenheng/ adkomst/ parkering) **Spesielt godt egnet** for en eller flere enkeltaktiviteter som det ikke finnes like gode alternative områder til **Svært godt tilrettelagt** for spesielle aktiviteter eller grupper Godt **lydmiljø** Svært stor utstrekning
Betydning	Har ikke **symbolverdi** Ikke brukt/egnet i **undervisnings-sammenheng**	Har noe **symbol-verdi** i lokal sammenheng I liten grad brukt/egnet i **undervisnings-sammenheng** Brukes av personer i nærområdet/ bydelen	Har en spesiell **symbolverdi** i regional sammenheng Egnet/noe brukt i **undervisnings-sammenheng** Brukes av personer fra hele kommunen	Har en spesiell **symbolverdi** i regional/nasjonal sammenheng Godt egnet/mye brukt i **undervisnings-sammenheng** Brukes av personer fra regionen	Har en spesiell **symbolverdi** i nasjonal sammen-heng Svært godt egnet/ svært mye brukt i **undervisnings-sammenheng** Brukes av personer fra hele Norge
Bymarker					Alltid svært stor verdi

2.2.4 Vurdering av påvirkning for delområder

Påvirkning for hvert delområde er vurdert innenfor fem kategorier, og gradert etter en femdelt skala fra forbedret til sterkt forringet (se tabell 2-3).

Hvordan visuelle virkninger påvirker attraktiviteten til et område vurderes konkret i hvert enkelt tilfelle. Vektlegging av visuelle virkninger i ulike områder vurderes etter veiledning i M-1941. Det er også gjort en skjønnsmessig vurdering av hvordan utbyggingen kan forsterke virkningen av klimaendringene på friluftsområdet.

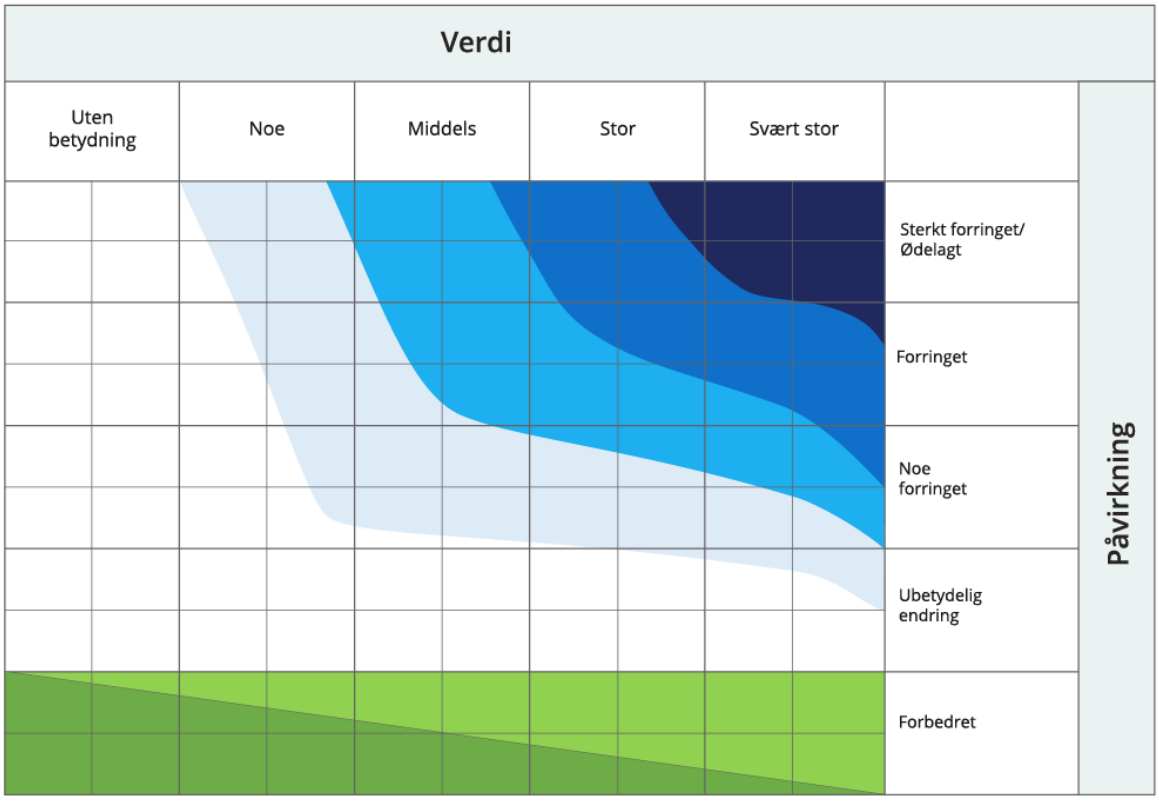
Tabell 2-3: Påvirkningstabell for friluftsliv iht. M-1941. Tabellen viser kriterier for å vurdere påvirkning på friluftslivet. For hver påvirkningsgrad er det tilstrekkelig at ett kulepunkt oppfylles (Miljødirektoratet, 2023).

Kriterium	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Endring i attraktivitet	Området blir utvidet og/eller får positive fysiske/ visuelle endringer	Ingen eller liten reduksjon i attraktivitet	Redusert attraktivitet på grunn av visuelle virkninger, støy eller annen forurensning	Svært redusert attraktivitet på grunn av visuelle virkninger, støy eller annen forurensning	Områder mister sin attraktivitet på grunn av visuelle virkninger, støy eller annen forurensning
Arealbeslag	Ingen reduksjon i areal	Ingen eller liten reduksjon i areal	Arealbeslag eller fysiske endringer som reduserer området	Arealbeslag eller en fysisk endring som i stor grad reduserer området	Friluftsområdet bygges ned og forsvinner
Tilgjengelig-het	Bedre tilgjengelighet: bedre adkomst og/eller	Ingen eller lite redusert tilgjengelighet	Noe redusert tilgjengelighet: vanskeligere	Svært redusert tilgjengelighet: flere adkomstmuligheter	Området blir utilgjengelig. Barrierer, stengsler i

Kriterium	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
	eksisterende barrierer/stengsler blir fjernet		adkomst til området, stengsler og/eller barrierer	til området blir fjernet. Flere barrierer og/eller stengsler etableres i eller ved området	eller ved området gjør området utilgjengelig for bruk. Adkomstmuligheter fjernes
Forurensning	Redusert forurensning (støy, støv, avrenning)	Ingen eller liten økning i forurensning (støy, støv, avrenning)	Noe økt forurensning (støy, støv, avrenning)	Økt forurensning (støy, støv, avrenning)	Vesentlig økt forurensning (støy, støv, avrenning)
Funksjon	Funksjon opprettholdes og underbygges	Funksjon uendret	Funksjon endres i negativ retning	Redusert funksjon	Dagens funksjon forsvinner
Friluftslivets ferdselsårer	Ferdselsårer forbedres	Ingen eller liten omlegging av ferdselsårer	Ferdselsårer blir lengre (noe omveg)	Ferdselsårer blir vesentlig lenger (omveg)	Ferdselsårer blir brutt

2.2.5 Vurdering av konsekvensgrad for delområder

Konsekvensgrad for delområdene framkommer ved å sammenstille verdivurderingen med vurderingen av tiltakets påvirkning i en konsekvensvifte (figur 2-1). Konsekvensen for hvert delområde er gradert fra *stor/svært stor positiv konsekvens* (3/4+) til *svært stor negativ konsekvens* (4-) (tabell 2-4). Konsekvensgrad for delområdene tas med videre i vurdering av konsekvens av alternativer.



Figur 2-1: Konsekvensvifte iht. M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

Tabell 2-4: Skala og veiledning for konsekvenssetting i delområder iht. M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

Skala	Forklaring
Svært stor negativ konsekvens (4-)	Den mest alvorlige konsekvensgraden som kan oppnås for delområdet. Brukes kun for delområder med stor eller svært stor verdi.
Stor negativ konsekvens (3-)	Stor negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Middels negativ konsekvens (2-)	Middels negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Noe negativ konsekvens (1-)	Noe negativ konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Ubetydelig konsekvens (0)	Ingen eller ubetydelig konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften.
Noe/middels positiv konsekvens (1/2+)	Noe/middels positiv konsekvensgrad for delområdet iht. konsekvensviften
Stor/svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Stor/svært stor positiv konsekvens for delområdet iht. konsekvensviften. Brukes i hovedsak der områder med ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket.

2.2.6 Vurdering av konsekvens for alternativer

Vurdering av **konsekvens av alternativer** og **rangering av alternativer** utgjør trinn 2 av konsekvensutredningen (kap. 7). Samlet konsekvens av hvert alternativ er bestemt gjennom en sammenstilling av konsekvensgrad for delområdene.

Konsekvensen av hvert alternativ er gradert fra *stor positiv konsekvens* til *kritisk negativ konsekvens* etter kriteriene i M-1941 (tabell 2-5). Høye negative konsekvensgrader vil bety at planen/tiltaket kan være i konflikt med nasjonale og vesentlige regionale interesser for klima- og miljø, og kan være grunnlag for innsigelse (Klima- og miljødepartementet, 17.02.2021).

Etter en samlet vurdering av alternativene, er alternativene rangert fra best (1) til verst med hensyn til hva som gir minst negative konsekvenser, ev. størst positive konsekvenser for friluftslivet. Det er anledning til å rangere flere alternativer likt, dersom de er gitt lik konsekvens. Samlet vurdering og rangering av alternativer er begrunnet.

I fagrapporten er det også gjort greie for indirekte virkninger av planen/tiltaket, usikkerhet i konsekvensutredningen, midlertidige virkninger og vurderinger av avbøtende tiltak. Avbøtende tiltak som er sikret gjennom plankart og bestemmelser i plan eller som er innarbeidet i det omsøkte tiltaket presenteres i tiltaksbeskrivelsen (kap. 0), og er inkluderte i vurdering av konsekvensgrad. Andre avbøtende tiltak presenteres avslutningsvis i rapporten (kap. 0).

Tabell 2-5: Kriterier for vurdering av samlet konsekvens for friluftsliv (Miljødirektoratet, 2023).

Konsekvensgrad	Kriterier for samlet vurdering
Kritisk negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører kritisk skade på friluftslivet innenfor influensområdet. Brukes kun for områder som er gitt stor eller svært stor verdi. • Overvekt av delområder med konsekvensgrad svært alvorlig konsekvens (4-).
Svært stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører forringelse eller ødeleggelse av nasjonalt viktig friluftsliv. Brukes kun for områder med registreringskategorier som er gitt stor eller svært stor verdi. • Overvekt av delområder med stor negativ konsekvens (3-). • Ett eller flere delområder med svært stor negativ konsekvens (4-).
Stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører stor negativ konsekvens for friluftslivet innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med middels negativ konsekvens (2-). • Flere delområder med stor negativ konsekvens (3-). • Ett delområde kan ha svært stor negativ konsekvens (4-).
Middels negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører middels negativ konsekvens for friluftslivet innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ konsekvens (1-). • Flere delområder med middels negativ konsekvens (2-). • Et par delområder kan ha stor negativ konsekvens (3-). • Ingen delområder med svært stor negativ konsekvens (4-).
Noe negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører noe negativ konsekvens for friluftslivet innenfor influensområdet. Lite konflikt med friluftsliv innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ (1-) eller ubetydelig (0) konsekvens • Et par delområder kan ha middels negativ konsekvens (2-) • Ingen delområder med svært stor (4-) eller stor (3-) negativ konsekvens.
Ubetydelig konsekvens	Planen/tiltaket vil ikke medføre vesentlige endringer for friluftslivet i nullalternativet. • Overvekt av delområder med ubetydelig konsekvens (0). • Ett delområde kan ha noe negativ konsekvens (1-). • Ingen delområder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) negativ konsekvens.
Positiv konsekvens	Benyttes der delområder som er gitt ubetydelig eller noe verdi får noe eller betydelig verdiøkning som følge av tiltaket. Planen/tiltaket er en forbedring for friluftslivet • Overvekt av delområder med noe (1+) eller middels (2+) positiv konsekvens • Ingen områder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) konsekvens. • Delområder med noe negativ konsekvens (1-) oppveies klart av områdene med noe (1+) eller middels (2+) positiv konsekvens.
Stor positiv konsekvens	Benyttes der delområder som er gitt ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket. Planen/tiltaket er en stor forbedring for friluftslivet. • Overvekt av delområder med stor (3+) eller svært stor (4+) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4-), stor (3-) eller middels (2-) negativ konsekvens • Delområder med noe negativ konsekvens (1-) oppveies klart av områdene med stor (3+) eller svært stor (4+) positiv konsekvens

2.3 Besvarelse av planprogram

Områder kartlagt og verdsatt av Hitra kommune er brukt som grunnlagt for verdivurdering, og er vist i kart (figur 4-2). Dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftsliv er beskrevet generelt i kap. 5. De viktigste turstier for gå- og sykkelturer er angitt i figur 4-3 og tabell 4-2. Alternative friluftsområder med tilsvarende aktivitetsmuligheter er kort omtalt i beskrivelse av hvert delområde i kap. 6.2, med unntak

av to delområder; delområde 7 hvor det ikke var tilstrekkelig informasjon tilgjengelig og delområde 9 (øvrig areal), hvor dette var ikke ansett relevant.

Det er hentet inn utfyllende informasjon om friluftslivsområdene gjennom feltbefaring samt kontakt med kommunen og organisasjoner/individer med lokalkunnskap, og dette er oppsummert i kap. 4.2. Friluftsområdene og dagens bruk er beskrevet generelt i kap. 5, med kort omtale for hvert delområde i kap. 6.2.

Vurdering av tiltakets påvirkninger er beskrevet og begrunnet for hvert delområde. Konsekvensene av alternativene er gitt i kap. 7. Vurderinger for tema friluftsliv er bl.a. basert på informasjon fra relevante temautredninger som har betydning for friluftslivsopplevelser eller -anlegg, herunder for arealbruk, naturmangfold, landskap, kulturminner og kulturmiljø og støy. Vurdering av risiko for iskast i planområdet er vurdert basert på egen rapport *Nye Hitra 1 vindkraftverk – KU Iskast*, diskusjon med Roy Aune, fagpersoner i Hitra kommune, og informasjon fra iskastrisiko og varsling for Hitra 2 (Fosen VInd, u.d.).

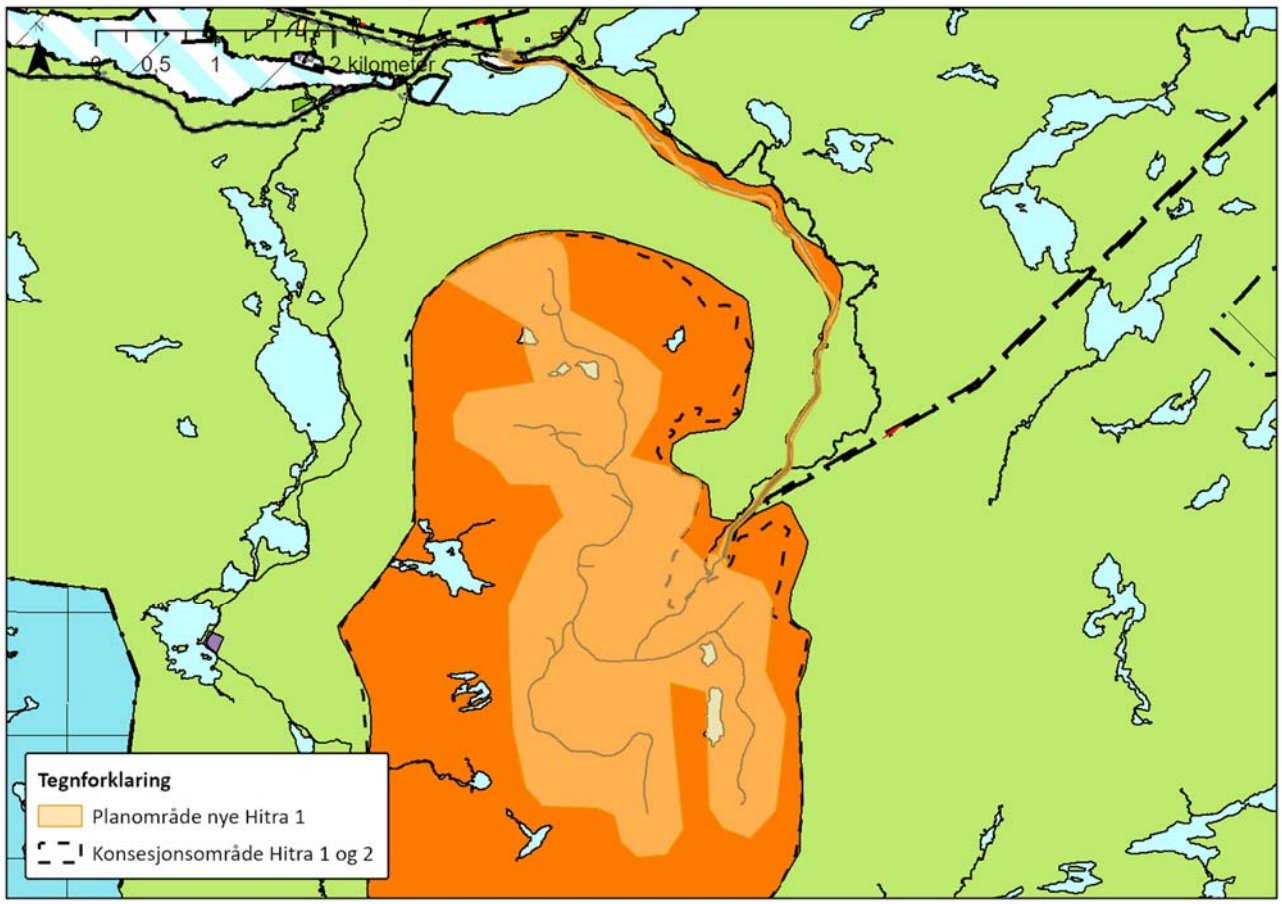
Tiltak som kan redusere negative virkninger i anleggs- og i driftsfasen er omtalt i kap. 0. Metode og datagrunnlag er beskrevet i kap. 2 og 0. Usikkerhet er omtalt i kap. 7.5.

3 Tiltaksbeskrivelse og alternativer

3.1 Føringer og planer for området

3.1.1 Kommuneplan

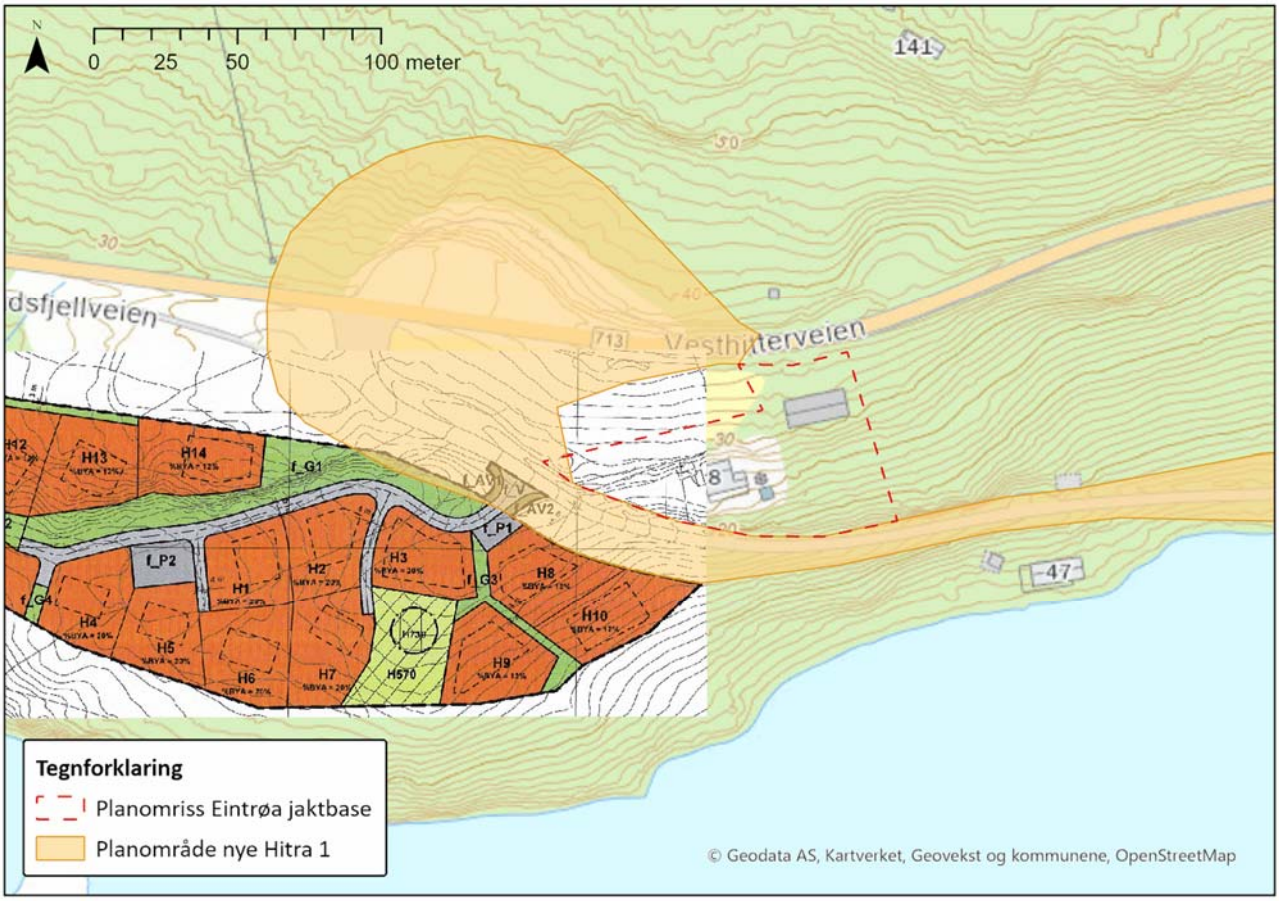
Planområdet for områdereguleringen inngår i all hovedsak i et areal utlagt til formål vindpark (andre typer bebyggelse og anlegg) i kommuneplanens arealdel 2022–2034 for Hitra kommune, planid 5056_202109 vedtatt 9.2.2023. Planområdet inkluderer også noen mindre vatn som er utlagt til bruk og vern av sjø og vassdrag med tilhørende strandsone. Langs adkomstveien berøres arealer utlagt til landbruks-, natur- og friluftsområder (LNFR, men det er ikke reindrift på Hitra). Deler av hensynssone høyspenningsanlegg langs nettilknytningen til vindkraftverket ligger også innenfor planområdet. Se figur 3-1.



Figur 3-1: Utsnitt fra kommuneplanens arealdel med påtegning av områdereguleringsgrense nye Hitra 1. Se nærmere omtale i brødtekst.

3.1.2 Gjeldende reguleringsplaner

Det er én gjeldende reguleringsplan som berøres av planområdet, planid 5056_201306 «Eintrøa» på gnr./bnr. 32/1 som ligger helt i starten av adkomstveien. Denne detaljreguleringen er fra 3.10.2013 og gjelder utbygging av fritidsboliger. Se figur 3-2.



Figur 3-2: Planområdet og berøring med vedtatt detaljregulering Eintrøa (utsnitt fra reguleringsplankart til venstre) og igangsatt detaljregulering Eintrøa jaktbase (rødt stiplet omriss).

3.1.3 Pågående prosjekter

Det er en pågående reguleringsprosess for planid 5056_202205 «Detaljregulering for Eintrøa jaktbase gnr. 32 bnr. 47 m.fl.» ved Strøm, like nordøst for starten av adkomstveien. Se figur 3-2.

3.2 Miljøtilstanden og nullalternativet (alternativ 0)

Konsekvensutredningen skal iht. forskrift om konsekvensutredninger § 20 inneholde en beskrivelse av den nåværende miljøtilstanden og en oversikt over hvordan miljøet antas å utvikle seg hvis planen eller tiltaket ikke gjennomføres. Det sistnevnte er definisjonen på nullalternativet. Nullalternativet skal brukes som sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilken konsekvens en plan eller et tiltak vil ha. Nullalternativet vil ofte være en framskriving av (og dermed være noe annet enn) dagens miljøtilstand. Nullalternativet i seg selv gis ikke en egen konsekvensvurdering, men tjener som referansepunkt.

3.2.1 Dagens miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensa (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Atkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med

145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der adkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende lagringsareal langs adkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av adkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av adkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon. Det er i dag kontinuerlig lysende, rød, mellomintensitets hinderlysmerking på 11 vindturbiner i Hitra 2. I tillegg er 10 vindturbiner i dagens Hitra 1 merket med kontinuerlig lysende, rødt, lavintensitets hinderlys.

3.2.2 Nullalternativet

Nullalternativet er det formelle sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for dagens Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk, bestående av gamle Hitra 1 og Hitra 2.

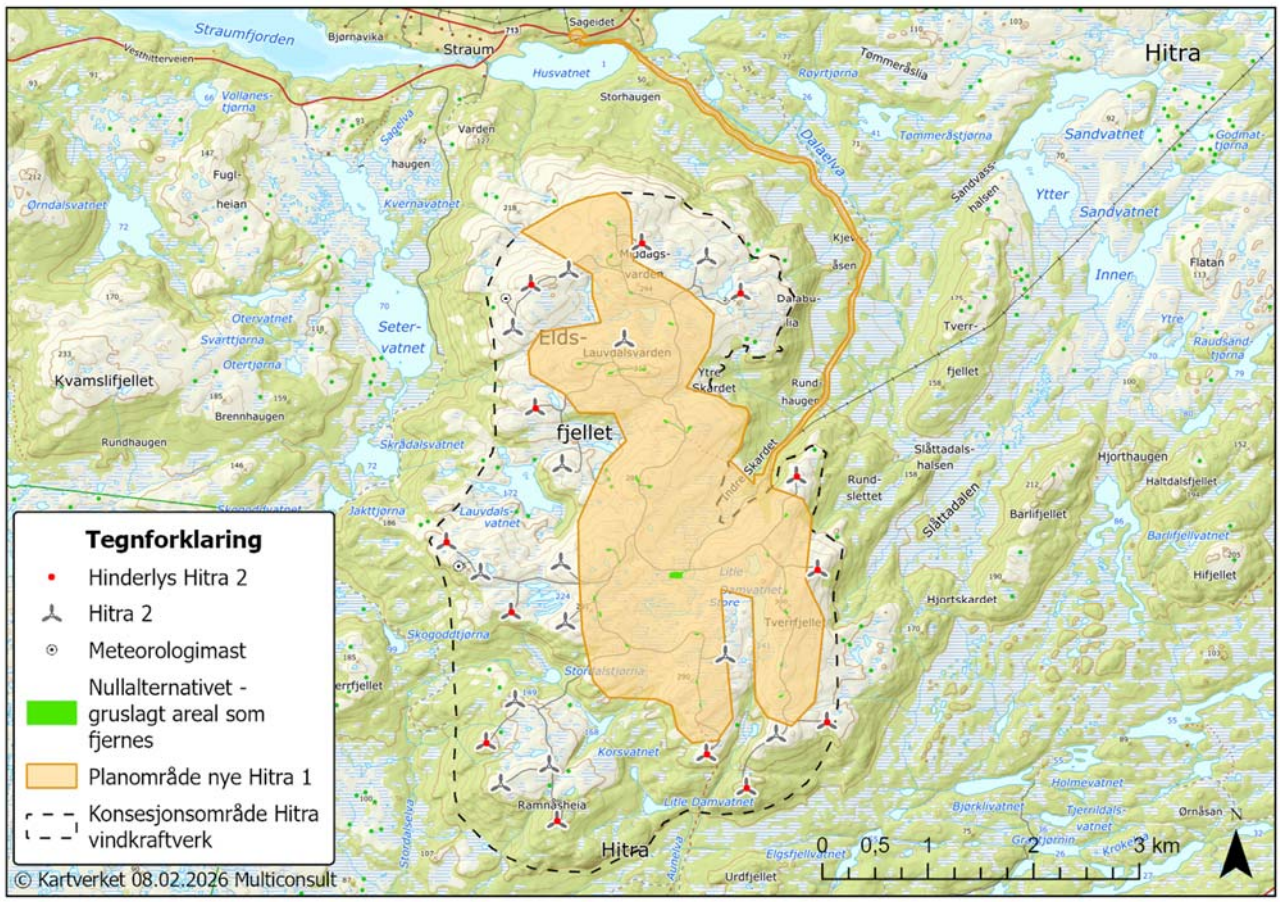
Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1, slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

Siden Hitra 2 i stor grad er etablert utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der adkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

Det er etter skjerpete krav til hinderlysmerking søkt om å lysmerke ytterligere to vindturbiner i Hitra 2. Det legges derfor til grunn for nullalternativet at totalt 13 vindturbiner i Hitra 2 er lysmerket.

En illustrasjon av nullalternativet/alternativ 0 er vist på kart i figur 3-3.



Figur 3-3: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Forventet hinderlysmerking av Hitra 2 omkring 2030 er vist, med lys på 13 mot dagens 11 turbiner.

3.3 Alternativer som utredes

Det utredes kun ett utbyggingsalternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for Nye Hitra 1 vindkraftverk.

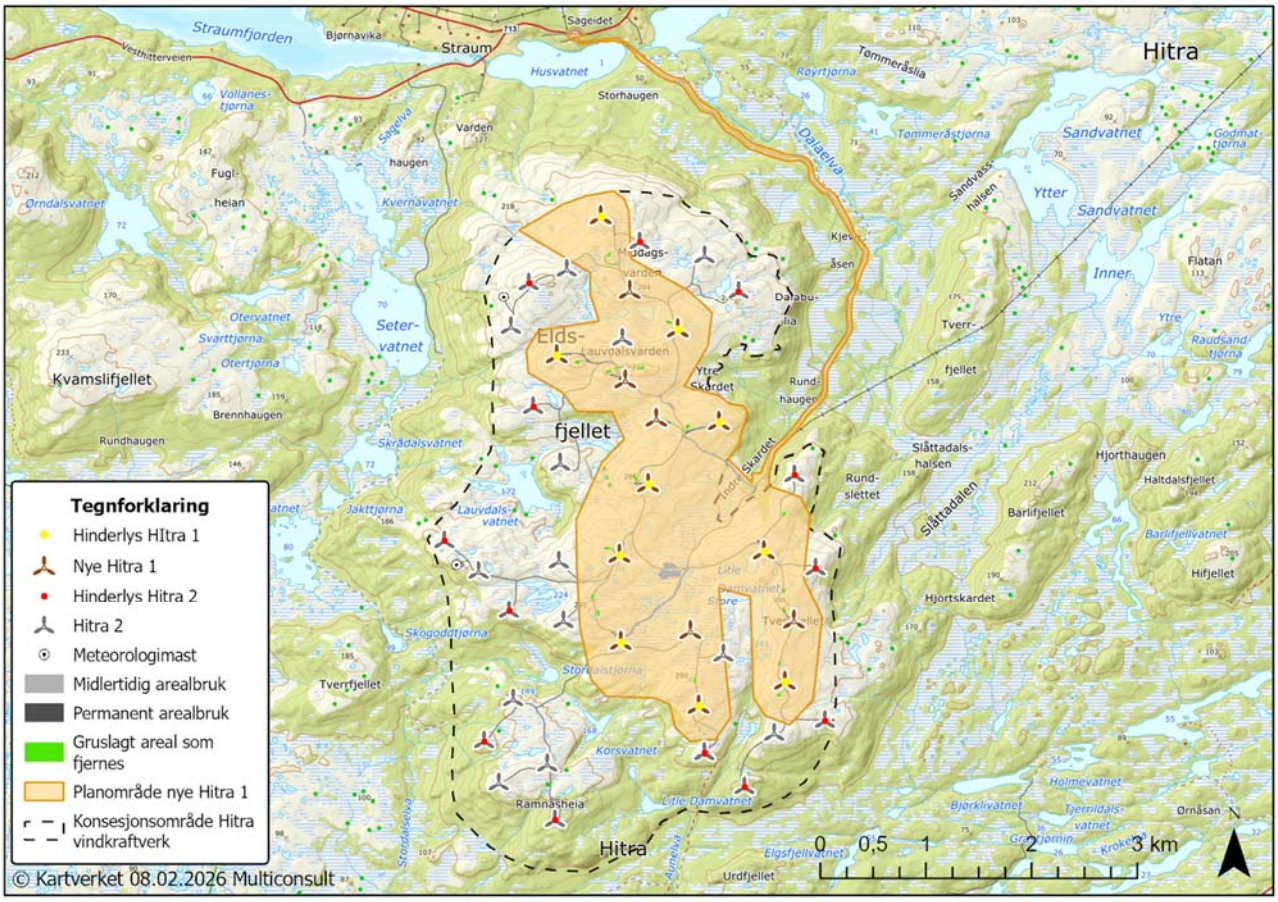
3.3.1 Alternativ 1

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningene har lagt til grunn 12–15 turbiner med effekt på 5–8 MW.

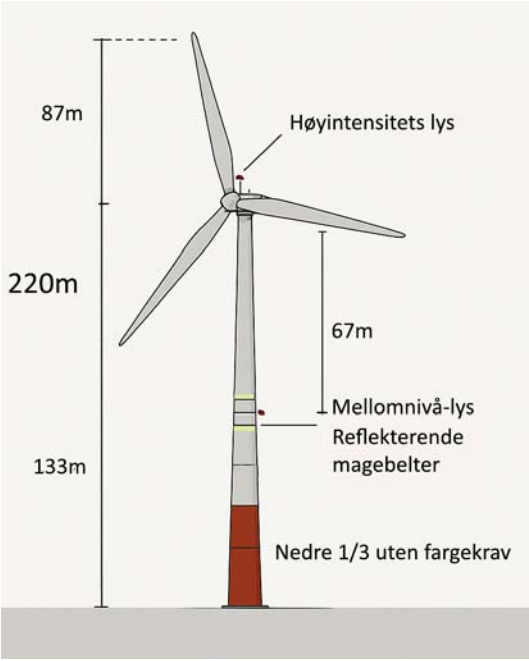
Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
    - En representativ eksempelturbin, N163-7,0 MW på 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.
    - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.
    - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se figur 3-4. Se prinsipiell figur for merkekrav i figur 3-5.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
    - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.

  - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i nullalternativet, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
  - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
  - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
  - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av Nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for Nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar, tilsvarende 1,8 % av planområdet. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i nullalternativet. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 3-4: Alternativ 1.



Figur 3-5: Formelle rammer for merking av eksempelturbin Nye Hitra 1 vindkraftverk, jf. krav fra Luftfartstilsynet.

3.3.2 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform alternativ NÅ). Siden alternativ 1 sammenlignes med nullalternativet (alt. 1 minus alt. 0), må tilsvarende sammenligning også gjøres for dagens situasjon (alt. NÅ minus alt. 0). Eventuelle forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon vil da framkomme som forskjellig konsekvensgrad mellom de to (alt. 1 minus alt. NÅ). Fagutredninger og oppsummering i denne konsekvensutredningen har derfor også vurdert konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

3.3.3 Andre vurderte utbyggingsalternativer

Statkraft har vurdert alternativer med mindre og dermed flere vindturbiner innenfor rammen av mulig installert effekt. Disse er forkastet som følge av dårligere produksjon og økonomi, større fotavtrykk og marginale landskapsmessige forskjeller.

3.3.4 Anleggsgjennomføring

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn på Jøsnøya og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.

- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå i sommerhalvåret.
- Støyende arbeider vil foregå på dagtid.

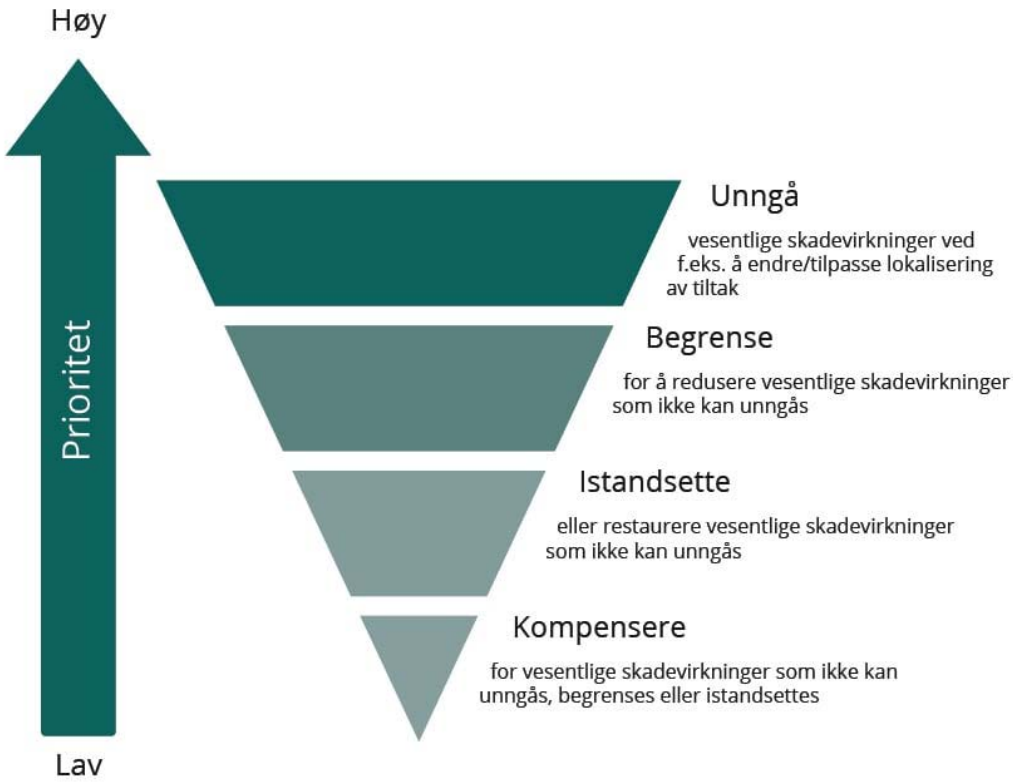
3.4 Avbøtende tiltak i prosjektet

Forskrift om konsekvensutredninger setter krav til hvordan man skal forebygge skadevirkninger av et tiltak. Iht. forskriftens § 23 skal konsekvensutredningen «beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og hvis mulig kompenseres for vesentlige skadevirkninger for miljø og samfunn både i bygge- og driftsfasen». Det er en forutsetning at de avbøtende tiltakene som presenteres er *relevante* og *realistiske* jf. § 19. Tiltakshierarkiet (figur 3-6) skal ligge til grunn ved vurdering av avbøtende tiltak.

I dette prosjektet er det lagt opp til flere avbøtende tiltak:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

Dette er tiltak som inngår som premisser for konsekvensutredningen, områdereguleringen og konsesjonssøknaden.

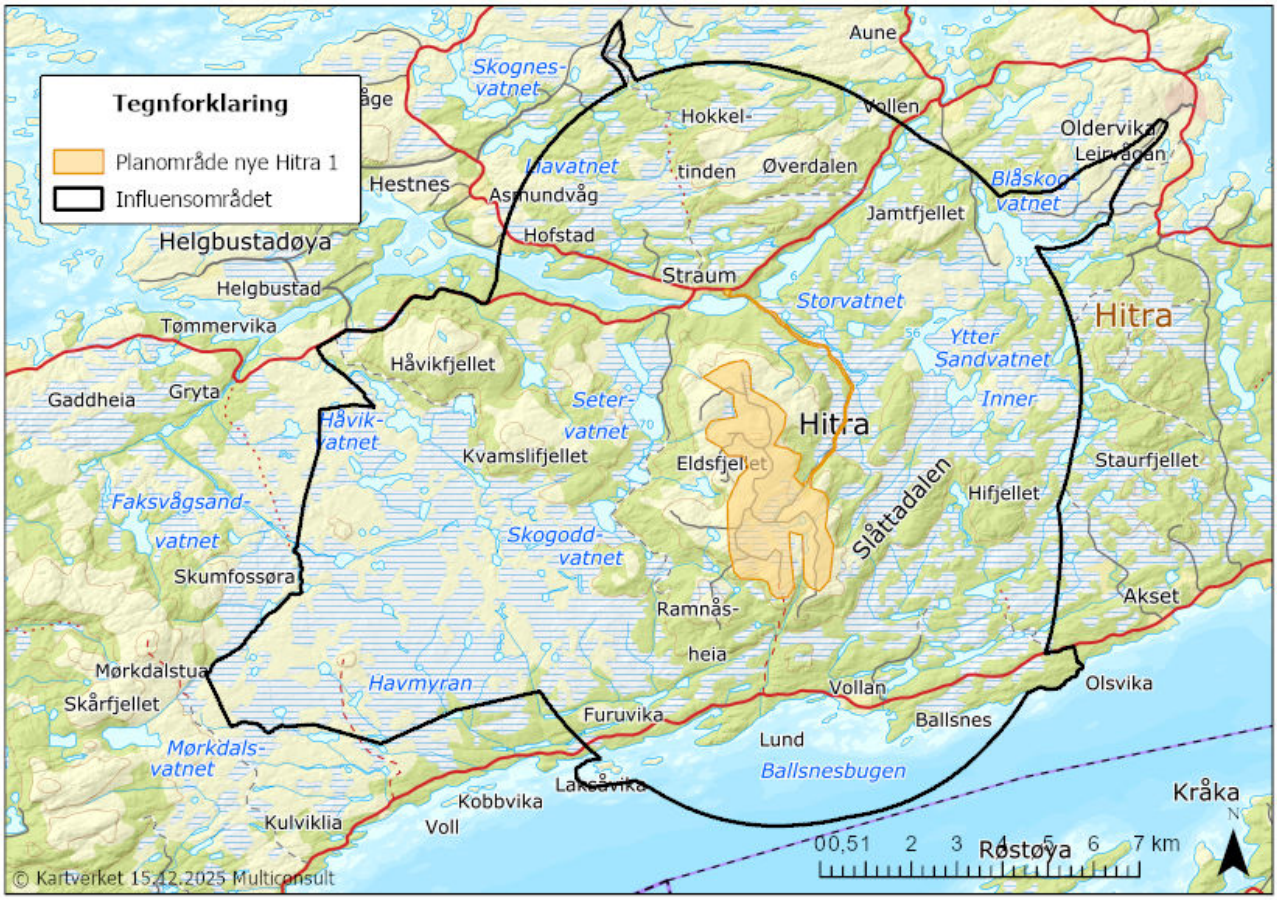


Figur 3-6: Tiltakshierarkiet. Først og fremst skal man unngå skadevirkninger for miljø og klima. Der det ikke er mulig skal man begrense skaden, deretter istandsette arealer. Kompensasjon er siste utvei (Miljødirektoratet, 2023)

3.5 Influensområdet for fagtema friluftsliv

Influensområdet defineres etter M-1941 som «*det området der midlertidige eller permanente virkninger forventes å kunne opptre, og definerer avgrensningen av konsekvensutredningen*».

Influensområdet for fagtema friluftsliv for Nye Hitra 1 er avgrenset til å inkludere planområdet og området innenfor en radius av fem km fra planområdet. I tillegg er friluftslivsområdene kartlagt av Hitra kommune som faller delvis innenfor denne radiusen på 5 km fra planområdet inkludert i sin helhet, etter anbefaling fra kommunen. Fem km er valgt fordi dette inkluderer de viktigste friluftslivsområdene og turene i nærheten av vindkraftverket, inklusive de som kan bli utsatt for støy. Det er ikke vurdert som hensiktsmessig å inkludere hele området hvor vindkraftverket vil være synlig, siden dette i flere retninger strekker seg 30 km og mer utover fra planområdet. Influensområdet for friluftsliv er vist på kart i figur 3-7.



Figur 3-7: Kart over planområdet med influensområdet for friluftsliv (utredningsområdet).

4 Kunnskapsgrunnlaget

4.1 Eksisterende kunnskap – oversikt

Kunnskapsgrunnlaget er basert på informasjon fra:

- Kartlagte og verdsatte friluftslivsområder i Hitra kommunes friluftslivskartlegging
- Statlig sikra friluftslivsområder
- Verna friluftslivsområder
- Norgeskart
- Ut.no
- Skisporet.no
- Mtb.map
- Hitra kommune sin nettside
- Fagfolk i Hitra kommune
- Feltbefaring
- Informasjon fra brukere (individer og organisasjoner)
- Tidligere konsekvensutredninger og etterundersøkelse
- Inatur.no hvor det selges fiskekort for Hitra
- Miljødirektoratet sin nettside om hjorteviltstatistikk (Miljødirektoratet, u.d.)

Offisielle nettsider (Miljødirektoratet, Kartverket og Hitra kommune sine nettsider) anses som pålitelige kilder. Hitra kommunes kartlegging av friluftslivsområder har ganske god dekning, og stemte godt med beskrivelse fra interessenter og eget inntrykk fra befaring. Kartleggingen var ikke fersk, og det måtte gjøres små justeringer pga. senere tilretteleggingstiltak for friluftsliv. Ut.no har mange turbeskrivelser på Hitra, og denne er vurdert til å dekke de fleste viktige turene i influensområdet.

Informasjon fra interessenter (kommune, organisasjoner og individer) representerer ikke en systematisk og fullstendig innhenting av data, og informasjonen vil være påvirket av tilfeldigheter i form av hvem man møtte på befaring og hvem som representerer organisasjoner. Informasjon som ble samlet gjennom samtaler og eposter gir likevel inntrykk som stemmer overens med data som var samlet inn i tidligere etterundersøkelse og konsekvensutredning (Melby, 2009) som også inkluderte en mer systematisk spørreundersøkelse.

4.2 Befaring og kontakt

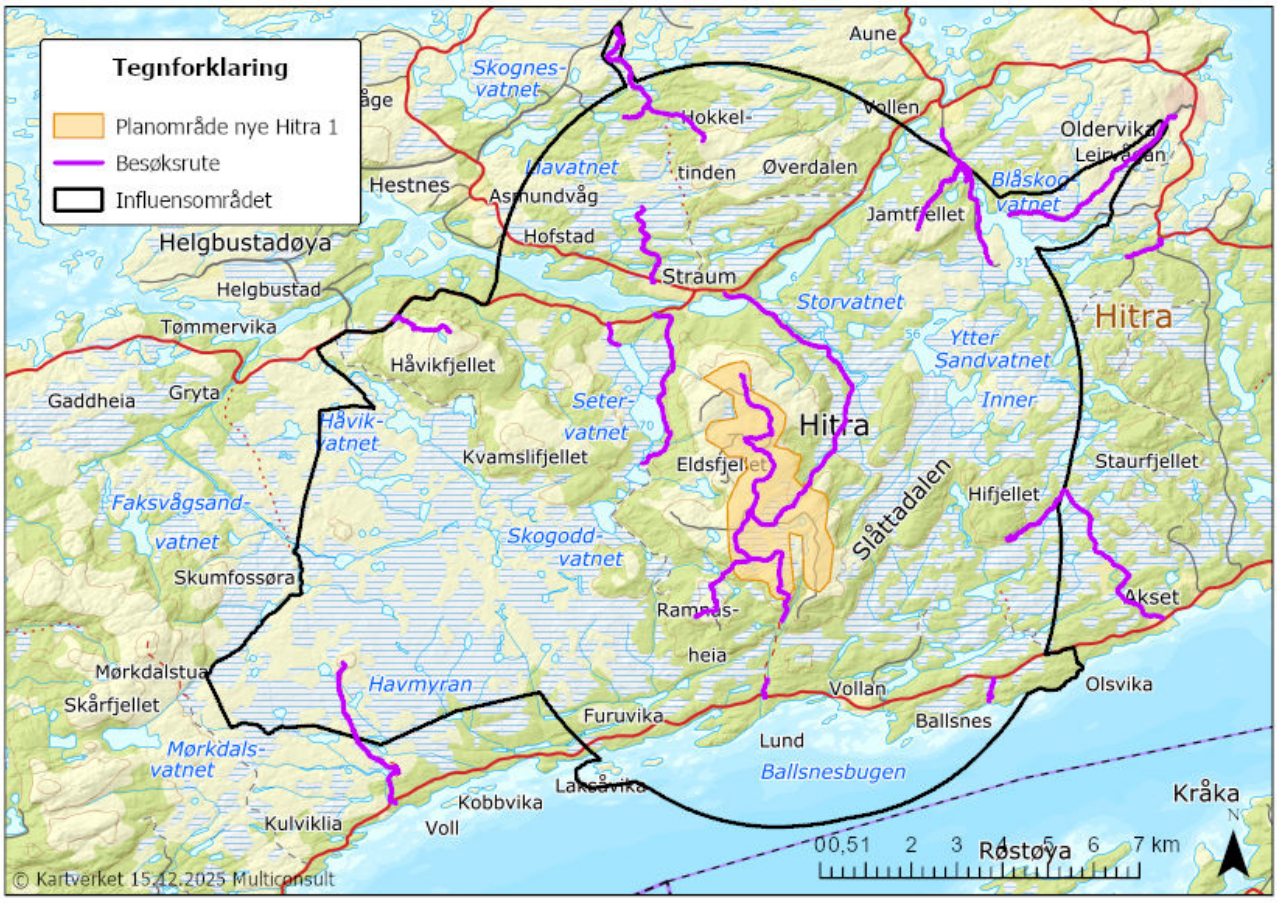
Planområdet og influensområdet for friluftsliv er besøkt to ganger; 17.–18.7.2024 og 31.8.–2.9.2025. Besøkene omfattet de viktigste turene og turmål innenfor influensområdet, samtaler med personell i vindkraftverket og møte med kommuneansatte. Begge befaringer inkluderte samtaler med tilfeldige turgåere, fiskere, jegere og hytteeiere som ble påtruffet under befaringene. Befaringsrute er gitt i kartet (figur 4-1).

I tillegg til befaring er det tatt kontakt med organisasjoner og individer med lokalkunnskap for å hente inn mer informasjon om dagens bruk av områdene og mulig forventete virkninger. Det er tatt kontakt per telefon eller epost, avhengig av hvilken kontaktinformasjon som var tilgjengelig. Basert på anbefaling fra kommunen er det tatt kontakt med Fillan skole og Barmann oppvekstsenter. Fillan skole svarte at de har flere andre områder de kan bruke, og at de ikke forventer noen påvirkning på sine friluftsaktiviteter. Barman oppvekstsenter svarte at de bruker ikke området innenfor skoletiden.

Andre aktører/individer som det er tatt kontakt med:

- Ut-Hitra sportsklubb
- Hitra Idrettslag
- Sandstad Idrettslag
- Birdlife Norge (lokallag på Hitra)
- Hitra Jeger- og Fiskerforbund
- Hitra Utmarksråd (Et rådgivende organ og en samarbeidspartner for kommunen innen naturforvaltning, og har en spesielt sentral rolle innen hjorteviltforvaltningen)
- Vågen camping
- Balsnes gård
- Johan Eide (frivillig som har merket og beskrevet flere lokale turer på Ut.no)
- Dordi Strøm (lokal hytteeier som ønsket å gi innspill)

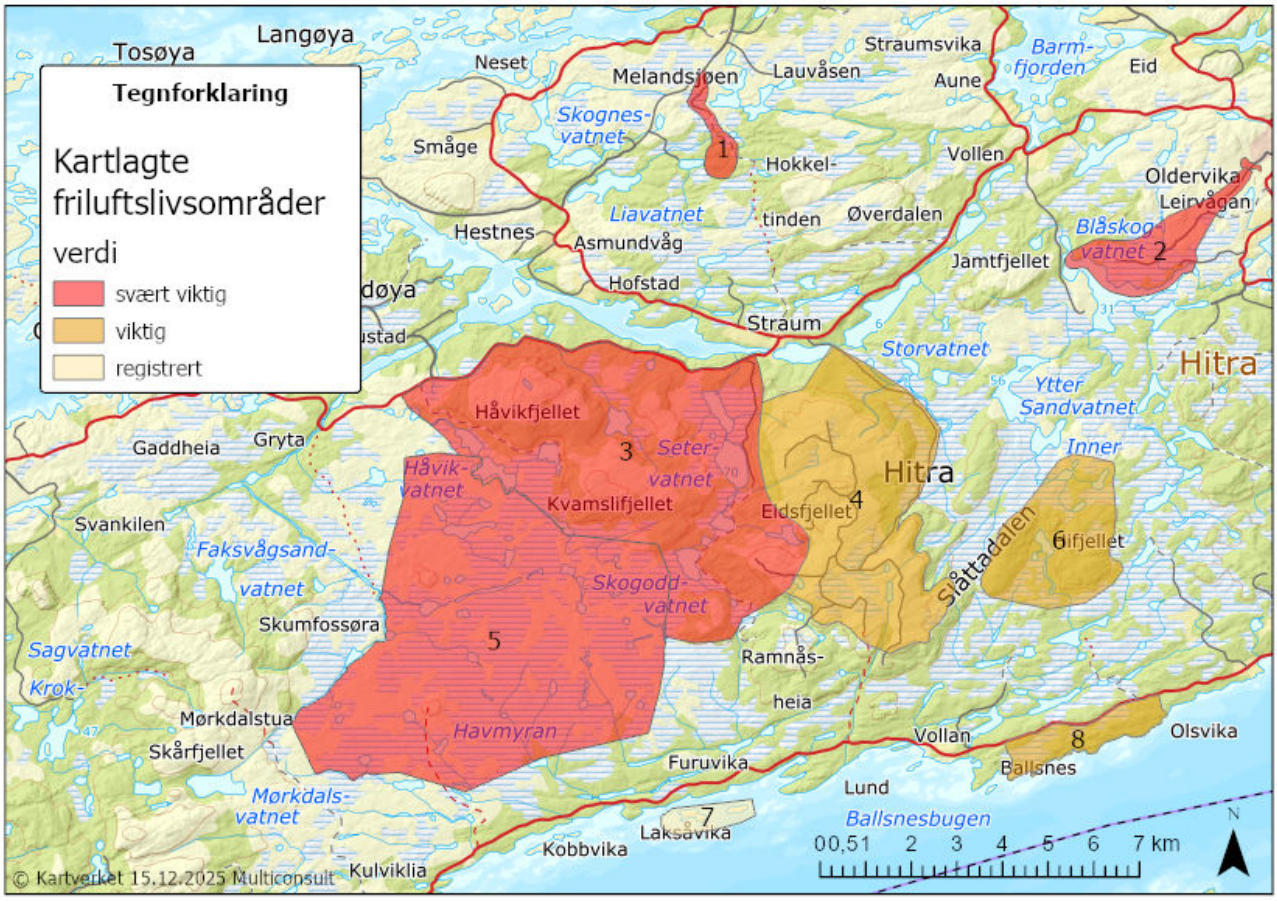
Relevant informasjon fra tilbakemeldinger og samtaler er oppsummert i den generelle beskrivelsen av friluftslivet i Hitra, eller under delområdebeskrivelser informasjonen gjelder. Kartfestet informasjon fra kontaktene er gitt i de respektive kartene.



Figur 4-1: Kart med befaringsruter fra feltbefaring.

4.3 Kartlagte og statlig sikra friluftslivsområder

Figur 4-2 viser områder i planområdet og i nærheten som er kartlagt og verdsatt av kommunen i 2013 og 2014. Et av disse områdene (Margrethes Minde, 1) er også et statlig sikra friluftslivsområde. Naturbase viser ingen verna friluftslivsområder på Hitra.



Figur 4-2: Friluftslivsområder kartlagt og verdsatt av Hitra kommune i nærheten av Hitra vindkraftverk. Område 1 Margrethes Minde er også et statlig sikra friluftslivsområde.

Tabell 4-1: Oversikt over friluftslivsområder kartlagt etter håndbok M98-2013 innenfor influensområdet. Klassifisering og verdisetting er gjengitt fra Naturbase.

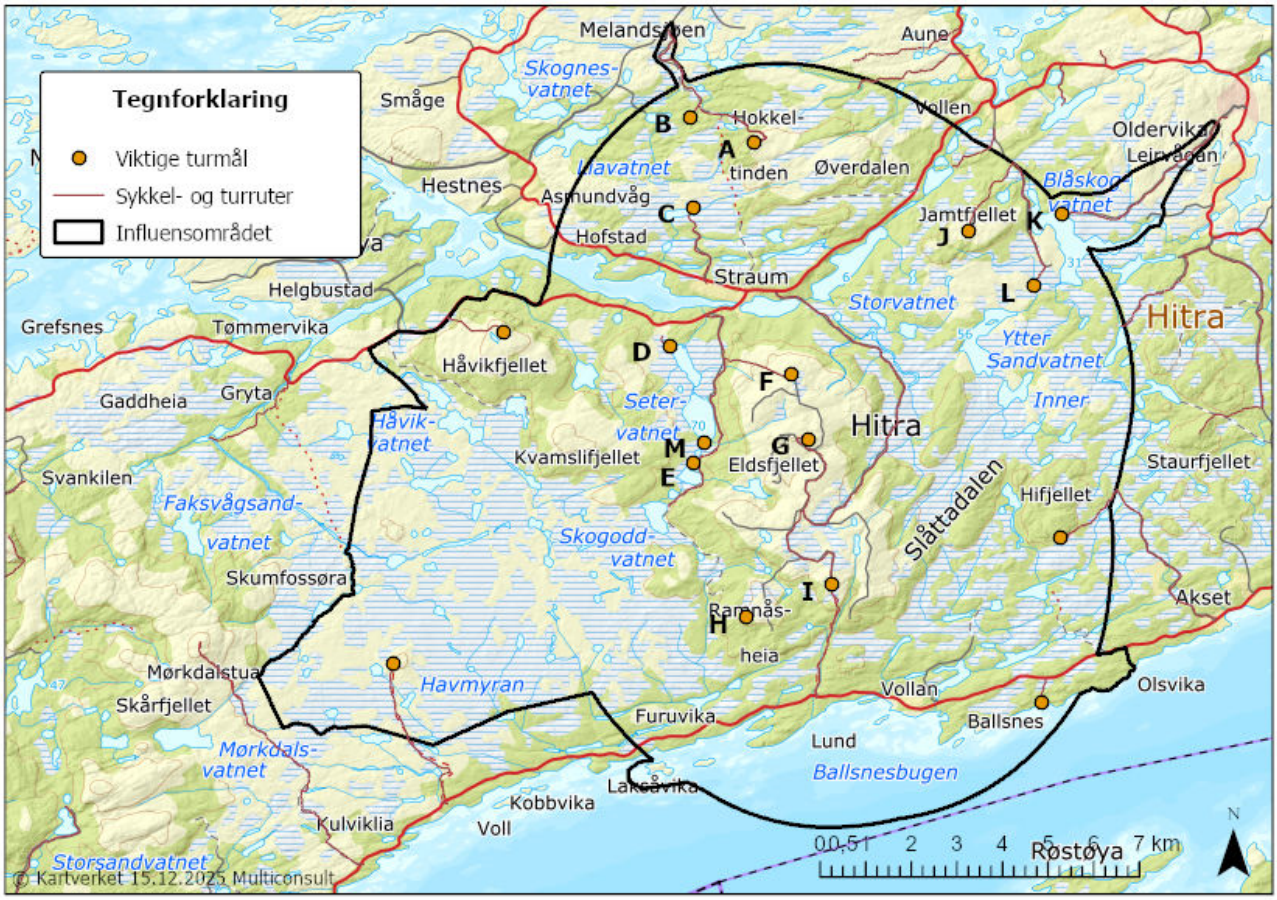
ID	Områdenavn	Områdeverdi	Områdebeskrivelse
1	Margrethes Minde	Svært viktig	Statlig sikra friluftsområde på ca. 1000 dekar. Området ligger sør for Melandsjøen, naturtypen er furuskog og myr. Viktig historisk område knyttet til handelsstedet Hopsjøen. Rester etter historisk hage. Opparbeidet parkeringsplass og grusvei/sti fram til "sportshytte" på MM. Ut-Hitra sportsklubb driver hytta, åpen hver søndag fra jan. til aug. MM er et fint utgangspunkt for lengre turer.
2	Blåskogveien og sportshytta	Svært viktig	Dette området inneholder hele Blåskogveien fram til Blåskoghytta, Skyttarheia og Ørnlia nord for veien og Blåskogvatnet fram til Lakselva sør for veien. Svært mye brukt turvei som starter i Fillan sentrum, Blåskoghytta er åpen med servering i helgene i sesong. Blåskogvatnet er svært fiskerikt, noe som gir liten fisk, men det er flott når unger skal lære å fiske. Mye rør (røye) i vatnet gir muligheter for isfiske. Turen fra Fillan sentrum til Blåskoghytta går gjennom store myrområder, heivegetasjon og furuskog når en kommer til hytta og Ørnlia. På Tørvhatten, der Blåskogveien møter stien fra

ID	Områdenavn	Områdeverdi	Områdebeskrivelse
			Skaget og Olalia er det bygd en samlingsplass med tak over som brukes mye som aktivitetsområde for skolene.
3	Håvikfjellet til Sætervassdraget	Svært viktig	Håvikfjellet er en topp på 270 moh. og med fantastisk utsikt over skjærgården i Kvenværet og Bispøyan, samt Frøya med Titran og Norges høyeste fyrtårn på Sletringen og havet. Mot sør er det utsikt over Ramsarområdet Havmyran. Håvikfjellet er et mye brukt turmål, mange veier er mulig til toppen, lettest fra vest. Sætervassdraget egner seg svært godt til padling, gode fiskevann med fin aure. Lauvdalsvatnet er tatt med i området fordi det er et rent røyevatn, noe som er unikt i Hitra sammenheng. I Håvikvassdraget er også fint å padle og fiske, lett adkomst til begge vassdragene via skogsveier. Kvamslifjellet og Tverrfjellet er også godt egnet for toppturer.
4	Eldsfjellet	Viktig	Eldsfjellet med vindparken er et mye brukt utfartsområde både sommer og vinter. Pga. internveier i vindparken er området lett tilgjengelig, selv om det er langt (7,5 km) fra hovedveien til trafostasjonen. Internveiene er fine sykkelveier. På vinteren er Eldsfjellet det området på Hitra som har mest stabile snøforhold, og området er tradisjonelt brukt mye til skigåing. Flotte utsiktspunkter både mot Frøya og mot Trondheimsleia. Eldsfjellet er, sammen med Skårfjella, de eneste store områdene på Hitra som har sammenhengende fjellterreng.
5	Havmyran naturreservat	Svært viktig	Verneformål: Et urørt myr- og heilandskap med rik fuglefauna. Ramsarområde. Nordøstlige fjellplanter vokser her sammen med sørvestlige kystplanter, oseanisk vegetasjon. Svært gode fiskemuligheter. Villmarkspreg og stille område. Uberørt/inngrepsfritt område. Tilrettelagt p-plass fra sør v Brattåa. Merket tursti fra p-plass og inn til Inner Leberget.
6	Barlifjellet til Flatan	Viktig	Barlifjellet, Hifjellet og Haltdalsfjellet er fine små fjell rundt 200 moh, midt inne på Hitra og langt fra bebyggelse. I tilknytning til fjellene legger gode fiskevann med fin aure. Dette området er også et kjerneområde for hjort. På sørsida av Hifjellet finnes "Bjønnhiet", ei stor hule som har vært brukt av bjørn. Nordre del av området er en del av "Flatan", et stort myr,- hei- og vannområde. Lettest adkomst til området fra sør via Engelskmannsveien, bygd for engelske lorders hjortejakt i området. Grei adkomst også fra nord via veien til vindmølleparken.
7	Markusøya og Håøya	registrert	Området består av to øyer med holmer og skjær. På Markusøya er det flere lune bukter som er mye brukt til strandhogg, særlig lun er bukta på nordøstsida, som også er anvist ankringsplass fra Kystverket. Vest for Markusøya ligger en rekke med små holmer og grunne sjøområder. Håøya er litt vanskeligere tilgjengelig.
8	Balsnes til Olsvika	Viktig	Hensynssone i kommuneplanas arealdel med spesielt viktige landskaps-, natur,- friluftslivs- og kulturverdier. Området er nesten helt uberørt. Det eneste inngrepet en finner her er en skogsvei som går ned til Bekkvika. Lengst nord i området, ved hovedvegen, ligger Bekkviktjønna som har en unik forekomst av blodigler. Langs sjøen er detforskjellige typer strender, bl.a. en fin tidevannsdam. I

ID	Områdenavn	Områdeverdi	Områdebeskrivelse
			dette området vokser furuskog helt ned til sjøkanten, noe som er uvanlig på Hitra. I området finnes det svært storvokst furuskog og tufter etter husmannsplass.

4.4 Turruter for sykkel og til fots

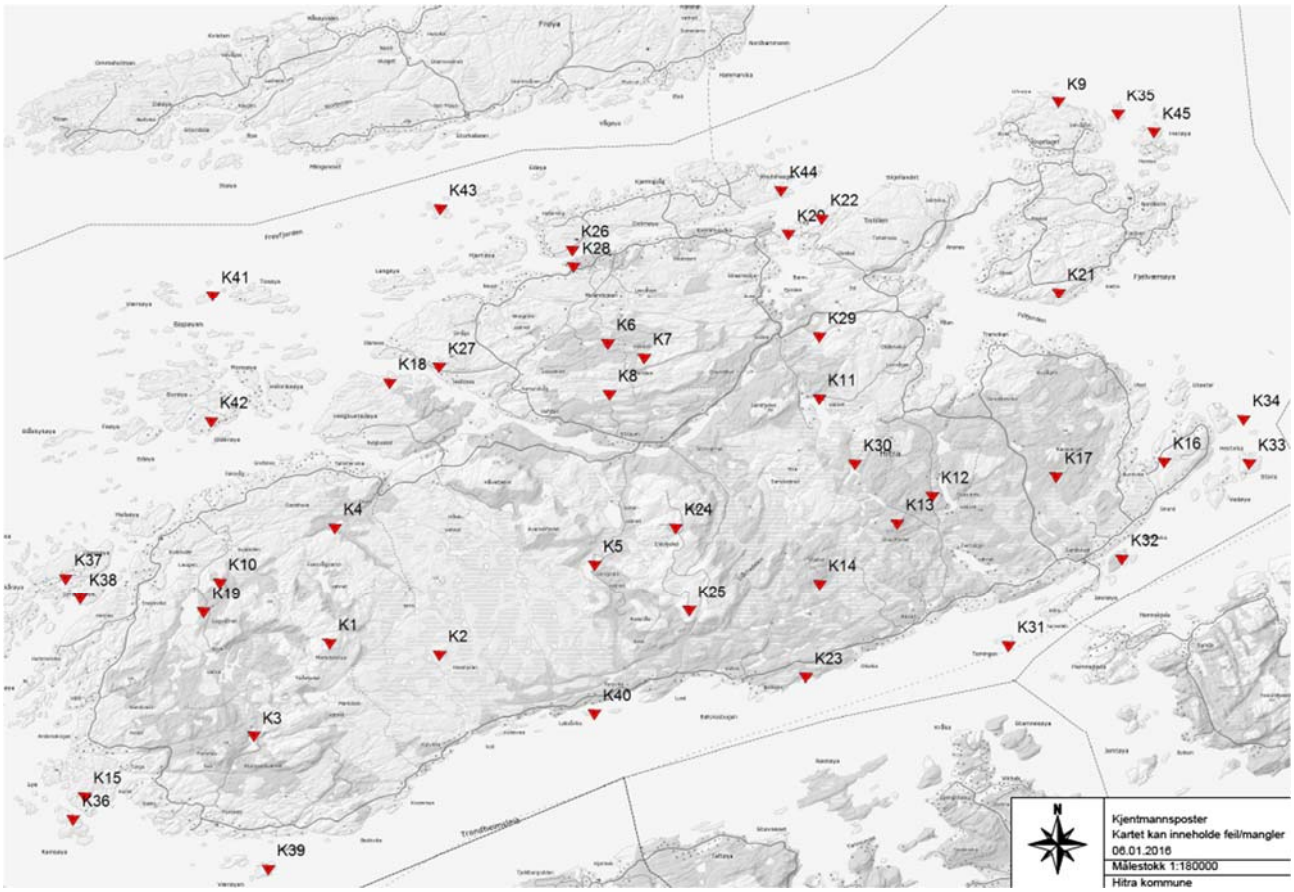
Turruter i Kartverket sin turrutebase og beskrivelser av turer fra ut.no er sjekket. Turene som ligger i og nær influensområdet er vist i kart (figur 4-3) og de viktigste turene og turmål er navngitt i tabell 4-2. Turbeskrivelsene er kopiert fra ut.no sine beskrivelser, med noen tilføyelser basert på befaring. I tillegg finnes det en kjentmannsprøve for Hitra, hvor mange av de samme postene også er merket i ut.no. Kartet (figur 4-4) viser oversikt over de 30 postene på land og 15 i sjø. I kommunens «plan for fysisk aktivitet 2020–2023» er Kjentmannsprøven framhevet som en av de viktigste premissleverandørene for friluftsliv i Hitra (Hitra kommune, 2020). Mtbmap.no, som viser sykkelstier for terrengsykling, hadde ingen merkete stier på Hitra selv om det fantes spor etter stisykling på flere stier i terrenget.



Figur 4-3: Kart med de viktigste turmål og gå- og sykkelturer innen influensområdet. De fleste turene er beskrevet i ut.no.

Tabell 4-2: Turmål/ruter vist i kartet over, med beskrivelse. «# besøkende turpostbok» gir antall navn skrevet i turpostbok fra 1.1. til 17. 8. for turpostene som var besøkt for å gi grovt estimat av hvor populær turene er.

Kartkode	Tur/turmål	Beskrivelse	# besøkende turpostbok
A	Margrethes Minde, hytta	Populær turvei til åpent hytte i statligsikret område.	
B	Hokkeltinden	Tursti opp til utsiktpunkt fra Margrethes Minde.	91
C	Sandvatnet	Skogbilvei til vatnet med strand og turpost.	62
D	Håvikfjellet	Veldig populær tur til topp med god utsikt.	264
E	Kverna gapahuk	Godt tilrettelagt kort tur til gapahuk.	109
F	Mølle 24	Turmål enten fra sti fra nordvest eller trimpost mest for syklister som kommer anleggsveien opp.	
G	Lona dagbesøkshytta	Besøkshytta med formål også for formidling (om fornybar energi).	
H	Indre Leberget	Noe våt sti forbi flere små vatn og gjennom myra. Nokså lite brukt.	
I	Skogodden gapahuk	Skogsbilvei og sti til fin ny gapahuk ved vannet.	
J	Lauvdalsvarden	Topp og turmål i planområdet for syklister og turgåere.	18
K	Ramnåsheia	Topp og turmål i planområdet for syklister og turgåere.	8
L	Mølle 7	Turmål fra sti fra sørsiden av planområdet.	24
M	Jamtfjellet	Topp og turmål med litt våt sti gjennom myra.	43
N	Blåskoghytta	Populært turmål fra Fillan med åpent hytta i Marka og badestrand. Skogsbilvei som egner seg også for barnevogn og sykkel.	
O	Storfossen	Mest på grusvei og siste del på myr/berg.	
P	Bjønnhiet	Skogsvei og våt sti til hull der det er sagt at var bjørn hi før. Gapahuk og bademulighet ved Hifjellvatnet.	
Q	Bekkvika	Skogsvei til rolig bukta med strand. Kort tur og populær blant annet for barnefamilier.	



Figur 4-4: Kart med Kjentmannsprøveposter for Hitra.

4.5 Støy og friluftsliv

I henhold til retningslinjen T-1442/2021 er det områdets karakter, og bruken av et område, som avgjør hvilke lydnivåer som kan aksepteres. I større upåvirkede naturområder, som nasjonalparker, naturområder i fjellet og kjerneområder i bymarker, er all hørbar fremmed lyd i utgangspunktet uønsket. Det er imidlertid angitt en anbefalt grenseverdi på L_{den} 40 dB for sammenhengende nærfriluftsområder og bymark utenfor by/tettsted.

I henhold til veileder til retningslinje T-1442/2021 (M-2061) er det stort sett ikke hensiktsmessig å gjøre beregninger for å avklare lydnivå i viktige friluftsområder (Miljødirektoratet, 2021). Det anbefales i stedet en kvalitativ vurdering av lydmiljøet i området. Veilederen definerer lydbilde som det samlede lydinntrykket mennesket får av lydene i landskapet eller omgivelser. Støy fra vindturbiner i Hitra 2 vil påvirke lydbilde i område rundt vindkraftverket, i både nullalternativet og alternativ 1.

Lydnivåer fra vindkraftverket vil variere med vær og vind. Det er i henhold til føringer fra Miljødirektoratet beregnet lydnivåer fra vindkraftverket når det blåser kraftig (8 m/s). Ved vindstyrke over 8–10 m/s vil det naturlige vindsuset vanligvis maskere støyen fra vindturbinene. Det er vanlig praksis ved beregninger fra støy fra vindkraftverk å velge konservative beregningsforutsetninger, det vil si at støy fra vindkraftverket i virkeligheten i de fleste tilfeller vil være lavere enn det beregnede lydnivåer viser.

Beregninger viser at støy fra Hitra 2 og Nye Hitra 1 i perioder kan være over anbefalt grenseverdi på Lden 40 dB, og dermed også kunne påvirke lydbildet i et område omkring 2 km utover fra vindkraftverket når forholdene ligger til rette for det. Beregningene viser at støyutbredelsen fra kun Hitra 2 (nullalternativet) kan forventes å bli noe mindre, men lydbildet vil likevel være påvirket av støy fra vindturbiner i et omtrent like stort areal som ved alternativ 1. Det er beregnet omkring tilsvarende,

eller noe lavere, lydnivåer i alternativ 1 sammenlignet med dagens situasjon. Se egen fagrapport om støy (Akustikkonsulten AB, 2026).

Opplevd lydnivå innenfor det aktuelle området vil variere avhengig av hvor man beveger seg i terrenget, og hvordan man bruker området. Lydnivået fra vindkraftverket kan være relativt lavt, men likevel påvirke lydbildet når det er lite bakgrunnsstøy. Det vil si at lyden er hørbar. Naturlyder som svak vind, rasling i løv eller lett regn vil kunne tilsvare et lydnivå på omkring LpA 30–40 dB.

4.6 Synlighet og landskap

Synlighet og effektene på landskap er vurdert i egen rapport Nye Hitra 1 vindkraftverk – KU Landskap. For Nye Hitra 1 skal det installeres 15 nye, store vindturbiner. Store turbiner med lavere rotasjons-hastighet vil generelt oppleves mer rolig enn mindre turbiner. Visuell påvirkning av turbinene vil variere avhengig av avstand, skjerming fra vegetasjon og topografi, men også av vær og om det er lyst eller mørkt. Skyer kan dekke vindturbiner, men i noen tilfeller også forsterke effekten av hinderlysene. Hinderlysene vil også være mere synlige når det er mørkt på natta og om vinteren, og dermed i større grad kunne påvirke opplevelsen av friluftslivsaktiviteter på høsten og vinteren.

På grunn av fortsatt drift av Hitra 2 vil nullalternativet medføre at det innenfor selve planområdet bare skal tilbakeføres noen små lengder av veier og turbinplasser, og området vil fortsette å være sterkt industripreget. Siden Nye Hitra 1 vil være omringet av Hitra 2, er det ikke forventet at Nye Hitra 1 vil utgjør veldig stor forskjell i landskapsbildet for friluftsliv utenfor selve planområdet. Den største påvirkning på friluftsliv vil følge av høyintensitets hinderlysmerking for luftfart, med kraftig hvitt blinkende hinderlys.

4.7 Skyggekast og friluftsliv

Bevegende skygge fra vindturbinblader kan oppleves som sjenerende. Det er laget egen rapport med skyggekastanalyse hvor det er kartlagt hvor og i hvilken grad skyggekast kan oppstå fra Nye Hitra 1 vindkraftverk (Multiconsult, 2026). Ifølge analysen, vil den umiddelbare nærheten til Nye Hitra 1 vindkraftverk bli utsatt for skyggekast. Skyggekast er forventet til å ha noe betydning for friluftslivopplevelsen i selve planområdet og delvis langs Sætervassdraget, rett på vestsiden av Eldsfjellet. Skyggen kastes lengst når solbanen er lav - det vil si om morgen og kvelden, og mer på vinter enn på sommeren. Det er derfor forventet at mulig påvirkning for friluftsliv vil være størst for vinteraktiviteter.

4.8 Iskast og friluftsliv

I enkelte perioder og under visse værforhold kan det dannes is på vindturbinene. Denne isen kan enten falle ned eller bli kastet ut fra turbinen. Det er utarbeidet en egen rapport som vurderer risiko knyttet til iskast fra vindturbiner (Multiconsult, 2026). I rapporten er det beregnet en sikkerhetsavstand på 465 meter fra Nye Hitra 1-turbiner når dette beregnes med den såkalte Seiferts formel, og 308 meter basert på observerte kastelengder. Ifølge NVEs kart over ising vil området på Eidsfjellet oppleve 100-250 timer med fare for iskast årlig. Det er veldig usannsynlig at personer vil bli truffet av iskast, men dersom det forekom ville det potensielt ha store konsekvenser for liv og helse. Ifølge driftspersonell fra dagens Hitra 1 er ikke området mye brukt under værforholdene der ising kan oppstå. Som følge av iskastfare er det allerede etablert skilting for dagens Hitra 1 og Hitra 2, for å varsle om risiko for ising, og det driftes også en online varslingstjeneste med løpende oppdatering om faren for ising. Iskastrisikoen har betydning bare innenfor selve planområdet, og den medfører noe redusert mulighet til å bruke området på visse tider av året.

5 Friluftsliv på Hitra

Friluftslivet på Hitra består i stor grad av turgåing, fiske og jakt. Det finnes et stort antall merkete turer over hele øya, og Kjentmannsprøven har også et stort antall poster i land og i sjøen (Hitra kommune, 2020, Jan Pettersen pers.medd.). Sykling har også blitt mer populært i det siste (Melby, 2009).

Hjortejakt er en viktig del av friluftslivet på Hitra, og foregår over store deler av kommunen, inkludert innenfor planområdet (Miljødirektoratet, u.d., Roy Aune og Arild Gjertsen pers.medd.). Noe småviltjakt etter hare og skogsfugl (orrfugl) foregår i mindre skala (Torgeir Sæther pers.medd.). Fisking er viktig både for lokale, hyttefolk og besøkende, og foregår stort sett i sjøen, men det selges også fiskekort for innlandsfiske (iNatur, u.d.). Det er ikke lett å stedfeste hvor mye det fiskes på forskjellige plasser siden det bare er ett fiskekort som dekker alt innlandsfiske.

En stor andel av de som bor eller har hytte på Hitra har båt som brukes for fisking og turer (Melby, 2009). Det er også vanlig med padling med havkajakk, men en stor del av denne typen aktivitet skjer utenfor Kvenvær i skjærgården (samtale med Marit Aune/ Hitra kommune, kajakkleie nettsider). Noen bruker også kano eller packraft, for eksempel for innlandsfiske.

På grunn av ustabile snøforhold på Hitra finnes det ikke noen faste skiløyper på vinteren som er merket i skisporet.no. Skispor kjøres avhengig av snø, der det egner seg.

Det foregår også kamskjellplukking langs kysten og sopp- og bærplukking i skogene. Disse aktivitetene skjer vidt, og det er ikke mulig til å innskrenke og kartfeste dette til spesielle steder/områder.

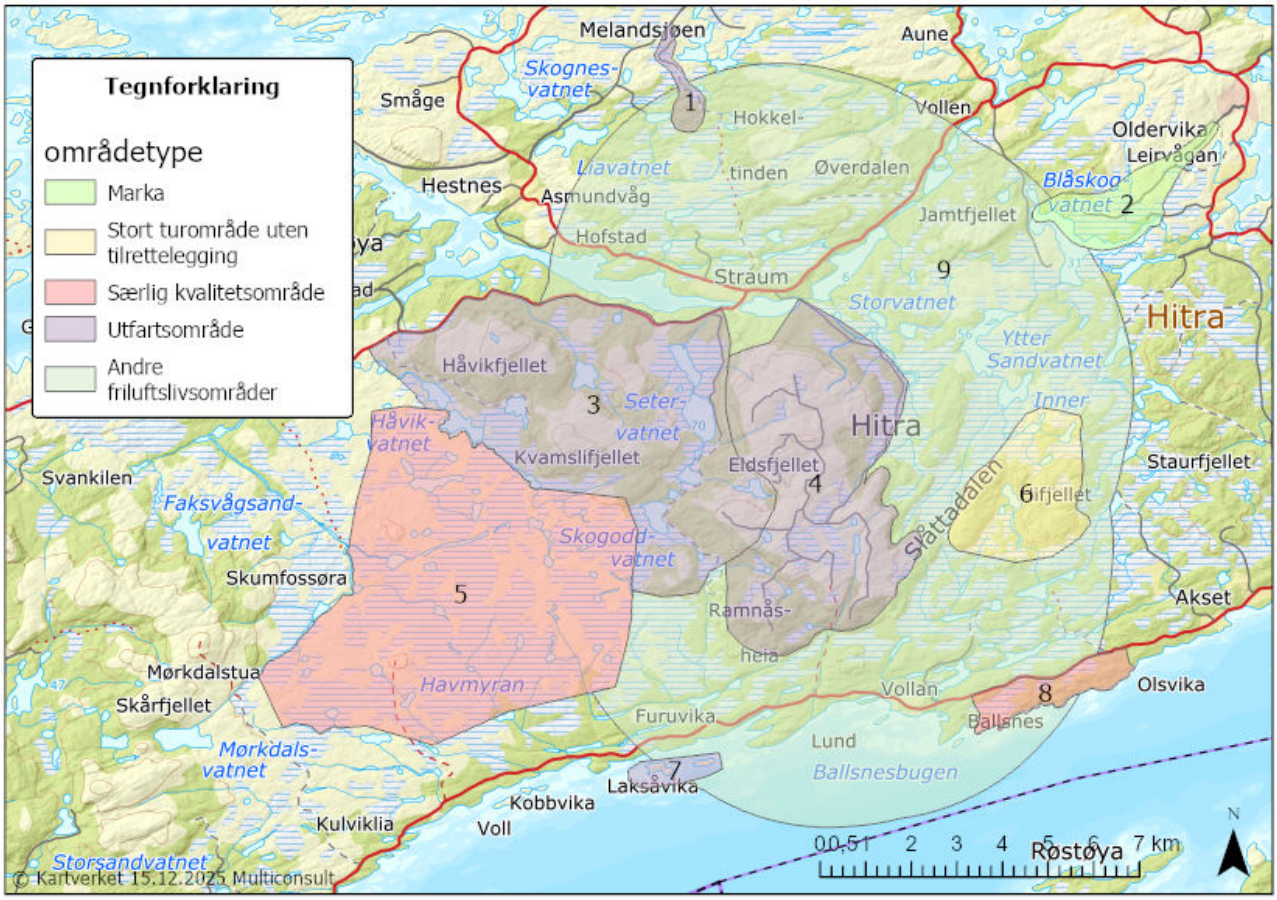
6 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder

6.1 Inndeling i delområder

Influensområdet er delt inn i 9 delområder (tabell 6-1, figur 6-1) basert på Hitra kommune sin inndeling og verdisetting av områdene (figur 4-2). Avgrensningen for Eldsfjellet har blitt justert slik at den også inkluderer Ramnåsheia, siden dette er inkludert i Hitra 2 og har fått veiutløsning. Andre områder som ikke er vurdert av kommunen er i utredningen vurdert som «Øvrig areal» og er klassifisert som «Andre friluftslivsområder». Delområdet Håvikfjellet til Sætervassdraget har fått en endret områdetype fra kommunens registrering, og er i denne utredningen endret fra «Stort turområde uten tilrettelegging» til «Utfartsområde» pga. kommunens senere tilrettelegging i form av forbedret vei, gapahuker og dagshytte.

Tabell 6-1: Oversikt over delområder i utredningsområdet.

ID	Friluftsliv delområde	Områdetype	Verdi
1	Margrethes Minde	Utfartsområde	Stor
2	Blåskogveien og sportshytta	Marka	Svært stor
3	Håvikfjellet til Sætervassdraget	Utfartsområde	Stor
4	Eldsfjellet	Utfartsområde	Noe verdi
5	Havmyran naturreservat	Særlig kvalitetsområde	Middels
6	Barlifjellet til Flatan	Stort turområde uten tilrettelegging	Middels
7	Markusøya og Håøya	Utfartsområde	Noe verdi
8	Balsnes til Olsvika	Særlig kvalitetsområde	Middels
9	Øvrig areal	Andre friluftslivsområder	Noe verdi



Figur 6-1: Kart over delområder i utredningsområdet.

Tabell 6-2. Verdiskala og fargekodene som er brukt i verdsetting.

Ubetydelig	
Noe verdi	
Middels verdi	
Stor verdi	
Svært stor verdi	

ID	Delområde	Brukerfrekvens	Kvalitet	Betydning
1	Margrethes Minde	Brukes av mange	God naturopplevelse og kulturminne.	Symbolverdi
2	Blåskogveien og sportshytta	Brukes av mange	Lett tilgjengelig	Nærtur for innbyggere fra Fillan. Samlingsplass brukt av skolene/grupper.
3	Håvikfjellet til Sætervassdraget	Brukes av mange	Naturopplevelse, turer og fiske. Godt tilrettelagt.	Håvikfjellet tradisjonelt turmål. Kunnskapsverdier senere gjennom formidling i Lona prosjektet.
4	Eldsfjellet	Brukes av noen	Dårlig lydmiljø, noen naturopplevelsesverdier	Har noe symbolverdi som et av få fjellplatåer.
5	Havmyran naturreservat	Brukes av noen	Stort inngrepsfritt område med spesiell naturopplevelse.	Godt egnet til undervisning pga. spesiell flora.
6	Barlifjellet til Flatan	Brukes av noen	Funksjon spesielt for jakt. Stort inngrepsfri område med gammel furuskog.	Har noe symbolverdi med bjørnehi
7	Markusøya og Håøya	Brukes av noen	God naturopplevelse.	Ingen kjente symbolverdier, ikke egnet til undervisningssammenheng
8	Balsnes til Olsvika	Brukes av flere	God naturopplevelse. Tilpasser for barnefamilier.	Ingen kjente symbolverdier, ikke egnet til undervisningssammenheng
9	Øvrig areal	Brukes av noen	Har noen naturopplevelsesverdier	Ingen kjente symbolverdier, ikke egnet til undervisningssammenheng

Tabell 6-3. Verdi gitt for hvert delområde samt kort begrunnelse. Største delverdi av brukerfrekvens, kvalitet og betydning bestemmer delområdets samlete verdi.

6.2 Verdivurderte områder

6.2.1 Delområde 1 Margrethes Minde

Avgrensning og beskrivelse

Margrethes Minde med adkomstvei er et statlig sikra friluftslivsområde, definert som utfartsområde og verdsatt av kommunen som svært viktig. Stedet ble bygd som jakt- og lystresidens tidlig på 1800-

tallet. Margrethes Minde har et større hageanlegg og to ringmurer rundt området (Naturbase faktaark https://faktaark.naturbase.no/?id=FS00000171). Atkomsten er en fin grusvei gjennom furuskog, og det er et utsiktspunkt 200 meter fra hytta. I dag er det Ut-Hitra Sportsklubb som drifter stedet, og hytta har servering hver søndag fra januar til siste søndagen i august. Plassen er beskrevet som et verdifullt kulturminne og et viktig utfartsmål. Området er godt skjermet av skog mot synlighet til vindkraftverket. Dette er et spesielt område med kulturminneverdier, og det finnes ikke alternative friluftslivsområder med tilsvarende aktivitetsmuligheter på Hitra.



Figur 6-2: Margrethes Minde er åpent på søndager og hytta er et svært populært turmål i det statlig sikra friluftsområdet. Stien til Hokkeltind tar av fra adkomstveien litt før Margrethes Minde.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-4: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 1.

Verdivurdering: Delområde 1 Margrethes Minde **Områdetype: Utfartsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi		Svært stor verdi
			▲		
Svært populært og viktig turområde med besøkshytte. Området er statlig sikret og har kulturminneverdier.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå		▲ Påvirkning av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Vindkraftverket er noe synlig fra noen steder i området, men dette betyr noen turbiner i tillegg til Hitra 2. Støyen kan ikke høres.			
Alt. 1		▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som lavt på noe forringet. Begrunnelse: Vindkraftverket vil være noe mer synlig fra stien og området, spesielt på vinteren med blinkende hinderlys. Det er ikke forventet at støyen kan høres fra området.			
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	3/4+	1/2+	0	1-	2-	3-	4-

Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring (0)
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som noe negativ konsekvens for delområdet (1-).

6.2.2 Delområde 2 Blåskogstien og sportshytta

Avgrensning og beskrivelse

Markaområdet vest for kommunesenteret Fillan er verdsatt av Hitra kommune som et svært viktig friluftslivsområde. Her ligger den søndagsåpne Blåskoghytta, som er et populært turmål fra Fillan med strand, padle- og bademuligheter. Skogsbilveien til hytta egner seg for barnevogn og sykling. På veien er det flere rasteplasser, blant annet Tørvhatten samlingsplass og grillhytta. Når det er snøforhold kjøres det skispor fra Fillan til hytta. Valen turpost med grusvei, lengre øst ved Blåskogvatnet, er også innenfor det avgrensete markaområdet. I godt vær kan dagens vindturbiner ses i det fjerne. Området har en spesiell funksjon som nærturområde for kommunesenteret Fillan, og det finnes ikke alternative friluftslivsområder med tilsvarende aktivitetsmuligheter i nærheten.



Figur 6-3: Strand ved Blåskoghytta til venstre, Tørvhatten samlingsplass til høyre, brukes gjerne av elever på veien til hytta.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-5: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 2.

Verdivurdering: Delområde 2 Blåskogveien og sportshytta **Områdetype: Marka**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
				▲	
Svært populært turmål fra Fillan med åpent hytta i Marka samt med badestrand. Området brukes også mye av skolene.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkning av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Turbinene er synlig i det fjerne i tillegg til Hitra 2 turbinene. Støyen fra vindkraftverket kan ikke høres.				
Alt. A	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Turbinene kommer til å være synlig spesielt med blinkende hinderlys og på vinteren. Støyen er ikke forventet å kunne høres.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring (0).				
Alt. A	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som middels negativ konsekvens for delområdet (2-).				

6.2.3 Delområde 3 Håvikfjellet til Sætervassdraget

Avgrensning og beskrivelse

Håvikfjellet er en topp på 270 moh. rundt 5 km fra planområdet. Dette er et veldig populært turmål med fin utsikt i alle retninger. Sætervassdraget er godt egnet til padling og har flere fiskevann, skogsvei og stier for turgåere og syklister. På vinteren, de gangene det er snøforhold, kjøres det skispor langs Setervatnet. Innenfor delområdet ligger også Kvamslifjellet og Tverrfjellet, som egner seg for toppturer. Hitra kommune klassifiserte i 2013 området som et stort turområde uten tilrettelegging. Dette vurderes nå som utdatert etter senere tilrettelegging i området. Området er derfor i denne konsekvensutredningen omklassifisert til utfartsområde.

Hitra kommunes tilrettelegging kombinerer ønsket om å få folk ut på tur og formidling om fornybar energi. Per i dag finnes det to nybygde gapahuker i delområdet: Skogodden gapahuk og Kverna gapahuk (ved Kvernavatnet) som er populære turmål. En skogsvei mot Skogodden gapahuk er nylig oppgradert. Kverna gapahuk ligger kun 0,6 km fra Fv. 713 med gruset vei dit, noe som gjør den til et velegnet turmål for småbarnsfamilier og andre som ikke kan gå så langt. Kommunen jobber videre med å bygge ytterligere tre gapahuk/utsiktspunkt/badstue i området og en åpen dagshytte Lona, noe som er forventet å øke mengden av besøkende ytterligere. Lona dagshytte er tegnet av arkitektfirmaet Snøhetta og bygges med tradisjonelle metoder, noe som gjør dette til et interessant turmål også nasjonalt og for flere enn friluftslivsinteresserte. Det finnes ikke andre alternative friluftslivsområder med tilrettelegging i nærheten. Dagens vindkraftverk er noe synlig fra deler av området, og susen fra vindkraftverket kan høres.



Figur 6-4: Skogodden gapahuk er turmål ved Skogoddvatnet (oppe til venstre). Dette er benyttet av turgåere, syklister, fiskere og padlere. Skogsbilvei til Skoggoddvatnet har nylig blitt forbedret (oppe til høyre). Varde på toppen av Håvikfjellet med utsikt mot vindkraftverket (nede til venstre). Kverna gapahuk ved Kvernavatnet (nede til venstre) er populær for barnefamilier pga. kort og enkel adkomst.

Tabell 6-6: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 3.

Verdivurdering: Delområde 3 Håvikfjellet til Sætervassdraget **Områdetype: Utfartsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Godt tilrettelagt og populært område langs Setervatnet og Håvikfjellet som tradisjonelt turmål.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Turbinene fra Hitra 1 er bare litt synlig i tillegg til Hitra 2. Støynivået er minimalt større sammenlignet med Hitra 2 alene.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Turbinene kommer til å være mer synlig, spesielt med høyintensitets blinkende lys og på vinteren. Skyggekast vil kunne redusere opplevelsesverdien i delene nærmest Eldsfjellet. Støynivået er ikke forventet å øke merkbart ut over støyen som allerede kommer fra Hitra 2.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	--	---	----
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig konsekvens for delområdet (0).						
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som noe negativ konsekvens for delområdet (1-).						

6.2.4 Delområde 4 Eldsfjellet

Avgrensning og beskrivelse

Delområde 4 Eldsfjellet inkluderer planområdet med adkomstveien. Avgrensningen av området er noe utvidet fra kommunens avgrensning, for å inkludere Ramnåsheia der Hitra 2 har blitt etablert i etterkant av kommunens kartlegging.

Det finnes internveier og turposter ved to turbiner og topper (figur 4-3, tabell 4-2). Området brukes av turgåere som kommer inn til området, mest fra nordvest til turbin 24 eller fra sør til turbin 7 og går noen ganger videre til Lauvadalsvarden eller til Ramnåsheia. I tillegg er det syklister som bruker adkomstveien for å sykle opp til platået. Adkomstveien som ble bygd i forbindelse med dagens Hitra 1 har gjort området mer tilgjengelig for flere, samtidig som karakteren som urørt natur ble borte ved første utbygging. Planområdet er også viktig for hjortejakt. Området har blant de mest stabile snøforhold på Hitra, og er brukt noe til skigåing (fjellski) (pers.kom. Torgeir Sæther), men området oppleves ikke like attraktiv for skigåing etter at Hitra 1 var bygd (pers.kom. Bror Blichfeldt). Det er videre nevnt at det fiskes på Lauvdalsvatnet (røye, Artskart) og Korsvatnet (ørret, Artskart) Melby, 2009, pers. kom. Torgeir Sæther).

Som et av få fjellområder med platå og et av de mest snøsikre områdene på Hitra er det få lignende områder som vil kunne erstatte Eldsfjellet for denne type friluftsliv. Eneste andre fjell med store sammenhengende fjellterreng er Skårfjella, men dette ligger mindre tilgjengelig for de fleste som bor

på Hitra (Melby, 2009). Det er likevel mulig å finne flere fjell på fastlandet i Hitra kommune, blant annet Blåfjellet og Tenorlifjellet som er fine topper (komm. Hitra kommune).

Innenfor planområdet er vindkraftverket dominerende. Det er også nevnt at klunkelyd fra turbinene er mer forstyrrende enn vindsuset fra bladene (pers.kom. Torgeir Sæther). Klunkelyden skyldes slitte lager i flere av dagens Hitra 1-turbiner, og det er antatt at denne lyden høres ikke utenfor selve planområdet. Denne lyden forventes også å bli borte når dagens Hitra 1 er fjernet.



Figur 6-5: Til venstre turpost ved Lauvdalsvarden, en av toppene innenfor planområdet. Til høyre anleggsveien i planområdet som brukes av syklister.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-7: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 4.

Verdivurdering: Delområde 4 Eldsfjellet **Områdetype: Utfartsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲					
Noe brukt område. Forringet naturopplevelse fordi området har internveier til og er omringet av Hitra 2 vindturbiner med støy fra disse. Symbolverdi som et av høyeste fjellene i området.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som forringet. Begrunnelse: Hitra 1 med relativt mange, mindre turbiner sentralt i området fører til noe mer industripreg med noe mer støy, skyggekast og iskastrisiko ut over det som følger fra Hitra 2.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som forringet. Begrunnelse: Alt.1 med relativt færre, større turbiner sentralt i området fører til noe mer industripreg med noe mer støy, skyggekast og iskastrisiko ut over det som følger fra Hitra 2. Tilbakeførte arealer fra tidligere byggetrinn vil være små. De kraftigere, høyintensitets hvitt blinkende hinderlysene vil under de fleste værforhold være lite eller ikke synlige som følge av skjerming nedover.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	--	---	----
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som noe negativ konsekvens for delområdet (1-).						
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som noe negativ konsekvens for delområdet (1-).						

6.2.5 Delområde 5 Havmyran naturreservat

Avgrensning og beskrivelse

Havmyran naturreservat har status som Ramsarområde (viktig våtmark). Området har store, urørte myrer og et åpent heilandskap med gode forhold for ferskvannsfiske. Urørthet og villmarkspreg samt spesiell myrvegetasjon gir området økt verdi. Området er imidlertid lite tilgjengelig, med få stier eller annen tilrettelegging, men er likevel noe brukt av lokale og besøkende på Vågen camping (Melby, 2009) samt av fugleinteresserte. I tillegg foregår det noe rypejakt (Torgeir Sæther pers.kom.). Den eneste beskrevne stien i området går gjennom myrene til Indre Leberget. På grunn av flat topografi og lite skjermende vegetasjon er vindturbinene synlige over tilnærmet hele området, selv om de står litt i det fjerne. Det er ingen andre lignende naturområder for friluftsliv, med store uberørt myrlandskap og spesiell vegetasjon.



Figur 6-6: Til venstre utsikt fra Inner Leberget mot Havmyran. Til høyre utsikt fra Inner Leberget mot Eldsfjellet med dagens Hitra vindkraftverk.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-8: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 5.

Verdivurdering: Delområde 5 Havmyran naturreservat **Områdetype: Særlig kvalitetsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Stort, urørt Ramsarområde med spesiell myrnatur.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring mot noe forringet. Begrunnelse: Økt antall turbiner i tillegg til Hitra 2 vil være noe synlig. Støyen kan noen ganger høres i østre deler av området, og dette øker minimalt på grunn av Hitra 1.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Fordi området i utgangspunktet er uberørt er det mer sannsynlig at kraftig blinkende hinderlys og store vindturbiner vil svekke friluftslivopplevelsen for besøkende. Flatt terreng gjør at turbiner er synlige i store deler av området. Støy i østre deler av området øker minimalt som følge av Nye Hitra 1.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som noe negativ konsekvens for delområdet (1-).				

6.2.6 Delområde 6 Barlifjellet til Flatan

Avgrensning og beskrivelse

Dette er et stort turområde øst for planområdet uten tilrettelegging. Området er verdsatt av kommunen som et viktig friluftslivsområde. Innenfor området er det tre små fjelltopper rundt 200 moh., og det er relativt langt fra bebyggelse. På nordsida er det stort myr-, hei og vannområde. Det finnes få stier som går inn i området, og bare én turbeskrivelse: grusvei og sti til Bjønnhiet. Der finnes det et hi/hull i bakken som har vært brukt av bjørn. Området har gode fiskevann og er spesielt viktig for hjortejakt.

Over halvparten av delområdet er innenfor arealer som er foreslått vernet. Dette pga. gammel furuskog som er opptil 300 år gammel samt med store mengder død ved (https://faktaark.naturbase.no/?id=VP00001271). Denne naturtypen er knyttet til stort biologisk mangfold. Området har ingen tekniske inngrep og bare noe tegn av forsiktig hogst, noe som gir delområdet stor verdi som et uberørt område. Nærmeste noe lignende uberørte friluftslivsområde finnes på Frøya eller på fastlandet.



Figur 6-7: Skog ovenfor Bjønnhiet (venstre) og Bjønnhiet hull (høyre).

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-9: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 6.

Verdivurdering: Delområde 6 Barlifjellet til Flatan **Områdetype: Stort turområde uten tilrettelegging**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Uberørt område med jakt og gammel skog.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring mot noe forringet. Det er noen flere turbiner synlig fra området i tillegg til turbinene i Hitra 2. Støy er i liten grad økt ut over det som følger av Hitra 2.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Fordi området er i utgangspunktet uberørt er det mer sannsynlighet at kraftig blinkende hinderlys og synlige store turbiner vil svekke friluftslivopplevelsen noe for besøkende. Vegetasjon vil dekke synligheten i noe grad. Støy vil økte i liten grad ut over det som følger av Hitra 2.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0)				
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som noe negativ konsekvens for delområdet (1-).				

6.2.7 Delområde 7 Markusøya og Håøya

Avgrensning og beskrivelse

Hitra kommune har avgrenset dette området bestående av to øyer med holmer og skjær som et utfartsområde, brukt til strandhogg. Det foreligger ellers lite informasjon om området og bruken. Området er lite tilgjengelig siden det forutsetter adkomst per båt. Området ble ikke nevnt eller var ikke kjent av interessentene som er kontaktet.



Figur 6-8: Bilde mot Markusøya og Håvøya.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-10: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 7.

Verdivurdering: Delområde 7 Markusøya og Håøya **Områdetype: Utfartsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Noe verdi pga. naturopplevelse.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Veldig liten endring i synlighet med noen flere turbiner i tillegg til Hitra 2. Støy kan ikke høres i delområdet.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring mot noe forringet. Begrunnelse: Store turbiner og blinkende hinderlys vil være synlig fra nordsida av øyene.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				

6.2.8 Delområde 8 Balsnes til Olsvika

Avgrensning og beskrivelse

Dette området er kategorisert som et særlig viktig kvalitetsområde og verdsatt som svært viktig for friluftsliv av kommunen. Det er også merket som hensynssone i kommuneplans arealdel med spesielt viktige landskaps-, natur-, - friluftslivs- og kulturverdier. Området er nesten uberørt med strender og furuskog helt ned til sjøkanten. Eneste vei ned er til den vakre Bekkvikbukta, som er populær for barnefamilier pga. kort avstand og mulighet til å gå med barnevogn. Bukta besøkes også for fisking. Fra Bekkvikbukta er det mulig å gå videre til to andre strender. Stranda i Balsnes ligger vendt mot sør og er nokså skjermet mot støy og synlighet fra vindkraftverket. Det finnes ikke lignende friluftslivsområder med like naturverdier i nærheten.



Figur 6-9: Bekkvikabukta til venstre, vei til bukta til høyre.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-11: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 8.

Verdivurdering: Delområde 8 Balsnes til Olsvika **Områdetype: Særlig kvalitetsområde**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Familievennlig tur til bukta, viktige landskaps-, natur-, - friluftslivs- og kulturverdier.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Området ligger nokså skjermet for synlighet for vindkraftturbiner og vil bli lite påvirket av støy. Dagens Hitra 1 har fra veldig liten til ingen påvirkning på området i tillegg til påvirkningen fra Hitra 2.				
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Området ligger nokså skjermet for synlighet for vindkraftturbiner og vil bli lite påvirket av støy. Nye Hitra 1 vil ha en liten påvirkning, primært fra hinderlysmerkingen.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				
Alt. 1	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				

6.2.9 Delområde 9 Øvrig areal

Avgrensning og beskrivelse

Øvrig areal omfatter et stort område med varierende arealbruk og med natur som ikke er kartlagt eller verdsatt av kommunen. Arealet er her klassifisert som «andre friluftsområder». Det ligger noen merka og beskrevne gåturer innenfor dette området, for eksempel tur til Hokkeltinden, Jamtfjellet og Sandvatnet (se figur 4-3). På sørsida av delområdet ligger Vågen camping som er åpen sju måneder i sommerhalvåret. De fleste besøkende er utenlandske turister som kommer for å fiske i sjøen med båt, og er ikke forstyrret av dagens vindkraftverk (Jan Pettersen, Vågen camping pers.komm.). Når det er snøforhold kjøres det skispor fra Akset. Flere deler av området brukes også for innlandsfiske og hjortejakt, men området skiller seg ikke ut som spesielt viktig for friluftsliv.



Figur 6-10: Oppe til venstre: Stien opp til «Mølle 7» fra sørsida av planområdet, brukt av turgåere og stisyklister. Oppe til høyre: Vågen camping, sør for planområdet, med hytter, plass for telt og bobiler med friluftslivsglade turister. Nede til venstre: Turmål ved Sandvatnet med badestrand og benker. Nede til høyre: Fra veien mot Storfossen, med dagens vindturbiner i Hitra vindkraftverk i bakgrunnen.

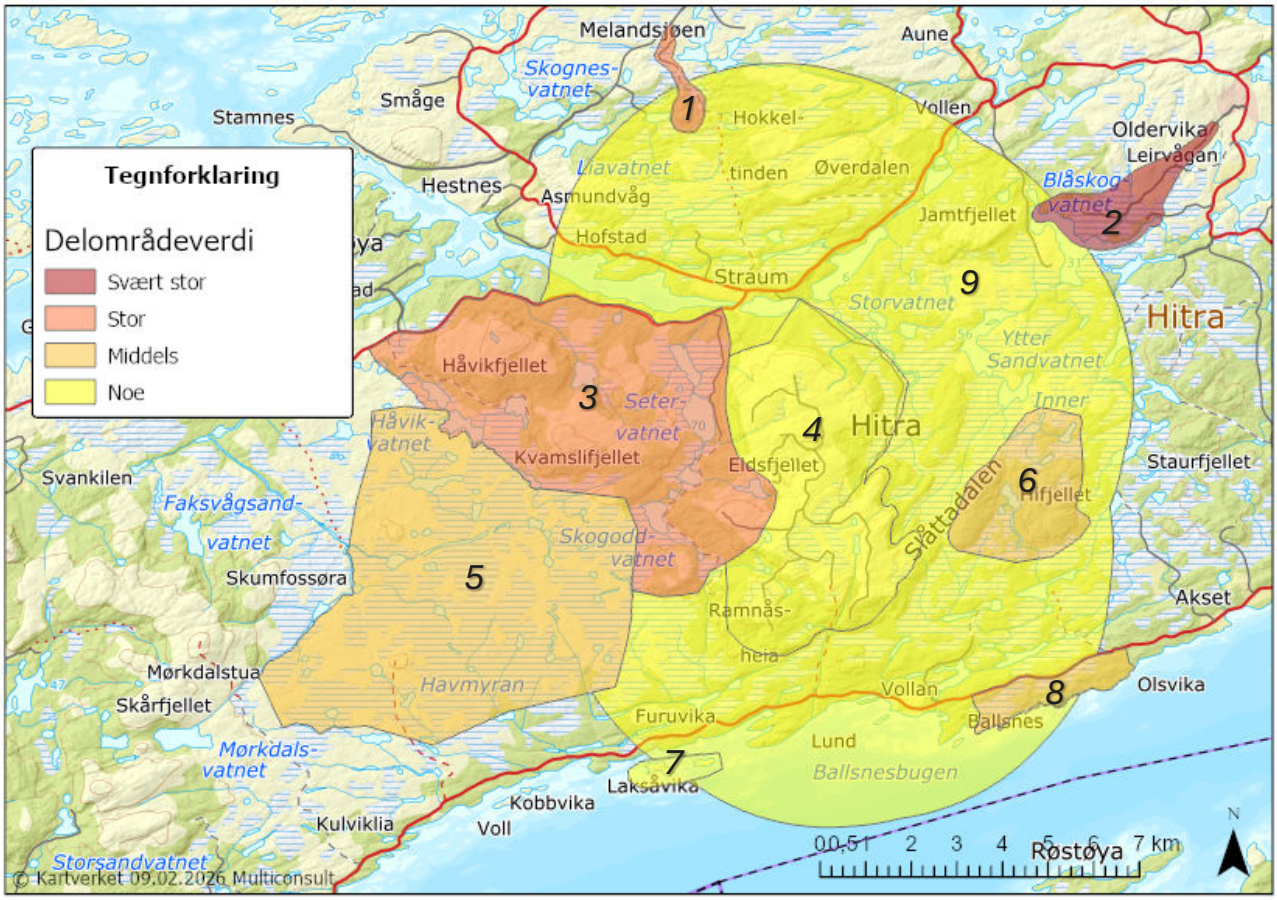
Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 6-12: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde 9.

Verdivurdering: Delområde 9 Øvrig areal **Områdetype: Andre friluftsområder**					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Svært varierende område med noen merka turer, jakt og fiske. Stor deler av området brukes ikke til friluftslivsformål, og delområdet er ikke ansett som særlig viktig for friluftsliv.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Nå	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som ubetydelig endring. Begrunnelse: Hitra 1 vil øke støy og synlighet i øvrig areal i veldig liten grad ut over det som følger av Hitra 2.				
Alt. A	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som noe forringet. Begrunnelse: Turbinene med høyintensitets blinkende hinderlys kommer til å være synlige samt gi mer støy for de nærmeste delene av dette store delområdet.				
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Nå	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				
Alt. A	▲ Konsekvensen av tiltaket vurderes som ubetydelig for delområdet (0).				

6.3 Verdikart

Figur 6-11 viser delområdene med verdier.



Figur 6-11: Verdikart for delområder.

6.4 Midlertidige virkninger

Anleggsfasen vil medføre økt trafikk og støy fra riving og nybygging. Det må forventes redusert framkommelighet til selve planområdet via adkomstveien. Disse midlertidige virkningene forventes å påvirke bare selve planområdet, dvs. delområdet Eldsfjellet, med ubetydelig påvirkning i andre delområder. Det er også forventet midlertidig redusert hjortebestand som følge av forstyrrelsene, og dermed forringet jaktaktivitet/opplevelse på Eldsfjellet.

7 Trinn 2: Konsekvens av alternativer

7.1 Sammenstilling av konsekvenser

Sammenstilling av konsekvenser for ulike alternativer er vist i tabell 7-1.

Tabell 7-1: Oppsummering av konsekvens og samlet vurdering for de ulike alternativene.

Delområder	**Alt. 0** Etter fjerning av dagens Hitra 1	**Alt. 1** Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet	**Alt. NÅ** Dagens situasjon med dagens Hitra 1	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1
1 Margrethes Minde	0	1-	0	1-
2 Blåskogveien og Sportshytta	0	2-	0	2-
3 Håvikfjellet til Sætervassdraget	0	1-	0	1-
4 Eldsfjellet	0	1-	1-	0
5 Havmyran naturreservat	0	1-	0	1-
6 Barlifjellet til Flatan	0	1-	0	1-
7 Markusøya og Håøya	0	0	0	0
8 Balsnes til Olsvika	0	0	0	0
9 Øvrig areal	0	0	0	0
Samlet vurdering	**Ingen konsekvens**	**Noe negativ konsekvens**	**Ubetydelig konsekvens**	**Noe negativ konsekvens**
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens.	I selve planområdet vil tiltaket medføre noe minsket opplevelse pga. turbinene, skyggekast og iskastrisiko på vinteren. Støy og synlighet av Hitra 2 gjør at det er forventet små tilleggskonsekvenser av Nye Hitra 1 i form av noe flere og høyere turbiner, men med markert mer synlige hinderlys i områdene rundt.	I selve planområdet vil tiltaket medføre noe minsket opplevelse pga. turbinene, skyggekast og iskastrisiko på vinteren. Støy og synlighet av Hitra 2 gjør at det vurderes å være ubetydelige tilleggs-konsekvenser av dagens Hitra 1 i områdene rundt.	I selve planområdet vil det bli små endringer, fra flere og mindre turbiner til færre og større, hinderlys vil være lite synlige. I områdene rundt vil større turbiner med høyintensitets blinkende hinderlys være mer synlige og mer forstyrrende for friluftslivet enn dagens Hitra 1.
Rangering	1	2	[Ikke reelt alternativ]	[Ikke reelt alternativ]
Begrunnelser for rangering	Ingen negativ konsekvens for delområder. Ingen utbyggings-alternativer gir positiv konsekvens.	Noe negativ total effekt for friluftslivet.	[Det er ikke formelt og teknisk mulig å videreføre dagens anlegg uendret. Det er inkludert for å vise ev. forskjeller mellom dagens anlegg og Nye Hitra 1.]	[Det er ikke formelt og teknisk mulig å videreføre dagens anlegg uendret. Det er inkludert for å vise ev. forskjeller mellom dagens anlegg og Nye Hitra 1.]

7.2 Ytterligere avbøtende tiltak

Blinkende hinderlys har blitt påpekt som den delen av Nye Hitra 1 som skaper mest bekymring for personer og organisasjoner. Hinderlysene er omtalt som den største negative effekten for friluftsliv. Det er vurdert at behovsstyrte hinderlys (lysene er bare på når det er fly i nærheten) vil kunne redusere

denne negative effekten betydelig. I de fleste delområdene vil konsekvensen gå fra noe negativ (1-) til ubetydelig (0). For Nye Hitra 1 er behovsstyrte hinderlys ikke lagt til grunn for konsekvensutredningen som følge av det er en høy risiko for at det ikke er teknisk-økonomisk gjennomførbart. Det foreslås at radar-/transponderstyrt lysmerking tas i bruk snarest. For å hindre negativ effekt av hinderlys er det videre foreslått følgende tiltak (basert på notat fra Odal vindkraftverk (Jenssen, 2021):

1) Utnytte muligheten i forskriften til å redusere lysstyrken med inntil 25% fra kravet.
2) Velge lys som lyser minst mulig nedover, ev. etterinstallere skjerming som tar bort mest mulig lys (innenfor regelverkets rammer) under -1 og -10 grader.
3) Søke Luftfartstilsynet om unntak fra kravet om blinkende lys til fast lys, spesielt om natta.

I tillegg er det foreslått følgende avbøtende tiltak:

- I anleggsfase vil tilgang til planområdet være begrenset i noen perioder. God informasjon gjennom skilting og nettsider om når anleggsveien er stengt og når det er forbudt å bevege seg i området vil gjøre det mer forutsigbart og mindre negativt at tilgang til området vil være redusert.
- Restaurering og tilbakeføring av veier/anleggsområder som ikke skal brukes videre vil være positiv for friluftslivet pga. en mer naturlig tilstand i området.
- Avbøtende tiltak foreslått under temaene landskap og naturmangfold bør følges da endring i naturmangfold og landskap har betydning for friluftslivets opplevelsesverdi.
- Sikre muligheten til å bruke området spesielt i helg og høytidsdager, dette også gjennom anleggsperioden.

7.3 Virkninger som ikke følger av tiltaket (indirekte virkninger)

Hitra 2 er en del av nullalternativet som følge av at anlegget har konsesjon fram til 2044. Konsekvensene av Nye Hitra 1 for friluftsliv er mindre enn det man kunne forventet dersom Hitra 2 ikke inngikk i nullalternativet, fordi Hitra 2 medfører både støy, skyggekast og infrastruktur (vei og turbiner).

Vindkraftverk har tidsbegrensa konsesjonsperioder. Dermed vil en kunne forvente at det på de fleste vindkraftverk i Norge vil søkes om en fornying når konsesjonsperioden løper ut, slik det nå gjøres for Hitra 1 og trolig også vil bli gjort for Hitra 2 når denne nærmer seg konsesjonsperiodens utløp. Dersom det gis konsesjon for nye Hitra 1, vil konsekvensene av en fornying av Hitra 2 med stor sannsynlighet bli redusert for flere tema, deriblant friluftsliv, ettersom vindkraftverket omringer Hitra 1. Dermed vil konsesjon av nye Hitra 1 ha den indirekte virkningen at en fornying av Hitra 2 har en økt sannsynlighet for å få konsesjon.

7.4 Vurdering av samlet belastning

Utover Hitra 1 og Hitra 2 er det flere vindkraftverk i regionen i dag, der Frøya, Smøla og Geitfjellet er de nærmeste. Bygging av nye Hitra 1 vindkraftverk i regionen, spesielt med store turbiner med høyintensitets blinkende lys, vil ha en påvirkning for friluftsliv særlig for de som søker urørte naturopplevelser, fordi slike anlegg blir synlige over lange avstander. Dette medfører at en friluftslivsutøver må reise lengre for å kunne oppleve natur uten å se tydelig spor av mennesker, som kan regnes som en reduksjon i tilgjengelighet.

Det er ikke andre planer for vindkraftverk på Hitra. Utreder er heller ikke kjent med noen andre større prosjekter som vil ha konsekvenser for friluftsliv.

7.5 Usikkerhet

7.5.1 Usikkerhet ved konsekvensutredningen

Beskrivelser av områdene og aktivitetene er i stor grad basert på befaring på turstier og samtaler med kommune og interessenter. Dette førte til at områdene som er mindre eller har flere stier er bedre dekt enn store områder med få stier (f.eks. Havmyran). Det har ellers vært lett å finne informasjon online om populære turer, mens annen bruk i stor grad er basert på informasjon fra kommunen og samtaler med brukere. Informasjon om andre aktiviteter og hvordan de er beskrevet er dermed mer avhengig av hvem som representerer organisasjoner og hvem som har engasjert seg ved å gi informasjon, noe som kan føre til en viss tilfeldighet i informasjonstilfanget. I tillegg var det lite informasjon tilgjengelig om enkelte delområder, og dermed er det mer usikkerhet knyttet til bruk og verdi for disse (for Balsnes til Olsvika og Markusøya og Håøya).

Verdiene som er satt på delområdene og vurderinger av påvirkning er aldri helt objektive. Disse er avhengig av hvordan man legger fram informasjon i samtaler, hvilken innkommende informasjon man legger vekt på, og hvordan man vurderer det som man ikke har mye informasjon om. For denne konsekvensutredningen er det likevel ansett at kunnskapsgrunnlag er godt, basert på tidligere etterundersøkelse i forbindelse med Hitra 2, informasjon fra kommunen, organisasjoner og brukere.

7.5.2 Usikkerhet ved avbøtende tiltak

Installering av behovsstyrt hinderlys er avhengig av at Luftfartstilsynet godkjenner systemet.

Det er noe usikkerhet knyttet til hvor godt restaurering og tilbakeføring av veier/anleggsområder som ikke skal brukes videre vil fungere. Dette vil være avhengig av terrenget, type inngrep som tilbakeføres, vegetasjon og hvordan tilbakeføring gjøres. Det vil uansett ta lang tid før disse områdene oppnår en naturlig tilstand.

8 Overvåkningsordninger

Det er ikke identifisert behov for spesielle overvåkningsprogrammer eller oppfølgende undersøkelser for friluftsliv i forbindelse med utbygging av nye Hitra 1.

9 Referanser

Akustikkonsulten AB. (2026). *Konsekvensutredning av støy for Hitra 1 fornying*.

Fosen VInd. (u.d.). Hentet fra Isvarsel og iskast: https://www.fosenvind.no/Isvarsel-og-iskast/

Hitra kommune. (2020). *Plan for idrett og fysiskaktivitet 2020-2023*. Hitra kommune i K-sak 122/20.

iNatur. (u.d.). Hentet fra https://www.inatur.no/fiske/50f5cc8de4b0b1d864388993/spennende-fiske-i-1000-vann-hitra.

Jenssen, Ø. W. (2021). *Notat Odal vindkraftverk - Lysmerking og effekter på andre interesser* . Multiconsult.

Klima- og miljødepartementet. (17.02.2021). *Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis*.

Klima- og miljødepartementet. (2021). *Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442)*.

Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet. (2021). *Forskrift om konsekvensutredninger*. FOR-2017-06-21-854: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854?q=forskrift%20om%20konsekvensutredninger.

Melby, M. (2009). *Hitra vindpark. Plan om utvidelse - Hitra 2. Etterundersøkelse og konsekvensutredning. Tema: Friluftsliv*. . Miljøfaglig Utredning.

Miljødirektoratet. (2021). *Veileder om behandling av støy i arealplanlegging*. Miljødirektoratet.

Miljødirektoratet. (2023). *Konsekvensutredninger for klima og miljø. Veileder*. Internett: https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger.

Miljødirektoratet. (u.d.). *Hjorteviltregisteret*. Hentet fra https://www.hjorteviltregisteret.no/Statistikk/Hjort/

Multiconsult. (2026). *Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU iskast 10258198-01-RIEn-RAP-002*.

Multiconsult. (2026). *Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU kulturmiljø 10258198-01-RIM-RAP-006*.

Multiconsult. (2026). *Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU landskap 10258198-01-LARK-RAP-001*.

Multiconsult. (2026). *Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU skyggekast 10258198-01-RIEn-RAP-001*.

Regjeringen.no. (2021). Hentet fra Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonale-og-vesentlige-regionale-interesser-pa-miljoomradet--klargjoring-av-miljoforvaltningens-innsigelsespraksis/id2504971/?q=T-2/16

Fagrapport:

Klima

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Konsekvensutredning klima

DATO / REVISJON: 28. mai 2026 / 03

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-004



Multiconsult

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-004
EMNE	Konsekvensutredning klima	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Embla Tharaldsen Bø
		ANSVARLIG ENHET	10234012 Miljørådgivning TRL

03	28.05.2026	Oppdatert basert på tilbakemeldinger fra NVE	JUSG	KAJSE	HAVF
02	06.03.2026	Lagt til alternativ dagens situasjon i KU	EKOTB	JUSG	HAVF
01	13.02.2026	Implementert tilbakemeldinger fra Statkraft	EKOTB	KAJSE	HAVF
00	19.12.2025	Konsekvensutredning klimagassutslipp Hitra 1 fornying	EKOTB	JUSG	HAVF
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

0 Sammendrag 6
0.1 Utredningskrav og metoder 6
0.2 Alternativer som utredes 6
0.2.1 Nullalternativ 6
0.2.2 Alternativ 1 6
0.2.3 Forskjell mellom alternativ 1 og dagens situasjon 6
0.3 Utredning utslipp av klimagasser 6
0.3.1 Kommunens utslipp av klimagasser 6
0.3.2 Klimagassutslipp fra arealbeslag 6
0.3.3 Klimagassutslipp fra materialer, anleggsaktiviteter og energibruk i drift 6
0.3.4 Klimagassutslipp fra eksportert elektrisitet 7
0.3.5 Avbøtende tiltak 7
0.3.6 Oppsummering klimagassutslipp 7
0.4 Konsekvensvurdering 8
0.4.1 Konsekvens av planen/tiltaket 8
0.4.2 Usikkerhet 9
0.4.3 Samlede virkninger i kommunen/fylket/nasjonalt 9
0.4.4 Forslag til overvåkningsordninger 9
1 Bakgrunn og utredningskrav 10
1.1 Bakgrunn for prosjektet 10
1.2 Prosjektmål 10
1.3 Planområdet 10
1.4 Utredningskrav 11
2 Metode 12
2.1 Avgrensing 12
2.1.1 Influensområde og systemgrenser 12
2.1.2 Avgrensning mot andre fagtema 12
2.2 Besvarelse av planprogram 12
2.3 Metodikk 13
2.3.1 Klimagassutslipp fra arealbeslag 13
2.3.2 Klimagassutslipp fra transport 16
2.3.3 Klimagassutslipp fra andre kilder 16
2.3.4 Konsekvensvurdering 19
3 Mål og føringer 20
3.1 Nasjonale mål for klimagassutslipp 20
4 Tiltaksbeskrivelse og alternativer 21
4.1 Føringer og planer for området 21
4.1.1 Kommuneplan 21
4.1.2 Gjeldende reguleringsplaner 21
4.1.3 Pågående prosjekter 22
4.2 Miljøtilstanden og nullalternativet 22
4.2.1 Dagens miljøtilstand 22
4.2.2 Nullalternativ 23
4.3 Alternativer som utredes 24
4.3.1 Alternativ 1 24
4.3.2 Andre vurderte alternativer 25
4.3.3 Anleggsgjennomføring 26
4.4 Avbøtende tiltak i plan 26
5 Utredning utslipp av klimagasser 28
5.1 Kommunens utslipp av klimagasser 28
5.2 Klimagassutslipp fra arealbeslag 29
5.2.1 Beslaglagt areal 29
5.2.2 Beregnede utslipp 30
5.3 Klimagassutslipp fra transport 31
5.4 Klimagassutslipp fra andre kilder 31
5.4.1 Materialer, anleggsaktiviteter og energibruk i drift 31
5.4.2 Eksportert elektrisitet 32
5.5 Ytterligere avbøtende tiltak 33

5.6 Oppsummering klimagassutslipp 33
6 Konsekvensvurdering 35
6.1 Konsekvens av planen/tiltaket 35
6.2 Samlede virkninger i kommunen/fylket/nasjonalt 35
6.3 Forslag til overvåkningsordninger 36
7 Referanser 37

0 Sammendrag

0.1 Utredningskrav og metoder

Utredningen er utført av personer med klimagasskompetanse og iht. Miljødirektoratets veileder M-1941. Beregningene er utført iht. plan og utredningsprogram, se eget kapittel om dette. Beregningene omfatter klimagassutslipp fra utbygging, drift og avvikling over 30 år. Analyseperioden er satt til 30 år til tross for at det søkes om konsesjon på 35 år, fordi levetiden til vindturbinene utover 30 år er noe usikker.

0.2 Alternativer som utredes

0.2.1 Nullalternativ

Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte fjerning og tilbakeføring så langt som mulig mot naturtilstand av veier og plasser som ikke er nødvendig for videre drift av Hitra 2.

0.2.2 Alternativ 1

Etablering av 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m innenfor planområdet, iht. eksempelutlegg (vindturbiner, kranplasser, veier og massetak) som vist på kart i denne utredningen. Elektrisitetsproduksjon i vindkraftverkets levetid.

0.2.3 Forskjell mellom alternativ 1 og dagens situasjon

Konsekvensene av utbygging av Nye Hitra 1 (alternativ 1) er sammenlignet med dagens situasjon. Dette har ikke vært rett fram å sammenligne med tanke på klimagassutslipp. For dagens situasjon antas det at eksisterende Hitra 1 genererer elektrisitet fram til 2030 før anlegget dekommisjoneres og arealer tilbakeføres som iht. dagens konsesjon (som for nullalternativet).

0.3 Utredning utslipp av klimagasser

0.3.1 Kommunens utslipp av klimagasser

Tiltaket ligger i Hitra kommune som hadde et klimagassutslipp på ca. 50 000 tonn CO_2-ekv. i 2023. Dette er direkte utslipp innenfor kommunens grenser.

0.3.2 Klimagassutslipp fra arealbeslag

Det er beregnet klimagassutslipp fra arealbeslaget som følger av utbygging av alternativ 1 iht. metode i M-1941. Estimerte utslipp er på ca. 6 200 tonn CO_2-ekv. Inkludert tapt opptak i nullalternativet er utslippene på 6 400 tonn CO_2-ekv. Med dagens metodikk har det ikke vært mulig å kvantifisere klimagassutslipp/opptak fra tilbakeføring av arealer i nullalternativet og ved slutten av konsesjonsperioden for dagens situasjon.

0.3.3 Klimagassutslipp fra materialer, anleggsaktiviteter og energibruk i drift

Klimagassutslipp fra materialer, anleggsfase og energibruk i drift er beregnet til 49 700 tonn CO_2-ekv. Vindturbinene bidrar til majoriteten av utslippene.

0.3.4 Klimagassutslipp fra eksportert elektrisitet

Alternativ 1 har et beregnet klimagassutslipp på eksportert elektrisitet på 0 tonn CO_2-ekv (utslippene fra elektrisitetsproduksjon for Nye Hitra 1 ligger i de andre utslippskategoriene over). Men nullalternativet har et beregnet klimagassutslipp på eksportert elektrisitet på 954 450 tonn CO_2-ekv. (over 30 år) da denne elektrisiteten må produseres på en annen lokasjon i Europa for å kunne ivareta kraftbehovet. Dette er i realiteten en klimagassbesparelse/unngåtte utslipp for utbyggingsalternativet. For dagens situasjon er de unngåtte utslippene ved at eksisterende Hitra 1 står og produserer strøm i 4 år til på 136 506 tonn CO_2-ekv.

Det er også sammenlignet med alternative energikilder for å vurdere klimanytte.

0.3.5 Avbøtende tiltak

Følgende avbøtende tiltak inngår som premisser for områdereguleringen og konsesjonssøknaden:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av et eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 mtp gjenbruk av og tilbakeføring av arealer.

Følgende ytterligere avbøtende tiltak for klimagassutslipp foreslås vurdert i videre arbeid:

- Unngå/redusere arealinngrep i myr.
- Gjøre tiltak ved inngrep i myr for å opprettholde vannstanden og minimere negativ påvirkning på myren utover inngrepsområdet.
- Sammenligne turbinstørrelse/effekt og antall for å redusere utslipp.
- Velge materialer med reduserte produksjonsutslipp.
- Vurdere bruke av nullutslippsmaskiner og -kjøretøy.
- Tilrettelegge for bruk av nullutslippskjøretøy for persontransport i anleggs- og driftsfase.
- Optimalisere transport og anleggsarbeid.

0.3.6 Oppsummering klimagassutslipp

Resultatene fra klimagassutredningen fordelt på de ulike utslippskildene er presentert i Tabell 0-1 alternativ 1 med tilhørende nullalternativ.

Tabell 0-1: Samlet fremstilling av klimagassutslipp for ulike utslippskilder

Utslippskilde	**Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)**	
	Nullalternativ	**Alternativ 1**
Arealbeslag	- 200	6 200
Materialer, anlegg og driftsfase	0	49 718
Eksportert energi	954 450	0
Totale klimagassutslipp	**954 250**	**55 918**

Materialproduksjon av vindturbinene er den største kilden til klimagassutslipp for alternativ 1. Eksportert elektrisitet for tiltaket er satt til 0 tonn CO_2-ekv, da klimagassutslipp fra elektrisitetsproduksjonen fra vindkraftanlegget er beregnet i postene for arealbeslag og materialer, anlegg og driftsfase.

I Tabell 0-2 er det i tillegg utført en sammenligning med dagens situasjon, der utslippene for eksportert elektrisitet er plassert med negativt fortegn for alternativ 1 og dagens situasjon for å få en mer sammenlignbar sammenstilling. Det ses av tabellen at de totale klimagassbesparelsene er størst for utbygging av Nye Hitra 1 (alternativ 1) på grunn av eksport av elektrisitet.

Tabell 0-2: Sammenligning av nullalternativ, alternativ 1, dagens situasjon, og forskjell mellom dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 (alternativ 1 minus dagens situasjon).

Utslippskilde	**Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)**			
	Nullalternativ	**Alternativ 1**	**Dagens situasjon**	**Alt 1 – dagens situasjon**
Arealbeslag	0	6 400	0	6 400
Materialer, anlegg og driftsfase	0	49 718	0	49 718
Eksportert energi	0	- 954 450	- 136 506	- 817 944
Totale klimagassutslipp	**0**	**- 898 332**	**- 136 506**	**- 761 826**

Dersom vindturbinene har en levetid på 35 år og dette hadde blitt benyttet som analyseperiode, hadde klimagassutslipp fra materialer, anlegg og driftsfase økt noe i alternativ 1, og klimagassutslipp fra eksportert energi hadde økt i nullalternativet. Økningen i utslipp for eksportert energi i nullalternativet hadde blitt større enn økningen for materialer, anlegg og driftsfase i alternativ 1, og differansen i totale klimagassutslipp hadde dermed blitt større. Dette ville ikke påvirket samlet konsekvensgrad, men konsekvensen for materialer, anlegg og driftsfase i alternativ 1 kunne blitt endret.

0.4 Konsekvensvurdering

0.4.1 Konsekvens av planen/tiltaket

Konsekvensen av tiltaket er presentert i Tabell *0-3*.

Tabell 0-3*: Samlet fremstilling av konsekvens for klimagassutslipp for nullalternativ, alternativ 1, dagens situasjon, og forskjell mellom Nye Hitra 1 og dagens Hitra 1 (alternativ 1 minus dagens situasjon).*

Utslippskilde	**Konsekvensgrad**			
	Nullalternativ	**Alternativ 1**	**Dagens situasjon**	**Alt 1 – dagens situasjon**
Arealbeslag	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens	Noe negativ konsekvens (1-)	Ubetydelig konsekvens (0)	Noe negativ konsekvens (1-)
Materialer, anlegg og driftsfase		Middels negativ konsekvens (2-)	Ubetydelig konsekvens (0)	Middels negativ konsekvens (2-)
Eksportert energi		Svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Svært stor positiv konsekvens (3/4+)
SAMLET KONSEKVENS	**0**	**Svært stor positiv konsekvens (3/4+)**	**Svært stor positiv konsekvens (3/4+)**	**Svært stor positiv konsekvens (3/4+)**
Usikkerhet	Betydelig	Betydelig	Betydelig	Betydelig

For materialer, anlegg og drivstoff ligger de estimerte utslippene akkurat innenfor «middels negativ konsekvens», og er helt på grensen til «stor negativ konsekvens» for alternativ 1. Samlet konsekvens inkludert eksportert energi er vurdert til «svært stor positiv konsekvens». Konsekvensgrader for alternativ 1 hadde vært lik dersom norsk elektrisitetsmiks hadde ligget til grunn for beregningene av eksportert elektrisitet.

For dagens situasjon er det tilnærmet ingen utslipp relatert til utbygging og drift, mens eksportert elektrisitet de neste fire årene medfører en «svært stor positiv konsekvens», ettersom besparelsen er på mer enn 50 000 tonn CO_2-ekv. som vist i Tabell 0-2. Dersom norsk elektrisitetsmiks hadde ligget til grunn for beregningene av eksportert elektrisitet ville konsekvensgrad blitt «Noe/betydelig reduksjon i utslipp/økt opptak» for eksportert elektrisitet samt samlet konsekvens.

Dersom norsk elektrisitetsmiks hadde ligget til grunn for beregningene over ville «alternativ 1 – dagens situasjon» hatt samme konsekvensgrad for alle utslippskilder samt samlet konsekvens.

Samlet konsekvens er størst (mest positiv) for alternativ 1.

0.4.2 Usikkerhet

Usikkerhet knyttet til de ulike utslippskildene er beskrevet i egne delkapitler i resultatene. Det er både usikkerhet knyttet til selve tiltaket og til datagrunnlag og metoder som er benyttet til å beregne klimagassutslipp. Det er spesielt stor usikkerhet til beregning for eksportert energi. Merk også at det forskjellige analyseperioder i beregningene over.

0.4.3 Samlede virkninger i kommunen/fylket/nasjonalt

Utbyggingsutslippene er på størrelsesorden med Hitra sine årlige utslipp. Merk at utslippene som rapporteres for kommunen kun er direkte utslipp (og inkluderer ikke arealbruk), og at omfanget/systemgrensen for beregningen av Nye Hitra 1 derfor er større (inkluderer både direkte og indirekte utslipp). Vindturbinene står for størsteparten av utslippene for tiltaket. Endringer i arealbruk vil ha konsekvenser for miljøet og lokalsamfunnet. Utbygging av nye Hitra 1 vil generere mye fornybar energi i de kommende årene.

0.4.4 Forslag til overvåkningsordninger

Det foreslås å overvåke vannstanden der det gjøres inngrep i myr.

1 Bakgrunn og utredningskrav

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12 2024 har en varighet fram til 19.12 2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

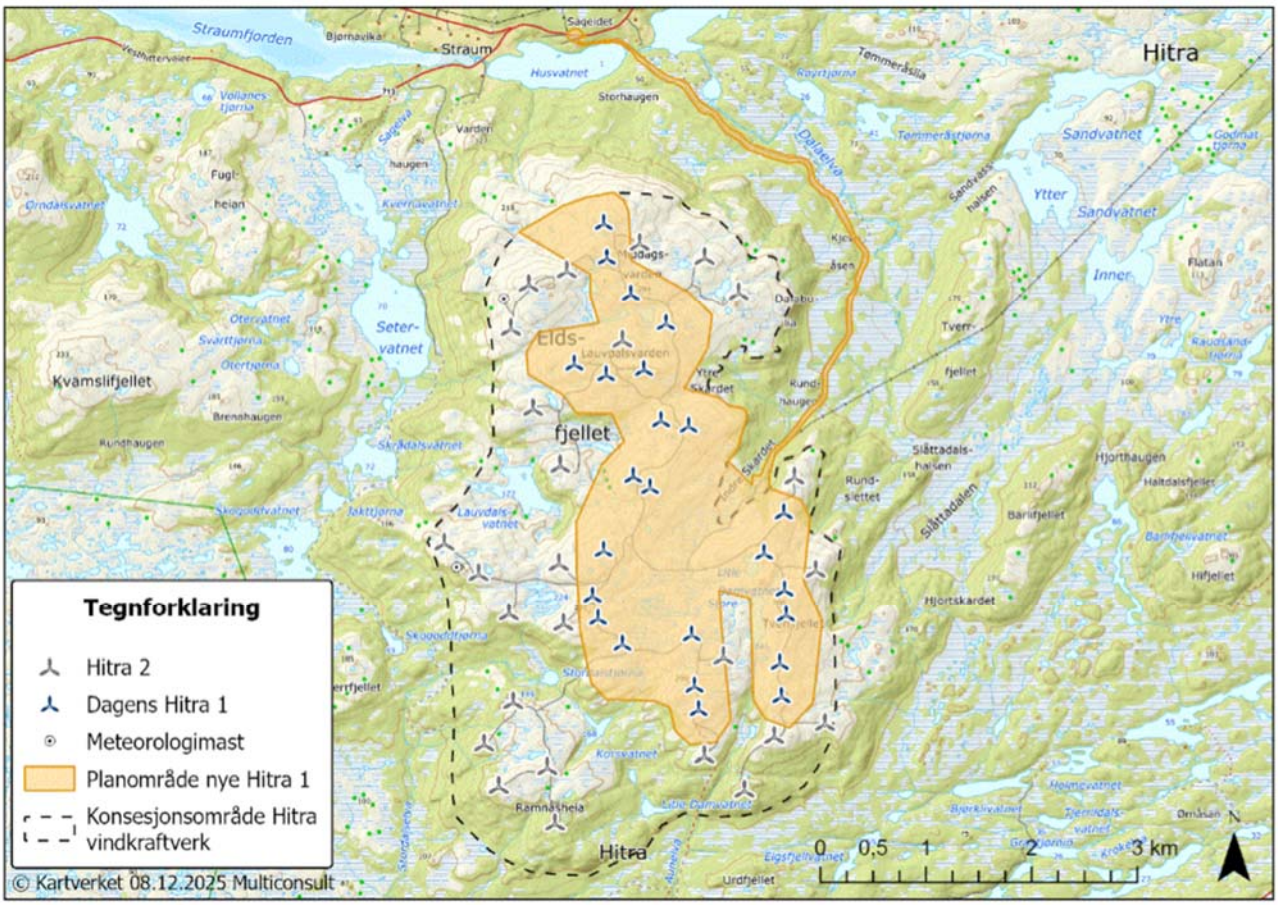
Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030, nye Hitra 1 vindkraftverk.

1.2 Prosjektmål

Målet med prosjektet er å øke fornybar energiproduksjon i Norge samtidig som miljøkonsekvensene reduseres til et minimum.

1.3 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km^2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende adkomstveien. Se oversiktskart i Figur 1-1.



Figur 1-1: Kart over planområdet for konsekvensutredningen. Kartgrunnlag toporaster, Kartverket.

1.4 Utredningskrav

Konsekvenser utredes i henhold til planprogram som er fastsatt av Hitra kommune. I planprogrammet fra kommunen og utredningsprogram fra NVE er utredningskrav for fagtema klimagassutslipp omtalt slik:

Planprogrammet	***Forslagstiller skal:*** • *Gi et generelt anslag over klimanytten i et* energisystemperspektiv*, samt beregne forventede utslipp fra innsatsfaktorer, transport og arealbruk/bearbeiding av karbonholdige masser.* • *Beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen, herunder potensialet for bruk av nullutslippsteknologi i transport og anleggsgjennomføring.* ***Metode:*** *Miljødirektoratets KU-veileder/håndbok M-1941 skal legges til grunn.*
Utredningsprogrammet fastsatt av NVE	***Klimaeffekt av produksjon*** ***I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver*** • *Gi en kort beskrivelse av om/hvordan vindkraftproduksjonen kan fortrenge fossil kraft, med referanse til aktuelle utslippsfaktorer.* • *Gi en kort beskrivelse av andre mulige nytteeffekter, for eksempel knyttet til elektrifisering av industri.*
	Klimagassutslipp ***Spesifisering av metode og presentasjon*** *Beregningene av forventede utslipp fra arealbruksendringer skal gjennomføres med bruk av standard utslippsfaktorer i henhold til Miljødirektoratets mal for beregning av klimaeffekten av arealbruksendringer. Omfanget av inngrepene skal baseres på en overordnet vurdering av karbonrike arealer i planområdet, og et utkast til layout for vindkraftverket.* *Der det ikke foreligger konkret informasjon om lokalitetene, skal en legge til grunn en myrdybde på 2,0 meter. Der tiltak gir direkte inngrep begrenset til deler av et myrområde, må beregningene ta hensyn til om tiltaket kan senke vannspeilet og dermed påvirke eventuell myr som ligger utenfor tiltaksområdet. Dersom kun direkte berørte myrområder tas med i utslippsberegningen, må det beskrives hvordan tiltaket skal gjennomføres uten å påvirke tilgrensende myrarealer gjennom drenering etc.* *Kjente feilkilder og tilpasninger av metodikk ut fra nevnte veileder skal beskrives. Utslipp knyttet til materialbruk skal inkludere komponenter opplistet i investeringskostnader, jf. kap. 2.*

2 Metode

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) [1] fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. I dette kapittelet beskrives metodikken i fagrapporten og fagkompetansen som ligger til grunn.

2.1 Avgrensing

2.1.1 Influensområde og systemgrenser

Influensområdet er hele det geografiske området som skal bygges ut eller påvirkes av utbyggingen. De fysiske systemgrensene er all ny installasjon med tilhørende underliggende arealer for nye Hitra 1.

Systemgrensene for livsløpsfaser er vugge-til-grav, det vil si hele livsløpet til Nye Hitra 1 inkludert utbygging, drift og dekommisjonering. Indirekte utslipp oppstrøms og nedstrøms, som utslipp fra materialproduksjon og avhending, er inkludert. Det er valgt en analyseperiode på 30 år for alle innsatsfaktorer bortsett fra arealbruksendringer, til tross for at det søkes om konsesjon for 35 år. Dette skyldes at levetiden til vindturbinene utover 30 år er noe usikker, og det er derfor valgt å benytte en konservativ analyseperiode. For arealbruksendringer er analyseperioden 75 år iht. Miljødirektoratets metode [2].

Følgende tekniske anlegg er inkludert i utredningen, og beregnet separat:

- Vindturbiner
- Fundamenter
- Elkraftutstyr (krafttransformator og strømtransformator)
- Anleggsveier
- Interne kabler
- Arealbruksendringer for tiltaket

Utvidelse av eksisterende 33 kV anlegg er ikke inkludert i beregningen på grunn av manglende datagrunnlag, og heller ikke eventuelle SF_6-utslipp i driftsfasen.

2.1.2 Avgrensning mot andre fagtema

Det er ingen grensesnitt mot andre utredningstemaer, og det er ikke utredet hvordan endring i klimagassutslipp påvirker andre fagtema. Samtidig er det kjent at inngrep i myr påvirker negativt også for utredningstema eks. naturmangfold.

2.2 Besvarelse av planprogram

Krav i plan- og utredningsprogram er svart ut i følgende kapittel:

- M-1941 er lagt til grunn for beregningene, se kap. 2.3 for beregningsmetodikk.
- Klimanytte i et energisystemperspektiv er beregnet, se kap. 2.3.3 og 5.4.2 for hhv. metode og resultater.
- Forventede utslipp fra innsatsfaktorer, transport og arealbruk er beregnet, se hhv. kapittel 5.4.1 og 5.2.

- Forventede utslipp fra arealbruksendringer er basert på layout for vindkraftverket, og standard utslippsfaktorer iht. Miljødirektoratets mal er benyttet, se kap. 2.3.1. Myrdybde basert på målinger utført 31.10.25 er lagt til grunn for beregningene. I samråd med biolog er det vurdert en buffersone på 20 m som antas påvirkes for inngrep i myr.
- Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen er beskrevet i kap. 5.5.
- Det er gitt en kort beskrivelse av hvordan vindkraftproduksjon kan fortrenge fossil kraft, samt andre mulige nytteeffekter under kap. 2.3.3.

2.3 Metodikk

Utredningen er utført iht. konsekvensutredning av klimagassutslipp i M-1941 [2] og beregningene er basert på livsløpsanalyse (LCA). Det er utredet klimagassutslipp fra arealbeslag, materialer, energibruk, transport og eksportert energi.

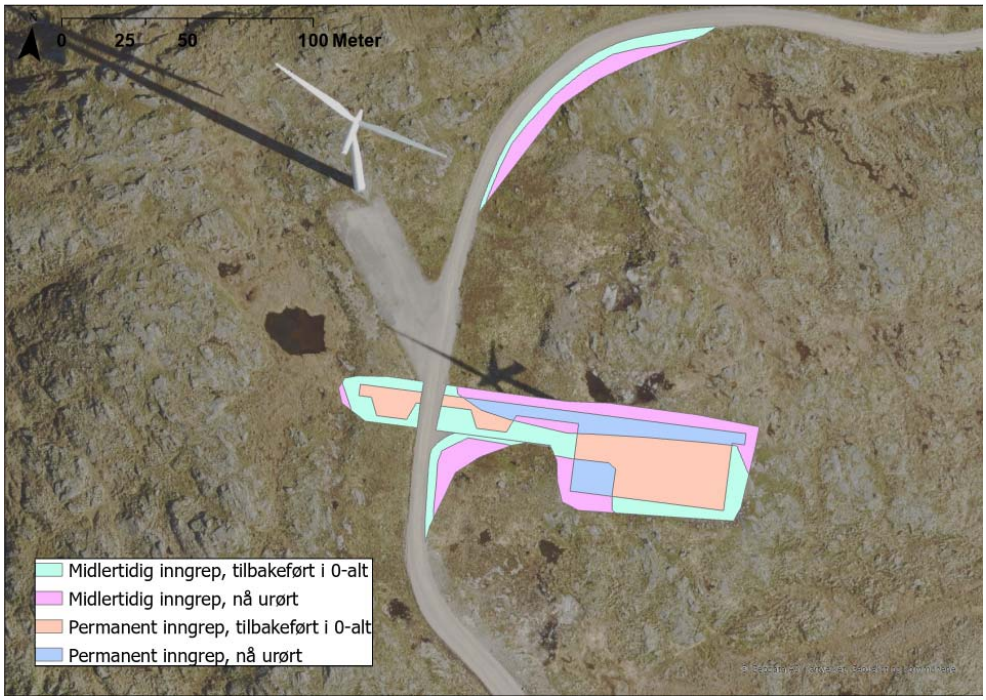
2.3.1 Klimagassutslipp fra arealbeslag

Miljødirektoratets beregningsmal for klimagassutslipp fra karbonrike arealer er brukt til å beregne klimagassutslipp fra arealbeslag [3]. Metodikken i beregningsmalen er basert på det nasjonale klimagassregnskapet. Analyseperioden er på 75 år i iht. beregningsverktøyet som benyttes. Beregnede klimagassutslipp er basert på estimater for karbonlager i jord og biomasse, og tapt mulighet for opptak i levende biomasse over analyseperioden. Det skilles ikke på permanente og midlertidige inngrep iht. metoden.

Karbonopptak fra vegetasjon etter at arealene tilbakeføres er ikke inkludert i beregningen iht. M-1941, som sier at det ikke skal skilles mellom kategorier for arealenes arealdekke etter arealbeslaget [2]. Grunnen til dette er at det ikke er mulig å beregne ved eksisterende beregningsmetode. Miljødirektoratet oppgir at dette er et tema ved videre utvikling av beregningsmetoden.

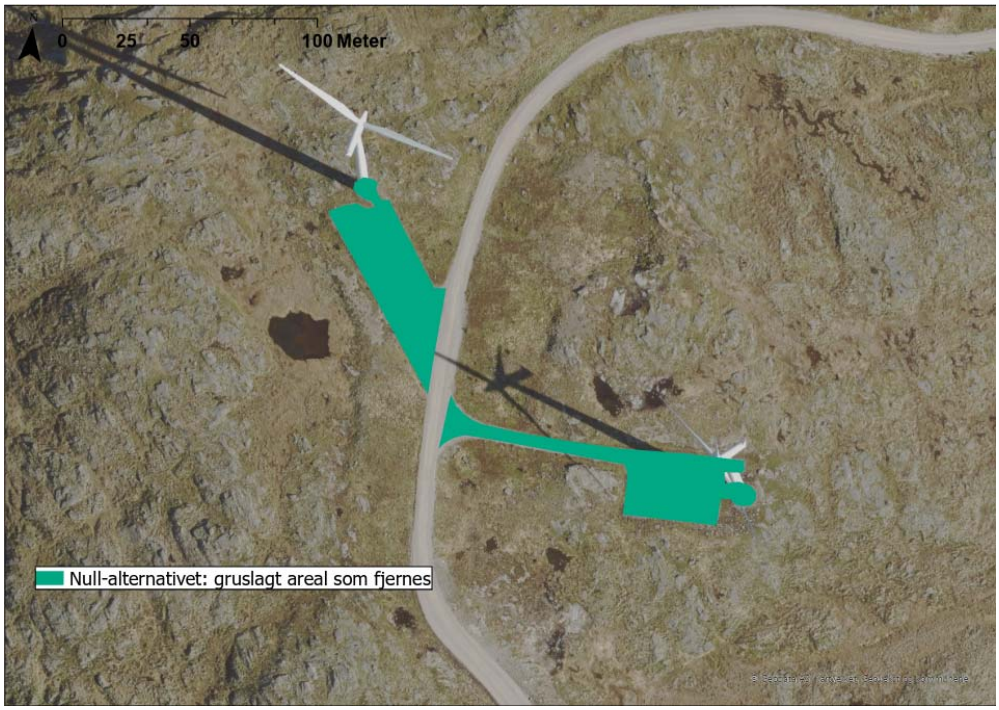
For prosjektet innebærer dette at det ikke er gjennomført beregninger av arealbruksendringer for arealene knyttet til eksisterende Hitra 1 som skal tilbakeføres og restaureres i nullalternativet, samt for dagens situasjon når konsesjonen utløper.

Alternativ 1 (Nye Hitra 1) medfører både midlertidige og permanente arealinngrep. Deler av disse inngrepene beslaglegger natur som i dag er urørt, og deler av inngrepene beslaglegger natur som dersom ikke Nye Hitra 1 bygges, ville blitt tilbakeført iht. krav gitt i konsesjon nullalternativet), se eksempel Figur 2-1.



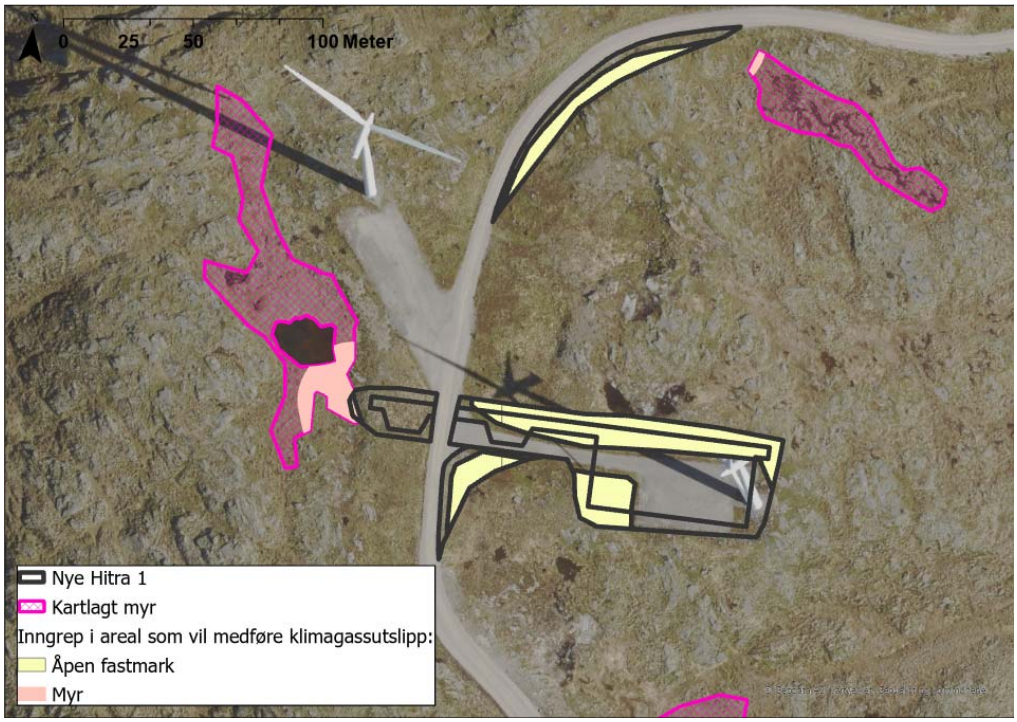
Figur 2-1: Nye Hitra 1 (alternativ 1) medfører både midlertidige og permanente inngrep.

Nullalternativet er naturtilstand om dagens anlegg fjernes, se eksempel i Figur 2-2. Som nevnt inkluderer ikke beregningen klimagassopptak forbundet med fjerning av gruslagt areal etterfulgt av revegetering da det ikke foreligger metode og utslippsfaktorer for dette.



Figur 2-2: Nullalternativet omfatter at deler av dagens inngrep er fjernet.

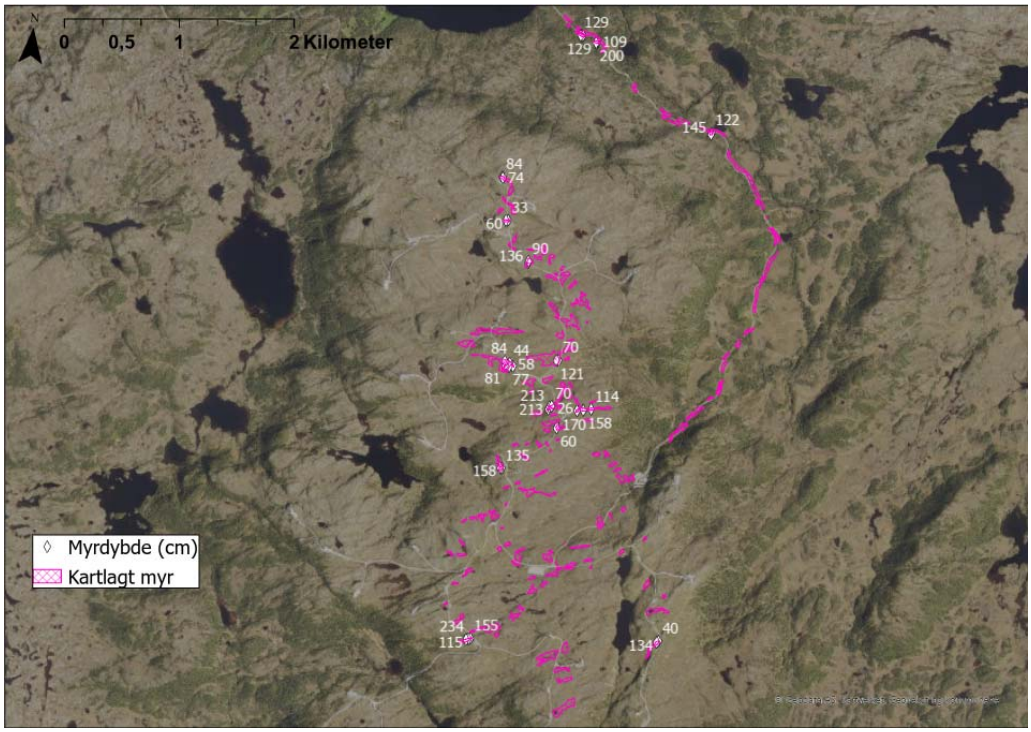
Det er regnet på klimagassutslipp fra areal som før Nye Hitra 1, er urørt, se eksempel i Figur 2-3. I tillegg til areal som i dag er utbygd, er heller ikke revegeterte veikanter og andre tidligere midlertidige inngrep som i dag er revegetert, inkludert i beregningene. Layout per 10.12.2025 ble lagt til grunn for utregning av areal per arealtype.



Figur 2-3: Areal som er inkludert når prognoser for klimagassutslipp er kalkulert.

Informasjon om arealtypene som er berørt er basert på feltkartlegging og digitale markslagskart fra NIBIO (AR5). Alle myrene langs adkomstveien og i områder berørt av tiltaket er avgrenset i forbindelse med naturtypekartleggingen utført sommeren 2024 og 2025, se Multiconsults rapport, konsekvensutredning naturmangfold [4]. Figur 2-4 viser kart over myrdybdemålingene som er utført, basert på antatt berørt myr per 31. oktober 2025.

For store areal innen planområdet har AR5 ingen informasjon utover samferdsel, ferskvann og skog. Disse arealene ble, om de ikke var kartlagt som myr, tilegnet arealtypen åpen fastmark. Dette er i realiteten naturtypen kalkfattig og intermediær fjellhei, leside og tundra [4].



Figur 2-4: Dybde kartlagt i myr antatt å bli berørt per 31. oktober 2025.

Utbygging i myr vil medføre endrede hydrologiske forhold også utenfor det direkte inngrepet. Derfor ble alt myrareal i en avstand på 20 meter fra Nye Hitra 1 inkludert i beregningen. Det er antatt at myr ikke vil bli negativt påvirket av anleggsarbeid i forbindelse med fjerning av inngrep. Dybde på myr antatt å bli berørt slik layout forelå på befaringsdag, ble kartlagt 31. oktober 2025 av Sølvi Wehn. Myrdybde ble målt hver 100 meter i myr antatt å bli berørt, som angitt i M-1941 [2], se kart i Figur 2-4. For myrarealene som vil bli berørt ble gjennomsnittet av alle dybdemål innen hver enkelt myr regnet ut, se resultater i Tabell 2-1. For de berørte myrene hvor ikke dybdemål var tatt, ble gjennomsnitt av alle dybdemål lagt til grunn.Tabell 2-1 viser areal myr som er antatt berørt, og tilhørende myrdybde.

Tabell 2-1: Areal på myrer fordelt på myrdybde.

Areal (m^2)	Myrdybde (cm)
349	47
1187	69
695	79
325	87
1913	96
839	100
453	103
735	113
916	115
157	129
109	134
433	147
662	154
758	168
301	213

2.3.2 Klimagassutslipp fra transport

Transport i driftsfase for vindkraftverket beregnes automatisk i Statkrafts klimagassverktøy WindPowerLCA (WPLCA) v.1.06. I verktøyet estimeres dette basert på en årlig transportdistanse på 1500 km/år for tjenestetransport.

Klimagassutslipp fra transport av materialer, masser og komponenter i utbyggingsfasen og i demonteringsfasen er inkludert. Disse utslippene er fordelt på de ulike tekniske anleggene i beregningene i neste kapittel.

2.3.3 Klimagassutslipp fra andre kilder

Klimagassutslipp fra materialer, anleggsarbeid og energibruk i drift

Klimagassutslipp knyttet til materialer og drivstofforbruk i utbygging er inkludert. Dette er beregnet ved bruk av klimagassverktøyet WPLCA. Datagrunnlaget for disse beregningene er hentet fra beskrivelsen i prosjektet, samt korrespondanse med Statkraft.

Følgende forutsetninger er lagt til grunn for utbygging av alternativ 1:

- Årlig produksjon på 270 GWh

- Byggeperiode er satt til 2 år
- 15 stk turbiner og fundament
- Lengde nye internveier er 1400 m
- Lengde nye internkabler er 1900 m
- 100 MVA krafttransformator med mineralolje
- 6 stk strømtransformator

Det er antatt at den forventede årlige produksjonen på 270 GWh er elektrisitet levert til nettet.

For energibruk inngår persontransport i anleggs- og driftsfasen, samt energiforbruk i brakker. Det antas at elektriske tap i transformatorer og annet høgspentutstyr samt distribusjonstap i kablene reflekteres gjennom årlig netto produksjon over.

Vindturbinen er modellert basert på en proxy-turbin i verktøyet som har litt andre dimensjoner enn den som er benyttet for støyberegningene. Turbinen er en V162-6.2 MW på 230 m i totalhøyde.

Utbytting av 22 kV mellomspentanlegg med utvidelse av eksisterende 33 kV anlegg er ikke inkludert i beregningene på grunn av manglende datagrunnlag. Dette betyr også at eventuelle SF_6-utslipp fra mellomspentanlegget i driftsfase ikke er en del av beregningen.

I hovedsak er standardverdier og utslippsfaktorer i verktøyet benyttet, men noen verdier er oppdatert da de anses som utdaterte. Dette gjelder bla. betong og biodiesel, samt norsk og europeisk strøm.

Det er ikke regnet på klimagassutslipp fra dekommisjonering av eksisterende Hitra 1 på grunn av manglende datagrunnlag. Det som i hovedsak vil skille de ulike alternativene når det kommer til dekommisjonering er at nullalternativet og dagens situasjon vil ha klimagassutslipp knyttet til anleggsarbeid for tilbakeføring av arealer og plasser som ikke er kvantifisert.

Klimaeffekter og klimanytte

Klimanytte vil si effekt i form av reduserte klimagassutslipp. For et vindkraftverk handler dette om hvordan energien som produseres påvirker energisystemet og dermed globale klimagassutslipp. Vanlig praksis i dag er å beregne klimanytte fra elektrisitetsproduksjon ved å sammenligne utslippene fra elektrisitetsproduksjonen med utslippene til gjennomsnittlige strømmikser i energisystemet, fortrinnsvis norsk og europeisk forbruksmiks.

Nye Hitra 1 skal eksportere elektrisitet til strømnettet i Norge og i Europa. Dette endrer energimiksen i nettet og antas å gi en klimabesparelse. Beregningene innebærer betydelig usikkerhet, fordi mange faktorer påvirker hvilke utslipp som faktisk unngås. Eksempler er energikildenes variabilitet, fremtidig utbygging av fornybar energi og utviklingen i kraftsystemet. Energimarkedet er komplekst og i kontinuerlig endring, med store regioner og mange aktører koblet sammen.

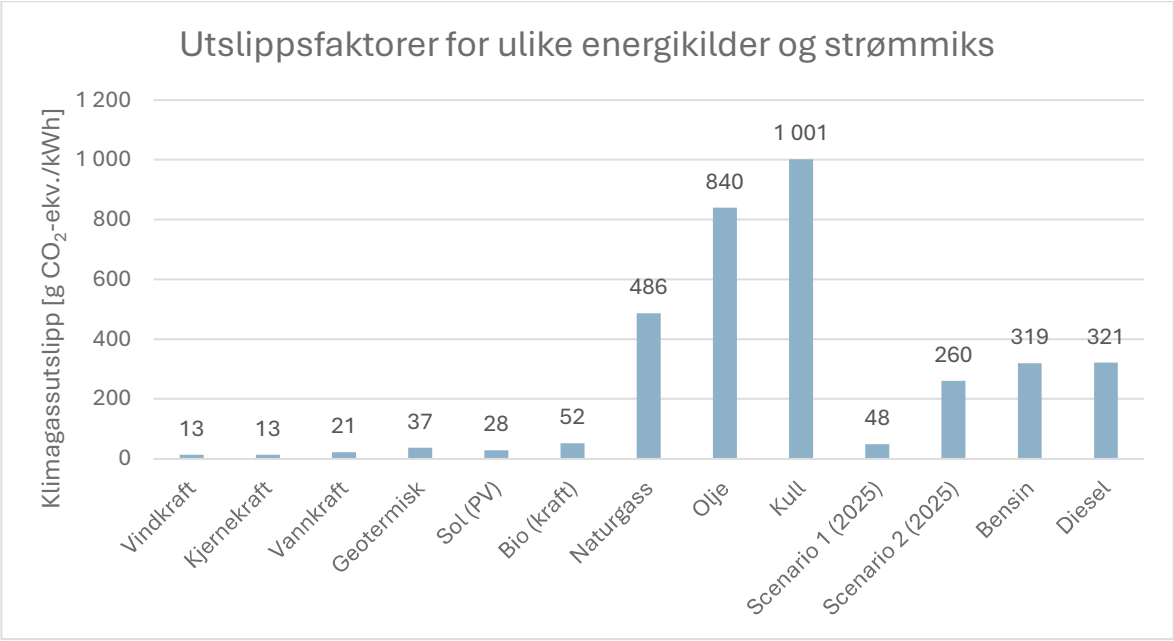
Alternativ 1 - Nye Hitra 1 vindkraftverk har en estimert årlig elektrisitetsproduksjon på 230-290 GWh. I beregningen er 270 GWh lagt til grunn (samme som produksjonsestimatet til Statkraft). Denne elektrisiteten vil tilføres nettet og dermed erstatte en del av den elektrisiteten som ellers ville utgjort forbruksmiksen. I nullalternativet har denne elektrisiteten en utslippsfaktor basert på strømnettet uten Nye Hitra 1 sitt bidrag, mens for tiltaket har denne elektrisiteten tilnærmet 0 utslipp (utslippene tilknyttet livsløpet til Nye Hitra 1 er regnet med i de andre delene av utredningen).

Det er regnet på europeisk forbruksmiks fordi Norge er koblet på det europeiske strømmarkedet. Norsk forbruksmiks er regnet på som sensitivitet. Gjennomsnittlig forbruksmiks per år over analyseperioden (2030-2060) er lagt til grunn. Utslippsfaktorene for 2025 er beregnet basert på et gjennomsnitt av siste tre år og faktorene for 2050 er beregnet basert på antatt produksjonsmiks i 2050

og utslippsfaktorer fra NS 3720:2018 [5]. Det er antatt en lineær reduksjon mot nær null i 2050. Utslippsfaktor for hhv. gjennomsnittlig europeisk miks (scenario 2) og norsk miks (scenario 1) benyttet i beregningene er 117,8 g CO_2-ekv./kWh og 25,3 g CO_2-ekv./kWh. Kildene bak er NS 3720 [5], SSB [6] og Our World In Data [7].

For dagens situasjon (eksisterende Hitra 1) antas det at vindkraftverket vil produsere elektrisitet ut konsesjonsperioden, som er tilnærmet til de neste 4 årene. En årlig produksjon på 126,1 GWh og gjennomsnittlig strømmiks per år fra 2026-2030 er lagt til grunn for beregningene. Utslippsfaktor for hhv. gjennomsnittlig europeisk og norsk miks er 270,6 g CO_2-ekv./kWh og 45,2 g CO_2-ekv./kWh.

Når vindkraft som er en fornybar energikilde erstatter fossile energikilder, reduseres utslippene betydelig fordi fossile energikilder har langt høyere utslippsfaktorer. Samtidig er vindkraft en uregulerbar energikilde der elektrisiteten produseres når det er vind, mens eksempelvis vannkraft og kullkraft er regulerbare og kan produseres etter behov. Figur 2-5 viser utslippsfaktorer i g CO_2-ekv./kWh for et utvalg fornybare og ikke-fornybare energikilder, samt norsk og europeisk forbruksmiks. Utslippsfaktorene for stolpene for vindkraft tom. kull i figuren under er hentet fra medianverdier i NREL sin studie [8], scenario 1 og 2 er hhv. norsk og europeisk strømmiks (2025) [6] [7], mens fossil bensin og diesel (ekskl. omsetningskrav for biodiesel) er hentet fra NS-EN16258 [9] og regnet om til kWh via beregningsfaktorer fra Miljødirektoratet [10].



Figur 2-5: Utslippsfaktorer i g CO_2-ekv./kWh for et utvalg fornybare og ikke-fornybare energikilder, samt norsk og europeisk forbruksmiks.

Figuren viser at de fossile energikildene har vesentlig høyere utslipp enn de fornybare, inkludert vindkraft. Klimaeffekten ved å erstatte eksempelvis kull, naturgass eller bensin/diesel med vindkraft kan tilnærmes som differansen mellom utslippene for den fossile energikilden og vindkraft. I tillegg må også virkningsgrader i ulike motorer hensyntas (elektriske- vs. bensin/dieselmotorer).

Vindkraft og annen uregulerbar fornybar kraft kan for eksempel brukes til å produsere grønn hydrogen gjennom elektrolyse. Dette er et viktig klimatiltak fordi hydrogen kan erstatte fossile energibærere i sektorer der direkte elektrifisering er vanskelig, som tungindustri, skipsfart og prosessindustri. Ved å utnytte perioder med høy vindkraftproduksjon til elektrolyse, kan man balansere kraftsystemet og samtidig skape et utslippsfritt energiprodukt. Grønn hydrogen trekkes ofte frem som en nøkkelkomponent i overgangen til lavutslippssamfunnet [11], selv om det kan være noen praktiske utfordringer rundt dette, blant annet knyttet til konverteringstap.

2.3.4 Konsekvensvurdering

Konsekvensvurdering gjøres etter kriteriene i veileder M-1941. Disse er gjengitt i tabell 2-2 under.

Tabell 2-2: Konsekvenstabell for klimagassutslipp. Konsekvens vurderes fra utslipp av klimagasser i CO_2-ekvivalenter (forkortet CO_2-ekv) over hele analyseperioden. Verdiene gjelder uavhengig av kilde til utslippet. Tabellen er hentet fra veileder M-1941.

Skala	Konsekvensgrad	Forklaring
4-	Svært stor negativ konsekvens	Mer enn 100 000 tonn CO_2-ekv
3-	Stor negativ konsekvens	Mer enn 50 000 tonn CO_2-ekv
2-	Middels negativ konsekvens	Mer enn 15 000 tonn CO_2-ekv
1-	Noe konsekvens	Mer enn 2 000 tonn CO_2-ekv
0	Ubetydelig konsekvens	
1/2+	Noe/betydelig reduksjon i utslipp/økt opptak	Mer enn 2 000 tonn CO_2-ekv
3/4+	Stor/svært stor reduksjon i utslipp/ økning opptak	Mer enn 50 000 tonn CO_2-ekv

3 Mål og føringer

3.1 Nasjonale mål for klimagassutslipp

I henhold til Parisavtalen har Norge forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser med minst 55 prosent i 2030, sammenlignet med nivået i 1990 [12]. Videre har Norge som mål å være klimanøytralt fra og med 2030 og lovfestet et mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050. For å holde Norge innenfor budsjettet er det fastslått av vi må redusere utslippene mer nasjonalt, eller bruke ulike former for fleksibilitet.

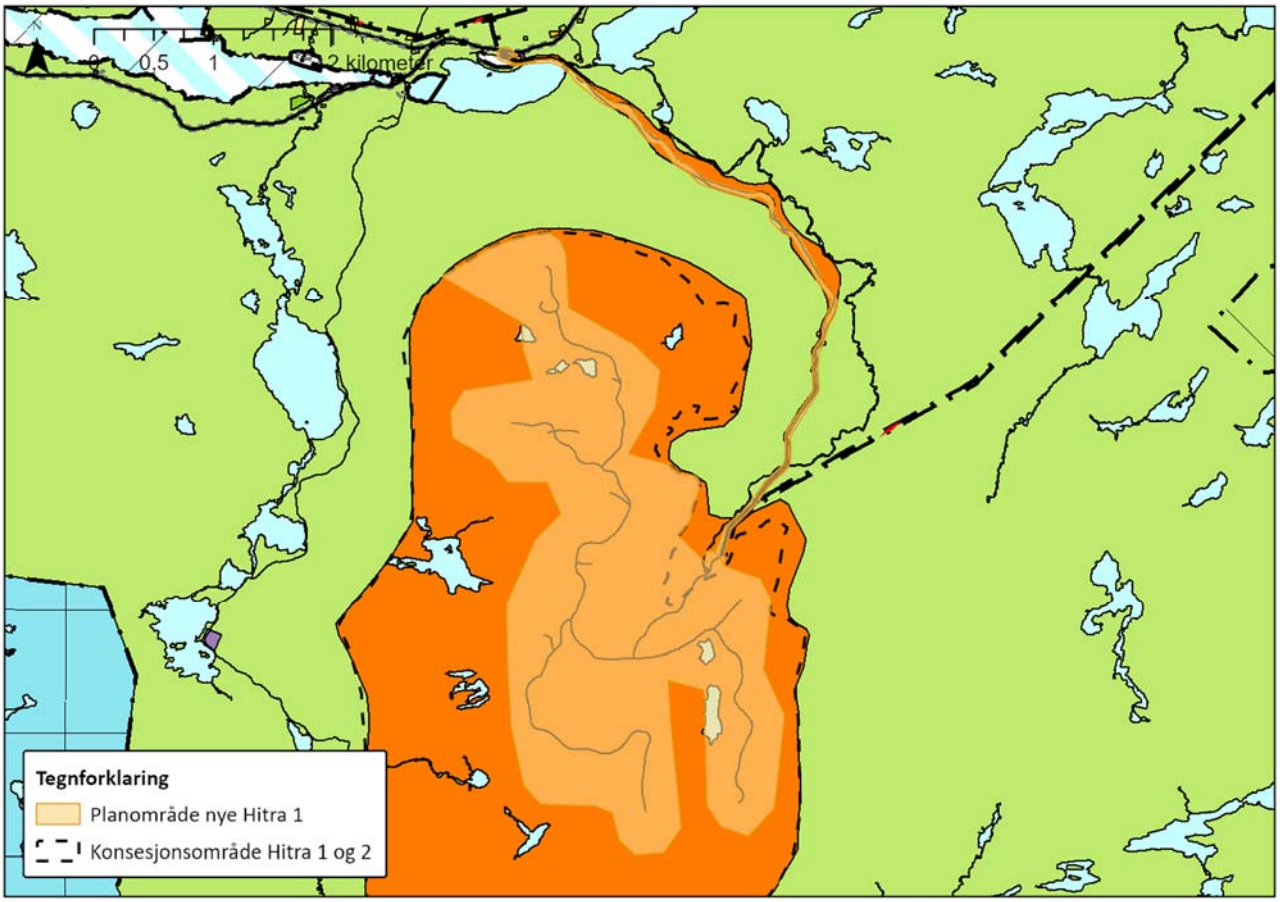
Mer fornybar kraft og utfasing av fossile energikilder er en forutsetning for å nå klimamålene. Vindkraft på land er blant de mest aktuelle energikildene [13][14].

4 Tiltaksbeskrivelse og alternativer

4.1 Føringer og planer for området

4.1.1 Kommuneplan

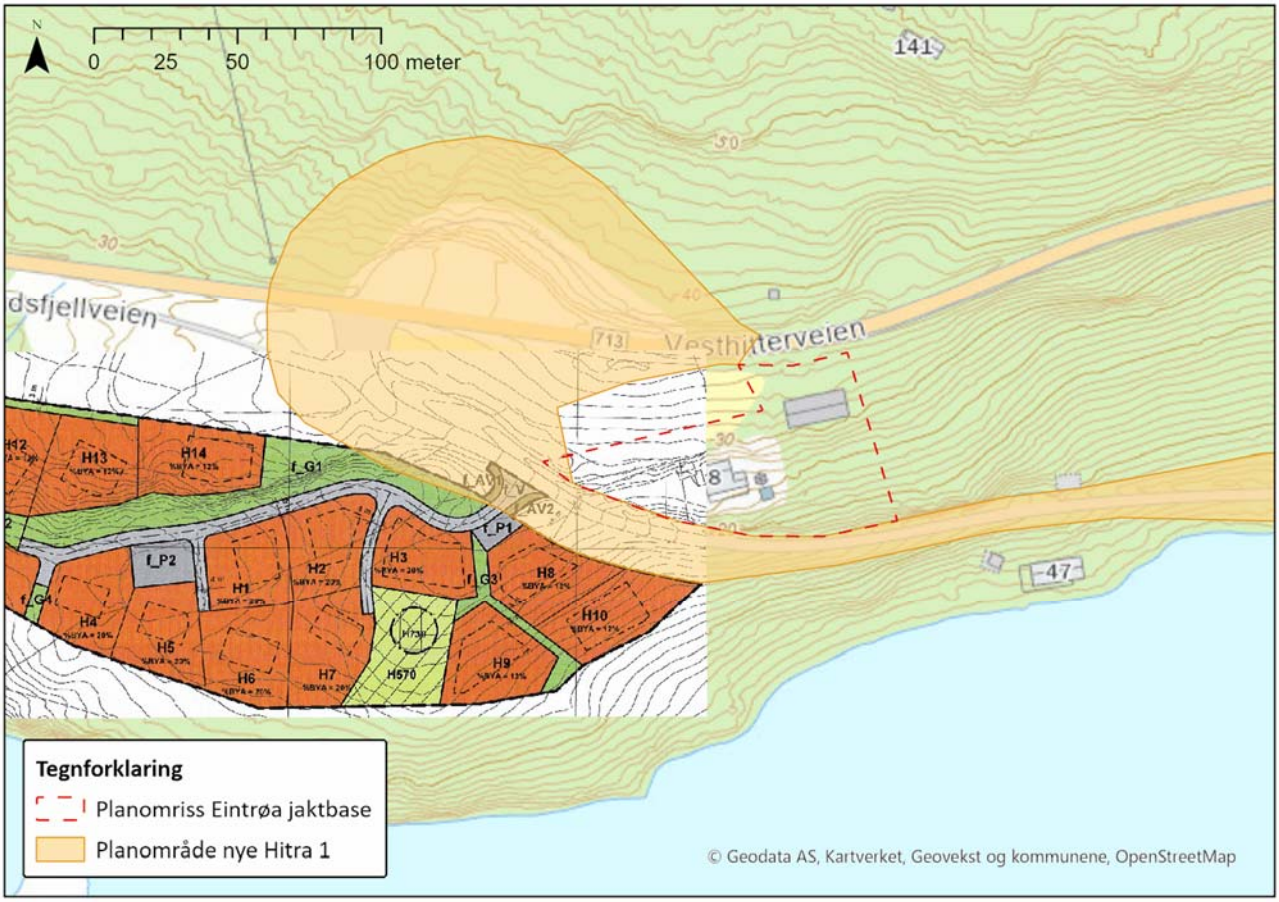
Planområdet for områdereguleringen inngår i all hovedsak i et areal utlagt til formål vindpark (andre typer bebyggelse og anlegg) i kommuneplanens arealdel 2022–2034 for Hitra kommune, planid 5056_202109 vedtatt 9.2.2023. Planområdet inkluderer også noen mindre vann som er utlagt til bruk og vern av sjø og vassdrag med tilhørende strandsone. Langs adkomstveien berøres arealer utlagt til landbruks-, natur- og friluftsområder (LNFR, men det er ikke reindrift på Hitra). Deler av hensynssone høyspenningsanlegg langs nettilknytningen til vindkraftverket ligger også innenfor planområdet. Se Figur 4-1.



Figur 4-1: Utsnitt fra kommuneplanens arealdel med påtegning av områdereguleringsgrense nye Hitra 1.

4.1.2 Gjeldende reguleringsplaner

Det er én gjeldende reguleringsplan som berøres av planområdet, planid 5056_201306 «Eintrøa» på gnr./bnr. 32/1 som ligger helt i starten av adkomstveien. Denne detaljreguleringen er fra 3.10.2013 og gjelder utbygging av fritidsboliger. Se Figur 4-2.



Figur 4-2: Planområdet og berøring med vedtatt detaljregulering Eintrøa (utsnitt fra reguleringsplankart til venstre) og igangsatt detaljregulering Eintrøa jaktbase (rødt stiplet omriss).

4.1.3 Pågående prosjekter

Det er en pågående reguleringsprosess for planid 5056_202205 «Detaljregulering for Eintrøa jaktbase gnr. 32 bnr. 47 m.fl.» ved Strøm, like nordøst for starten av adkomstveien. Se Figur 4-2.

4.2 Miljøtilstanden og nullalternativet

Konsekvensutredningen skal iht. forskrift om konsekvensutredninger § 20 inneholde en beskrivelse av den nåværende miljøtilstanden og en oversikt over hvordan miljøet antas å utvikle seg hvis planen eller tiltaket ikke gjennomføres. Det sistnevnte er definisjonen på nullalternativet. Nullalternativet skal brukes som sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilken konsekvens en plan eller et tiltak vil ha. Nullalternativet vil ofte være en framskriving av (og dermed være noe annet enn) dagens miljøtilstand.

4.2.1 Dagens miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensa (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Adkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med 145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der adkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende

lagringsareal langs adkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av adkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av adkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon.

4.2.2 Nullalternativ

Nullalternativet er sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for gamle Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

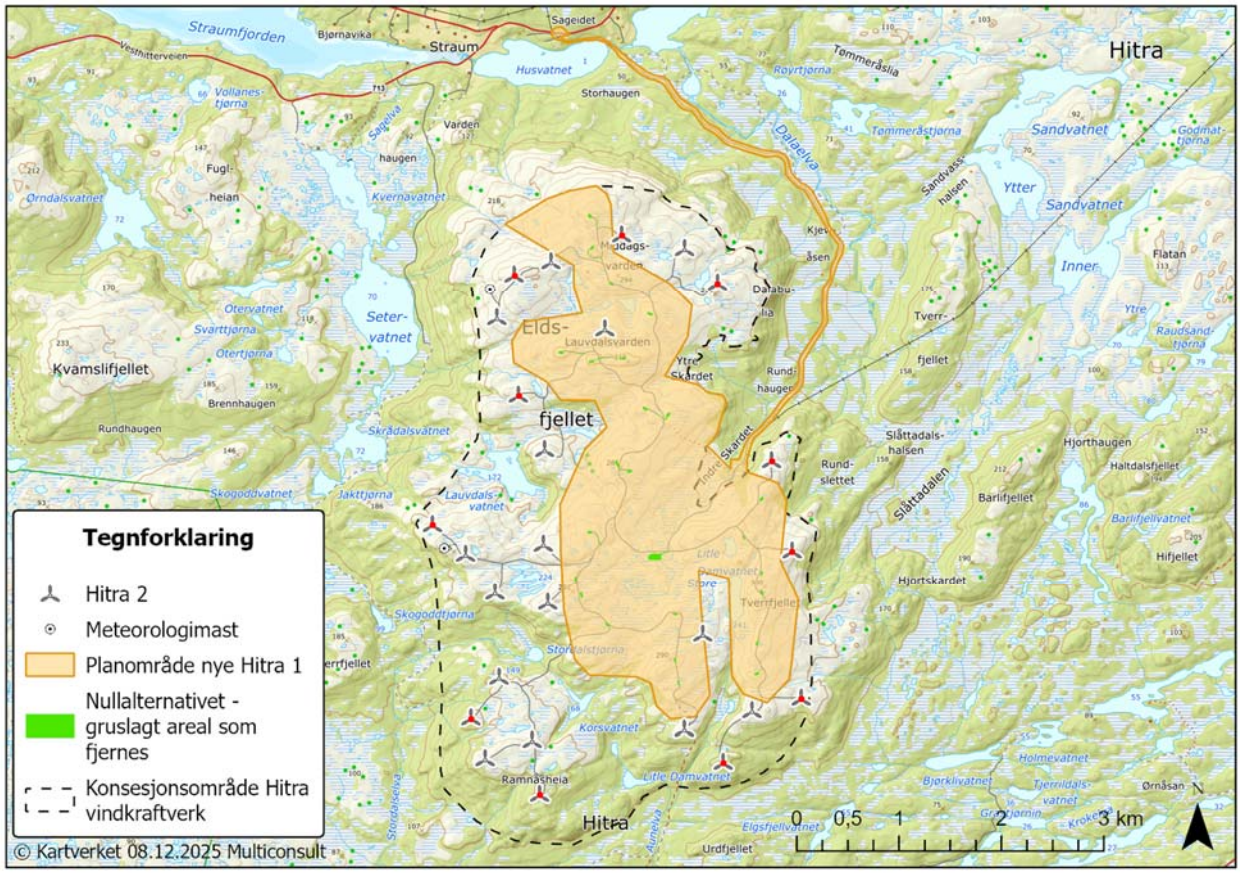
For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk, bestående av gamle Hitra 1 og Hitra 2.

Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

Siden Hitra 2 i stor grad er etablert rundt utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der adkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

En illustrasjon av nullalternativet/alternativ 0 er vist på kart i Figur 4-3.



Figur 4-3: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Hinderlysmerking av Hitra 2 framgår.

4.3 Alternativer som utredes

Det utredes kun ett alternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for nye Hitra 1 vindkraftverk.

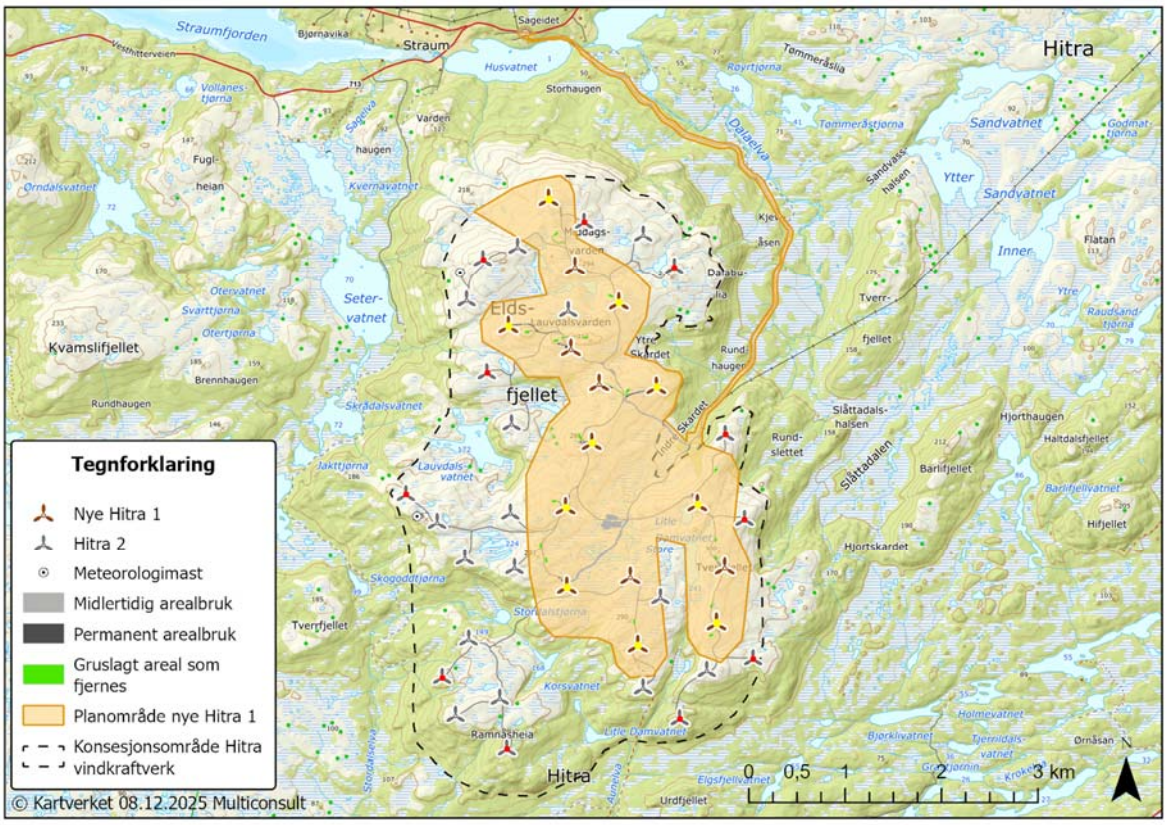
4.3.1 Alternativ 1

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredning har lagt til grunn 12–15 turbiner med effekt på 5–8 MW.

Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
    - En representativ eksempelturbin, N163-7.0 MW på 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.
    - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.
    - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se Figur 4-4.

- Nødvendige hjelpeanlegg:
  - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.
  - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i alternativ 0A, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
  - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
  - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
  - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i alternativ 0A. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 4-4: Alternativ 1. Samlet forventet hinderlysmerking framgår.

4.3.2 Andre vurderte alternativer

Statkraft har vurdert alternativer med mindre og dermed flere vindturbiner innenfor rammen av mulig installert effekt. Disse er forkastet som følge av dårligere produksjon og økonomi, større fotavtrykk og marginale landskapsmessige forskjeller.

4.3.3 Anleggsgjennomføring

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.
- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå sommerhalvåret.
- Støyende arbeider vil foregå på dagtid.

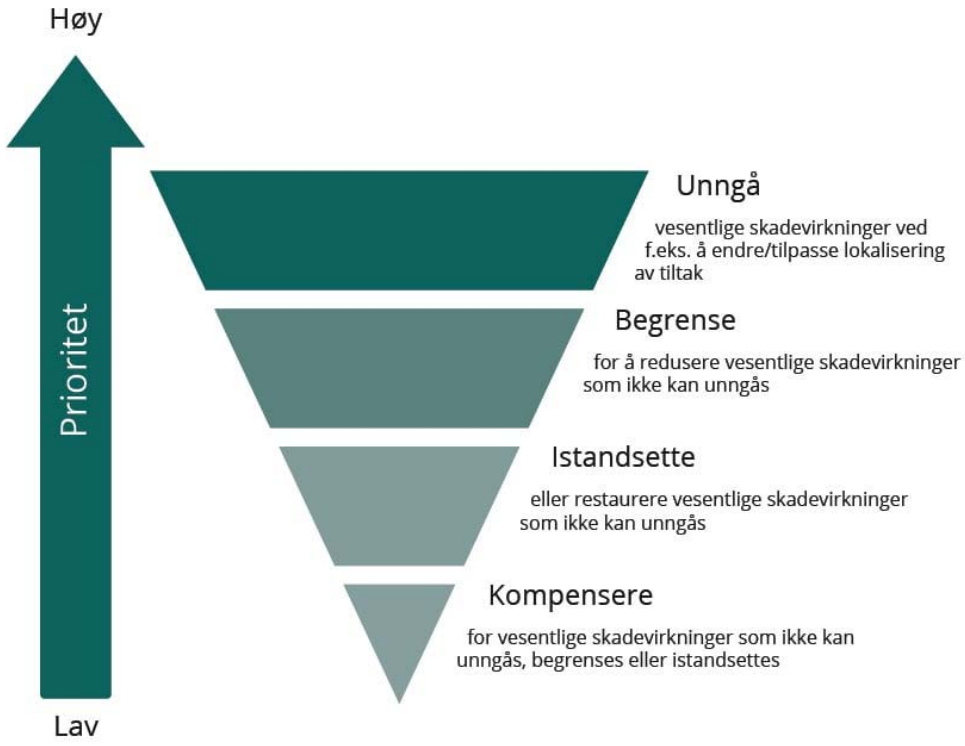
4.4 Avbøtende tiltak i plan

Forskrift om konsekvensutredninger setter krav til hvordan forebygge skadevirkninger av et tiltak. Jamfør § 23 skal konsekvensutredningen «beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og hvis mulig kompenseres for vesentlige skadevirkninger for miljø og samfunn både i bygge- og driftsfasen». Det er en forutsetning at de avbøtende tiltakene som presenteres er *relevante* og *realistiske* jf. § 19. Tiltakshierarkiet (figur 4-5) skal ligge til grunn ved vurdering av avbøtende tiltak.

I dette prosjektet er det lagt opp til følgende avbøtende tiltak som er lagt til grunn for beregningene:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.
- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

Dette er tiltak som inngår som premisser for områdereguleringen og konsesjonssøknaden.

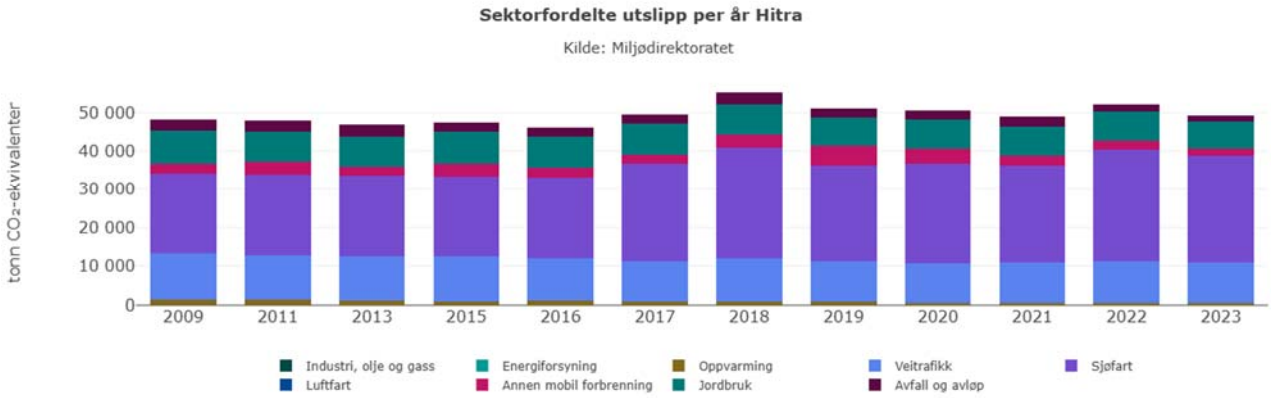


Figur 4-5: Tiltakshierarkiet. Først og fremst skal man unngå skadevirkninger for miljø og klima. Der det ikke er mulig skal man begrense skaden, deretter istandsette arealer. Kompensasjon er siste utvei [2].

5 Utredning utslipp av klimagasser

5.1 Kommunens utslipp av klimagasser

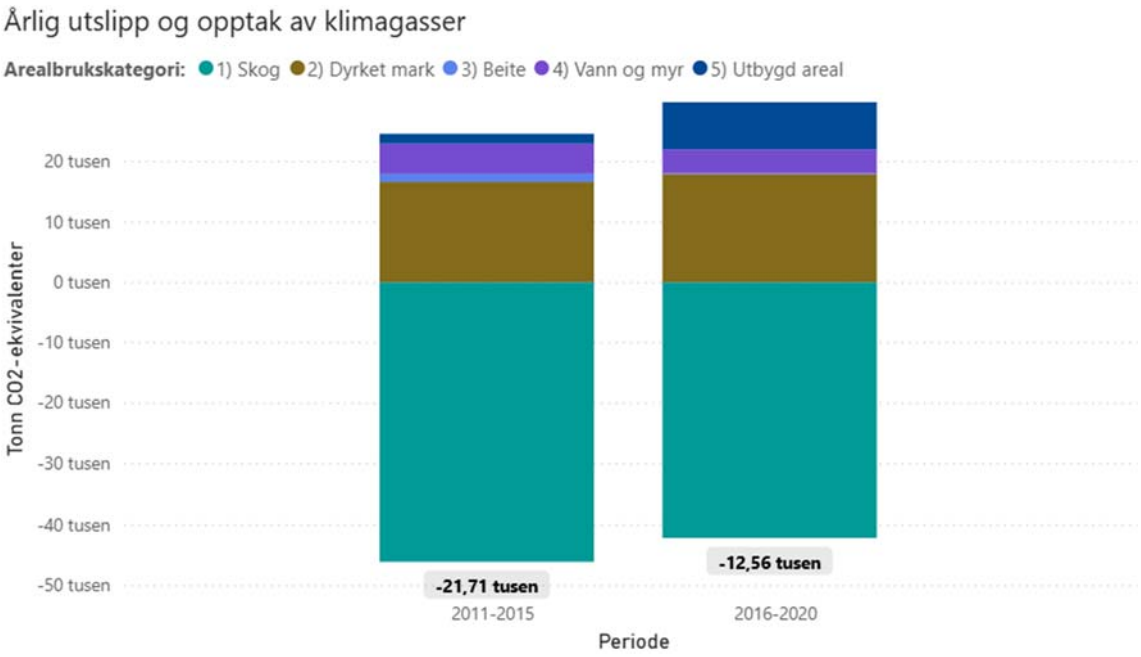
Influensområdet for tiltaket ligger i Hitra kommune. Som følge av dette er kommunens klimagassutslipp utredet, basert på Miljødirektoratets utslippsdata for kommuner og fylker [15]. Figur 5-1 er hentet fra Miljødirektoratet og illustrerer årlige direkte klimagassutslipp innenfor kommunens grenser, fordelt på sektorer.



Figur 5-1: Sektorfordelte klimagassutslipp fordelt på år for Hitra kommune (figur utarbeidet av Miljødirektoratet).

Hitra kommune hadde et klimagassutslipp på ca. 50 000 tonn CO_2-ekv. i 2023 [15], der størsteparten av utslippet kommer fra sjøfart. Merk at utslippene over kun inkluderer direkte klimagassutslipp.

Det er også innhentet informasjon om utslipp og opptak av klimagasser fra skog og arealbruk fra Miljødirektoratet [15]. Figur 5-2 illustrerer årlig utslipp og opptak fra skog og arealbruk for kommunen, fordelt på arealtyper.



Figur 5-2: Utslipp og opptak av klimagasser fra skog og arealbruk for Hitra kommune (figur utarbeidet av Miljødirektoratet)

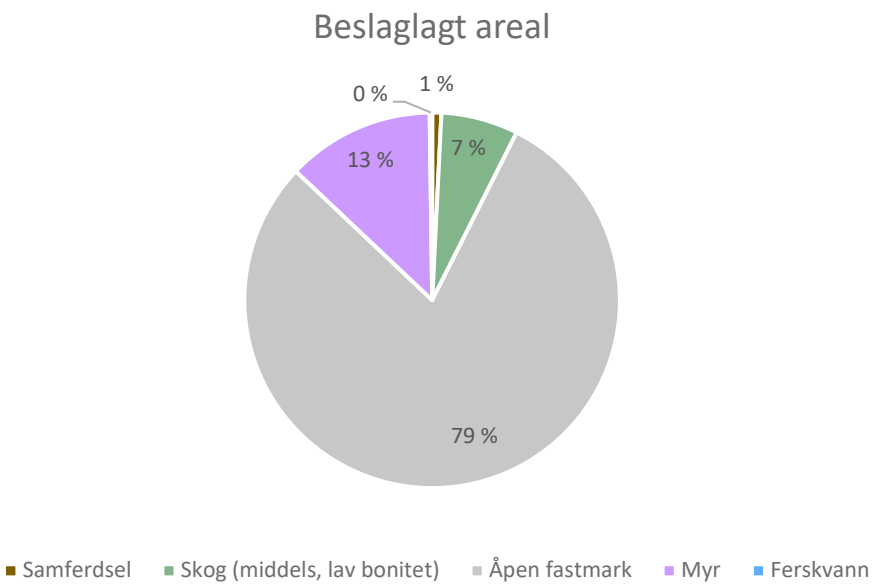
Hitra kommune har en energi- og klimaplan, der hovedvisjonen i strategien er «Hitra skal være en foregangskommune innen arbeid med klima og energi der vi jobber for et energismart, grønt, attraktivt og bærekraftig samfunn» [17]. Dette skal blant annet gjøres ved at myr som karbonlager gis større beskyttelse i utbyggingssaker.

Gjennomføring av tiltaket kan medføre endringer i utslipp av klimagasser fra myr, skog og annen utmark, samtidig er avbøtende tiltak for å minimere ny arealbruk og materialbruk lagt til grunn for områdereguleringen og konsesjonssøknaden. Eksempler på dette er plassering av nye vindturbiner nær eksisterende vei, rigg og mellomlagring skal i hovedsak dekkes av eksisterende opparbeidede areal og tilpasning av nye Hitra 1 størrelsesmessig for å unngå ny/oppgrader kraftledning. Se flere avbøtende tiltak i kapittel 4.4.

5.2 Klimagassutslipp fra arealbeslag

5.2.1 Beslaglagt areal

En oversikt over arealtyper som bygges ned som følger av Nye Hitra 1 vises i Figur 5-3. Gjennomsnittlig myrdybde som er målt vektet på myrareal er 1,1 m. Se kapittel 2.3.1 for beskrivelse av metodikk og målemetode.



Figur 5-3: Arealtyper som bygges ned som følge av alternativ 1.

Figur 5-3 viser at størsteparten av arealbeslaget er nedbygging av åpen fastmark - fjellhei, leside og tundra (79 %), etterfulgt av myr (13 %) og skog (7 %).

Tabell 5-1 viser arealbeslag for Nye Hitra 1 fordelt på areal- og nedbyggingstyper, og jorddybder for organiske jordlag. Iht. metoden i M-1941 benyttes utslippsfaktor for «Jordbruksareal» for arealtypen «Åpen fastmark».

Tabell 5-1: Arealregnskap for Nye Hitra 1 (alternativ 1), fordelt på areal- og nedbyggingstyper, og jorddybder for organiske jordlag.

Arealtype		Arealbeslag		Jorddybde organisk jord	
		Areal med mineraljord (dekar)	Areal med organisk jord (dekar)	Standard dybde (meter)	Målt gjennom-snittsdybde (meter)
Skog	Lav bonitet	1,6		0,7	
	Middels bonitet	3,6		0,7	
	Høy bonitet			0,7	
Myr		-	9,8	2	1,1
Jordbruksareal (fulldyrka, overflatedyrka og innmarksbeite)		61,6		0,7	
SUM		**66,7**	**9,8**	**-**	**-**

5.2.2 Beregnede utslipp

Beregnede utslipp er presentert i Tabell 5-2 som viser opptak i nullalternativet og utslippet fra arealbeslaget, fordelt på arealtyper og jordtyper. I Tabell 5-3 vises en oppsummering av klimagassutslippene fra arealbeslag.

Tabell 5-2: Tabell for detaljert fremstilling av resultat av klimagassberegningene

Arealtype		Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)		
		Nullalternativet	Alternativ 1 - arealbeslag av tiltaket	
			Areal med mineraljord	Areal med organisk jord
Skog	Lav bonitet	-19	75	
	Middels bonitet	-72	190	
	Høy bonitet			
Myr		-	-	3 313
Jordbruksareal (full-, overflatedyrka og innmarksbeite)		-62	2 649	
SUM		**-153**	**2 914**	**3 313**

Tabell 5-3: Tabell for oppsummering av klimagassutslipp fra arealbeslag

Alternativ	Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)
Nullalternativet (tapt opptak)	-200
Alternativ 1 - utslipp fra arealbeslag	6 200
Differanse mellom nullalternativ og utslipp i alternativ 1	**6 400**

Totalt opptak i nullalternativet er på ca. 150 tonn CO_2-ekv, mens utslipp fra inngrep i myr og jordbruksareal (åpen fastmark) er på hhv. 3 313 og 2 914 tonn CO_2-ekv. Estimerte utslipp fra inngrep i skog er på 265 tonn CO_2-ekv. Samlet sett er de totale utslippene (inkl. tapt opptak) på 6 400 tonn CO_2-ekv, som tilsvarer «noe negativ konsekvens». Utslippene reduseres i prosjektet ved at det planlegges for å benytte allerede eksisterende veinett og beslaglagte arealer, og er derfor relativt små

sammenlignet med å skulle bygge et nytt vindkraftverk med arealinngrep på utelukkende jomfruelige arealer. Eksempler på dette er plassering av nye vindturbiner nær eksisterende vei, og at rigg og mellomlagring i hovedsak skal dekkes av eksisterende opparbeidede arealer.

Merk at det ikke er kvantifisert klimagassutslipp (opptak) for arealene som tilbakeføres i nullalternativet og for dagens situasjon etter konsesjonsperioden utløper på grunn av manglende metodikk. For dagens situasjon vil utslippet være tilnærmet 0 ettersom det ikke utføres nytt arealbeslag.

Det er betydelig usikkerhet i beregningene av klimagassutslipp fra arealbeslag. Det er både usikkerhet i nåværende metode for å regne på dette, samt i hvilke arealer som faktisk vil påvirkes og i hvor stor grad. Det er usikkerheter knyttet til i hvor stor grad myr utenfor inngrepssonen vil påvirkes ved nedbygging. På grunn av begrensninger i metode er det som nevnt ikke regnet på klimagassutslipp og -opptak for arealinngrep i områder som i nullalternativet skulle ha blitt tilbakeført og revegetert. Dersom dette hadde blitt inkludert ville utslippene (inkl. tap opptak) vært høyere. Det mest effektive tiltaket for å redusere utslippene knyttet til arealbruksendringer er å forsøke å redusere/unngå utbygging i myr der det er mulig.

5.3 Klimagassutslipp fra transport

Utslippene er inkludert under kapittel 5.4.1.

5.4 Klimagassutslipp fra andre kilder

5.4.1 Materialer, anleggsaktiviteter og energibruk i drift

Tabell 5-4 og Tabell 5-5 viser estimerte klimagassutslipp for materialer og anleggsaktiviteter. Hovedandelen av utslippene er fra vindturbinene selv. Klimagassutslippene er på ca. 50 000 tonn CO_2-ekvivalenter, noe som tilsvarer de årlige direkte utslippene til Hitra kommune. Den største andelen av utslippene skjer i materialproduksjon og -transportfasen (livsløpsfase A1-A4), og er på 76 %.

Tabell 5-4: Klimagassutslipp fra materialer, anleggsaktiviteter og energibruk i drift

Alternativ	**Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)**
Nullalternativet	0
Dagens situasjon	~ 0*
Alternativ 1	49 718
Differanse mellom nullalternativ/dagens situasjon og utslipp i alternativ 1	**49 718**

* Merk at det vil være utslipp knyttet til energiforbruk og transport i drift (4 år) for dagens situasjon men disse er tilnærmet null.

Tabell 5-5: Klimagassutslipp fra materialproduksjon og driftsfase, fordelt på hovedkomponenter for alternativ 1.

Hovedkomponenter	**Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)**
Vindturbiner	42 825
Infrastruktur (fundament, veier og oppstillingsplasser)	3 597
Elektriske komponenter (interne kabler, transformatorer)	3 125
Energiforbruk i brakker og persontransport	171
Totalt	**49 718**

Turbiner er den enkeltkomponenten bidrar mest til klimagassutslipp, og det anbefales å vurdere ulike kombinasjoner av effekt og antall turbiner for å redusere utslippene, samt etterspørre og sammenligne miljødokumentasjon der det eksisterer.

Klimagassutslippene knyttet til ny infrastruktur er vesentlig mindre enn dersom prosjektet skulle blitt bygget en plass uten vindkraft fra før. I prosjektet er det planlagt for å gjenbruke allerede eksisterende infrastruktur som veier, oppstillingsplasser, servicebygg, trafosjakt og nettilkobling, som er effektivt for å redusere utslippene. I tillegg er det lagt opp til tilpasning av nye Hitra 1 størrelsesmessig for å unngå ny/oppgradert kraftledning.

Det er usikkerhet både i datagrunnlaget og utslippsberegningene.

Usikkerhet i datagrunnlaget omfatter usikkerhet i faktiske materialtyper og -mengder som vil benyttes i prosjektet, og usikkerhet i typer og omfang av installasjons- og demonteringsprosesser. Det er også en betydelig usikkerhet i hva slags avhendingsprosesser som vil benyttes ved slutten av levetiden, da dette antageligvis er langt fram i tid. Det er heller ikke alle materialer, komponenter og aktiviteter som er inkludert i beregningen.

Det er usikkerhet i utslippsberegningene fordi det benyttede verktøyet har noe mangelfull data på enkelte materialtyper. Det er også usikkerhet i beregningene for anleggsarbeid ettersom disse beregnes basert på annen inndata, som for eksempelvis veilengder, lengder interne kabler osv., og ikke basert på faktiske masseberegninger. Det er også usikkerhet knyttet til faktisk energibruk for installasjons- og demonteringsprosesser og dermed tilhørende utslipp. Ellers er utslippsfaktorene som er benyttet generiske noe som skaper usikkerhet i hvor representative de er for de materialene som faktisk vil benyttes i prosjektet.

5.4.2 Eksportert elektrisitet

De årlige unngåtte klimagassutslippene for alternativ 1 er på 31 800 tonn CO_2-ekv. Dette tilsvarer 954 400 tonn CO_2-ekv. over hele analyseperioden (30 år), som presentert i Tabell 5-6. I virkeligheten vil de unngåtte utslippene være høyere i starten av analyseperioden og lavere i slutten, siden det er antatt en lineær reduksjon i utslippsfaktorene for forbruksmiks av elektrisitet som følge av generell utbygging av fornybar kraft. For dagens situasjon er de unngåtte utslippene ved å la eksisterende Hitra 1 stå og produsere strøm frem til 2030 på 136 506 tonn CO_2-ekv.

Tabell 5-6: Eksportert energi/klimanytte

Alternativ	**Klimagassutslipp eksportert elektrisitet (europeisk faktor)**	**Klimagassutslipp eksportert elektrisitet (norsk faktor)**
	[tonn CO_2-ekv.]	**[tonn CO_2-ekv.]**
Nullalternativet	954 450	204 850
Alternativ 1	0	0
Differanse mellom nullalternativ og utslipp i alternativ 1	**- 954 450**	**- 204 850**
Dagens situasjon*	- 136 506	- 22 796

* For dagens situasjon representerer utslippene i prinsippet differansen mellom dagens situasjon (ingen utslipp) og et hypotetisk «nullalternativ» til dagens situasjon. Dette er «sparte» utslipp fra strøm som hadde blitt produsert på en annen lokasjon de neste 4 årene.

Merk at disse beregningene innebærer betydelig usikkerhet både i datagrunnlaget og utslippsberegningene.

Det er usikkerhet i faktisk produsert elektrisitet, da dette vil avhenge av hvilke turbiner som velges (størrelse, effekt og antall), samt faktiske forhold i drift, blant annet vindforhold. Dersom det produseres mindre elektrisitet, blir utslippsbesparelsen til prosjektet mindre.

Det er usikkerhet i faktisk utslippsfaktor for elektrisiteten som erstattes, både fordi Norge er del av et sammensatt europeisk strømnett der faktisk energimiks avhenger av mange faktorer og varierer med tiden, og fordi utslippsfaktorene er estimert basert på litteratur og framskrevet basert på antagelser. I tillegg elektrifiseres også sektorer som i dag er fossile, og dette er ikke tatt med. Det er også usikkerhet i hvilke energiproduksjonsteknologier som vil påvirkes av tilførsel av ny variabel fornybar kraft i nettet, og det er nå kun benyttet et gjennomsnitt uavhengig av for eksempel økonomiske aspekter og variabel/ikke-variabel kraft. Det er også usikkerhet i om elektrisitetsproduksjonen kan medføre andre konsekvenser for bruk av ulike energibærere globalt.

5.5 Ytterligere avbøtende tiltak

Følgende tiltak kan redusere klimagassutslipp i anleggs- og driftsfasen og bør vurderes videre i prosjektet. Teknisk og økonomisk gjennomførbarhet er ikke vurdert i dette arbeidet:

- Unngå/redusere arealinngrep i myr.
- Gjøre tiltak ved inngrep i myr for å opprettholde vannstanden og minimere negativ påvirkning på myren utover inngrepsområdet.
- Turbiner er enkeltkomponenten av material som bidrar med definitivt største utslipp, og det anbefales å sammenligne utslippene for færre turbiner med høyere effekt med flere turbiner med lavere effekt, samt å etterspørre miljødeklarasjoner for ulike turbiner og evt. vurdere ulike produsenter dersom aktuelt. En evt. reduksjon av antall turbiner vil i tillegg bidra positivt med reduserte arealinngrep.
- Velge materialer med reduserte klimagassutslipp fra produksjon, for eksempel lavkarbonbetong, resirkulert stål og kobber produsert med lavere klimagassutslipp.
- Vurdere bruke nullutslippsmaskiner og -kjøretøy, samt klimavennlige langtransportmetoder.
- Etablere ladestasjoner, samt stille krav til bruk av nullutslippskjøretøy for persontransport i anleggs- og driftsfasen.
- Optimalisere transport og anleggsarbeid.

5.6 Oppsummering klimagassutslipp

Tabell 5-7 viser en oppsummering av klimagassutslippene fra de ulike kildene for nullalternativet og alternativ 1.

Tabell 5-7: Samlet fremstilling av resultater for ulike utslippskilder for alternativ 1 og nullalternativet.

Utslippskilde	**Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)**	
	Nullalternativ	**Alternativ 1**
Arealbeslag	- 200	6 200
Materialer, anlegg og driftsfase	0	49 718
Eksportert energi	954 450	0
Totale klimagassutslipp	**954 250**	**55 918**

Eksportert energi bidrar i definitivt størst grad, og utgjør et stort utslipp i nullalternativet. Merk at det er store usikkerheter rundt denne beregningen, som nevnt under kapittel 5.4.2. Materialer, anlegg og driftsfase bidrar mest for alternativ 1, og her er det turbiner som utgjør den største utslippsposten.

For å få til en sammenligning også med dagens situasjon er utslippene for alternativ 1 gjengitt i Tabell 5-8 som differansen mellom alternativ 1 og nullalternativet. På samme måte er utslippet fra eksportert energi i dagens situasjon egentlig en differanse mellom dagens situasjon og et «hypotetisk» nullalternativ for dagens situasjon.

Tabell 5-8: Sammenligning av nullalternativ, alternativ 1, dagens situasjon, og forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 (alternativ 1 minus dagens situasjon).

Utslippskilde	**Klimagassutslipp (tonn CO_2-ekv)**			
	Nullalternativ	**Alternativ 1**	**Dagens situasjon**	**Alt 1 – dagens situasjon**
Arealbeslag	0	6 400	0	6 400
Materialer, anlegg og driftsfase	0	49 718	0	49 718
Eksportert energi	0	- 954 450	- 136 506	- 817 944
Totale klimagassutslipp	**0**	**- 898 332**	**- 136 506**	**- 761 826**

Tabellen viser at «sparte» klimagassutslipp fra alternativ 1 er vesentlig større enn for dagens situasjon. Grunnen til at differansen ikke er større for eksportert energi ettersom utbyggingsalternativet har både høyere effekt og lengre produksjonstid er på grunn av utslippsfaktoren for strømproduksjon, som er vesentlig høyere i dag sammenlignet med i 2060. Det betyr at 1 kWh strømproduksjon fra dagens Hitra 1 (i dag) medfører en langt høyere klimagassbesparelse enn 1 kWh strømproduksjon fra nye Hitra 1 i 2060.

Merk at det er forskjellige analyseperioder i beregningene over, der eksportert energi beregnes fra 2030-2060 for alternativ 1, og fra 2026-2030 for dagens situasjon.

Dersom vindturbinene har en levetid på 35 år og dette hadde blitt benyttet som analyseperiode, hadde klimagassutslipp fra materialer, anlegg og driftsfase økt noe i alternativ 1, og klimagassutslipp fra eksportert energi hadde økt i nullalternativet. Økningen i utslipp for eksportert energi i nullalternativet hadde blitt større enn økningen for materialer, anlegg og driftsfase i alternativ 1, og differansen i totale klimagassutslipp mellom alternativ 1 og nullalternativet (og dermed også alternativ 1 og dagens situasjon) hadde dermed blitt større. Dette ville ikke påvirket samlet konsekvensgrad, men konsekvensen for materialer, anlegg og driftsfase i alternativ 1 kunne blitt endret.

Det er usikkerheter både i datagrunnlaget og i utslippsfaktorene som er benyttet i beregningene. Usikkerhet i datagrunnlaget omfatter usikkerhet i faktiske materialtyper som vil bli benyttet i prosjektet. Det er også en betydelig usikkerhet i hva slags avhendingsprosesser som vil benyttes ved slutten av levetiden, da dette antageligvis er langt fram i tid.

Utslippsfaktorene som er benyttet i beregningene er i stor grad generiske, noe som skaper usikkerhet i hvor representative de er for materialene som faktisk vil bli benyttet i prosjektet. Ettersom prosjektet er noen år frem i tid vil det antageligvis også skje en utvikling innen produksjon av de ulike materialene.

6 Konsekvensvurdering

6.1 Konsekvens av planen/tiltaket

Konsekvens av alternativ 1 og dagens situasjon er oppgitt i tabell 6-1.

Tabell 6-1: Samlet fremstilling av konsekvens for nullalternativ, alternativ 1, dagens situasjon, og forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1 (alternativ 1 minus dagens situasjon).

Utslippskilde	**Konsekvensgrad**			
	Nullalternativ	**Alternativ 1**	**Dagens situasjon**	**Alt 1 – dagens situasjon**
Arealbeslag	Nullalternativet har per definisjon ingen konsekvens	Noe negativ konsekvens (1-)	Ubetydelig konsekvens (0)	Noe negativ konsekvens (1-)
Materialer, anlegg og driftsfase		Middels negativ konsekvens (2-)	Ubetydelig konsekvens (0)	Middels negativ konsekvens (2-)
Eksportert energi		Svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Svært stor positiv konsekvens (3/4+)	Svært stor positiv konsekvens (3/4+)
SAMLET KONSEKVENS	**0**	**Svært stor positiv konsekvens (3/4+)**	**Svært stor positiv konsekvens (3/4+)**	**Svært stor positiv konsekvens (3/4+)**
Usikkerhet	Betydelig	Betydelig	Betydelig	Betydelig

For materialer, anlegg og drivstoff går de estimerte utslippene akkurat under «middels negativ konsekvens» for alternativ 1, men helt på grensen til «stor negativ konsekvens», som er konsekvensgrad for over 50 000 tonn CO_2-ekv. Samlet konsekvens inkludert klimanytte (eksportert energi) er innenfor «svært stor positiv konsekvens». Den positive konsekvensen for alternativ 1 er langt større enn for dagens situasjon, selv om de går innunder samme konsekvensgrad.

For dagens situasjon er det tilnærmet ingen utslipp relatert til utbygging og drift, mens eksportert elektrisitet de neste fire årene medfører en «svært stor positiv konsekvens», ettersom besparelsen er på mer enn 50 000 tonn CO_2-ekv. Dersom norsk elektrisitetsmiks hadde ligget til grunn for beregningene av eksportert elektrisitet ville konsekvensgraden blitt «Noe/betydelig reduksjon i utslipp/økt opptak» for eksportert elektrisitet samt samlet konsekvens i dagens situasjon.

For differansen «Alternativ 1 – dagens situasjon» ville det ha blitt samme konsekvensgrad for alle utslippskilder samt samlet konsekvens dersom norsk elektrisitetsmiks hadde ligget til grunn for beregningene.

Usikkerhet knyttet til de ulike utslippskildene er beskrevet i egne delkapitler i resultatene. Det er både usikkerhet knyttet til selve tiltaket og til datagrunnlag og metoder som er benyttet til å beregne klimagassutslipp. Det er spesielt stor usikkerhet til beregning for eksportert energi/klimanytte.

6.2 Samlede virkninger i kommunen/fylket/nasjonalt

Samlede utslipp for utbygging av nye Hitra 1 (alternativ 1) er på ca. 56 000 tonn CO_2-ekv., som er rett over Hitra kommunes årlige klimagassutslipp for 2023 som var i underkant av 50 000 tonn CO_2-ekv. Merk at utslippene som rapporteres for kommunen kun er direkte utslipp, og at omfanget/systemgrensen for beregningen av Nye Hitra 1 derfor er større (inkluderer både direkte og indirekte utslipp). Dersom eksportert energi (klimanytte) inkluderes utgjør tiltaket en svært stor positiv konsekvens, med mange år med fornybar elektrisitetsproduksjon i årene fremover.

Utbyggingen er i tråd med hovedvisjonen i Hitra kommunes energi- og klimaplan, der «Hitra skal være en foregangskommune innen arbeid med klima og energi der vi jobber for et energismart, grønt, attraktivt og bærekraftig samfunn» [17]. Eksempler på dette er plassering av nye vindturbiner nær eksisterende vei, rigg og mellomlagring skal i hovedsak dekkes av eksisterende opparbeidete areal og tilpasning av nye Hitra 1 størrelsesmessig for å unngå ny/oppgradert kraftledning.

6.3 Forslag til overvåkningsordninger

Det foreslås å overvåke vannstanden der det gjøres arealinngrep i myr. Ved drenering senkes vannivået i myra noe som starter en nedbrytningsprosess hvor et av resultatene er klimagassutslipp. Dersom det oppdages redusert vannstand ved målingen kan det vurderes om det er mulig med avbøtende tiltak for å begrense skaden eller benytte erfaringene fra overvåkning for fremtidige prosjekter. Overvåkning av vannstanden kan også benyttes til å kontrollere forutsetningen om 20 m buffersone for inngrep i myr som ligger til grunn for klimagassberegningene i denne beregningen. Dersom vannstanden opprettholdes utover de direkte inngrepene i inngrepssonen, og ikke påvirker øvrig myr vil utslippene i denne beregningen være overestimert, mens dersom det oppdages redusert vannstand utover inngrepssone + buffersonen som ligger til grunn vil klimagassutslippene være underestimert.

7 Referanser

[1] Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet. Forskrift om konsekvensutredninger. FOR-2017-06-21-854. [Internett] https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854?q=forskrift%20om%20konsekvensutredninger, 2021.

[2] Miljødirektoratet. Konsekvensutredninger for klima og miljø. Veileder. [Internett] https://www.miljodirektoratet.no/konsekvensutredninger, 2023. M-1941.

[3] Miljødirektoratet. Beregningsmal for klimagassutslipp fra karbonrike arealer. [Internett] 2025. https://www.miljodirektoratet.no/sharepoint/downloaditem/?id=01FM3LD2R65O7F3HBLLNCJ4KZ3M5377SUS.

[4] Multiconsult. «10258198-01-RIM-RAP-002 Nye Hitra 1 Vindkraftverk - Konsekvensutredning naturmangfold»

[5] Standard Norge, «NS3720:2018 Metode for klimagassberegninger for bygninger», 2018

[6] SSB, «Statistikk om elektrisitet,» 22 07 2025. [Internett]. https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet. [Funnet 06 08 2025].

[7] Our World In Data, «Electricity production by source, European Union (27),» 2025. [Internett]. https://ourworldindata.org/grapher/electricity-prod-source-stacked?time=2021..latest&country=~OWID_EU27. [Funnet 06 08 2025].

[8] NREL. “Life cycle greenhouse gas emissions from electricity generation: update,” [Internett] https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/80580.pdf. [Funnet 18 12 25]

[9] Standard Norge, «NS-EN 16258:2012 Metode for beregning av og deklarering av energiforbruk og klimagassutslipp for transporttjenester (vare- og persontransport)», 2012

[10] Miljødirektoratet. “Utslippsfaktorer i klimagassregnskap for Norge,“ [Internett] https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimagasser-utslippstall-regnskap/utslippsfaktorer-klimagassregnskap/. [Funnet 1 12 25]

[11] IEA, “Introductory note, IEA Wind Task 11 Topical Expert Meeting 106, 2023,” [Internett] https://www.iea-wind.org/wp-content/uploads/2023/08/TEM_IntroNote_H2-from-VRE-3.pdf [Funnet 17 12 25]

[12] Miljødirektoratet, «Norges 25 klima- og miljømål,» [Internett] https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/miljomaal. [Funnet 10 12 2025].

[13] Miljødirektoratet. «Vindkraft,» [Internett] https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/fornybar-energi/vindkraft/ [Funnet 15 12 2025]

[14] NVE. «Klima» [Internett] https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/klima/ [Funnet 17 12 25].

[15] Miljødirektoratet. Utslipp av klimagasser i kommuner og fylker. Miljodirektoratet.no. [Internett] Miljødirektoratet, 9 Desember 2025. https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/klimagassutslipp-kommuner/?area=737&sector=-2.

[16] Miljødirektoratet. Beregningsmal for klimagassutslipp fra karbonrike arealer. [Internett] 2025. https://www.miljodirektoratet.no/sharepoint/downloaditem/?id=01FM3LD2R65O7F3HBLLNCJ4KZ3M5377SUS.

[17] Hitra kommune. Energi- og klimaplan. Hitra.kommune.no. [Internett] https://www.hitra.kommune.no/naering/naturforvaltning/klima/energi-og-klimaplan-2/

[18] Hitra kommune. Klimastrategi. Hitra.kommune.no. [Internett] https://www.hitra.kommune.no/wp-content/uploads/sites/86/2023/10/70x50-Klimastrategi-2023-2026-Vedtatt.pdf

[19] Klima- og miljødepartementet. Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis. 17.02.2021. Rundskriv T2/16.

Fagrapport:

Støy

Statkraft

Konsekvensutredning av støy for Nye Hitra 1



Forsidebilde: Hitra 1 vindkraftverk (kilde: Statkraft)

Statkraft Internal

Utført av Akustikkonsulten AB, ved Jens Fredriksson

Februar 2026

Statkraft Internal

7 STØY FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.

7.1 FORARBEID TIL KONSEKVENSUTREDNINGEN FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.
7.1.1 NULLALTERNATIVET ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.1.2 ALTERNATIVER SOM SKAL UTREDES ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.1.3 INFLUENSOMRÅDET ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.1.4 AVGRENSNING MOT ANDRE FAGTEMA ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.2 DEL INN I DELOMRÅDER **10**
7.3 INNHOLD I STØYRAPPORTEN FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.
7.3.1 BESKRIV DAGENS SITUASJON 14
7.3.2 BESKRIV FREMTIDIG STØYSITUASJON 16
7.3.3 VURDER OM GRENSEVERDIER OG KVALITETSKRITERIER KAN TILFREDSSTILLES 18
7.3.4 VURDER OG BEGRUNN AVBØTENDE TILTAK 19
7.3.5 VURDER USIKKERHET VED AVBØTENDE TILTAK 20
7.3.6 VURDER STØY FRA BYGGE OG ANLEGGSFASEN 20
7.3.7 VURDER VIBRASJONER OG STRUKTURLYD OG LAVFREKVENT LYD 20
7.4 VURDERE KONSEKVENS FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.
7.4.1 KRITERIER FOR Å VURDERE KONSEKVENS ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.4.2 KONSEKVENSTABELL ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.4.3 VURDER SAMSPILLSEFFEKTER MELLOM STØY, VIBRASJONER OG LAVFREKVENT LYD 23
7.4.4 VURDER SAMSPILLSEFFEKTER MELLOM STØY OG LUFTFORURENSNING ... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.4.5 VURDER USIKKERHET 26
7.4.6 RANGERING AV ALTERNATIVER ..... **FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.**
7.5 PRESENTER FAGUTREDNING FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.

Statkraft Internal

Sammendrag

En eventuell fornying av Hitra 1 har ingen til ubetydelige endringer i støykonsekvens sammenlignet med dagens situasjon. Ved en sammenligning mellom en mulig fremtidig situasjon der Hitra 1 er fjernet og bare Hitra 2 er i drift (nullalternativ), vil det være små økte støykonsekvenser ved en fornying av Hitra 1. Siden Hitra 2 for det mest omkranser Hitra 1 vil ikke endringen hos støyfølsomme mottagere endre seg mer enn 1-2 dB. For enkelt bygg vil endringen kunne komme opp mot 4 dB.

Fornyingen vil ikke medføre at noen nye eller flere bygninger med støyfølsom bruk kommer over grenseverdien til gul støysone (L_{den} 45 dBA) ved en fornying av Hitra 1.

Den samlede konsekvensen for en fornying av Hitra 1 er vurdert å være ubetydelig i forhold til nullalternativet (kun Hitra 2) og i forhold til dagens situasjon

Det er ikke vurdert avbøtende tiltak da det ikke er noen helårsboliger eller nye fritidsboliger over grenseverdien. De samme tre fritidsboligene i gul sone forblir i gul sone. Dette ble håndtert i forbindelse med utbygging av Hitra 2 og minnelige avtaler er inngått.

Trafikkstøy og anleggsstøy i utbyggingsfasen vil bli vurdert i detaljplan. Gjeldende regelverk vil bli fulgt og eventuelle avbøtende tiltak vil beskrives i detaljplan.

Usikkerhet

Selv om det er noe usikkerhet i beregningene er det gjennomgående brukt konservative inngangsdata og så konservative beregningsparametere (verstefallsberegning) at det er usannsynlig at støyen vil kunne overskride de beregnede verdiene.

Rangering av alternativer

En eventuell fjerning av Hitra 1 (uten fornying) og kun fortsatt drift av Hitra 2, vil gi den laveste støybelastningen. Endringen ville i alle tilfeller vært liten. Forskjellen mellom støyutbredelsen mellom dagens situasjon og ved en fornying av Hitra 1 er neglisjerbar og de to alternativene rangeres likt.

Fagkompetanse og metodikk

Konsekvensutredningen er gjennomført av Akustikkonsulten i Sverige AB (Akustikkonsulten) på oppdrag fra Statkraft. Støyberegningene er basert på informasjon fra Statkraft om prosjektet inklusive turbinmodeller og plassering. Øvrig input er blant annet terrengmodell, overflatekart for absorpsjonsmodellering og meteorologiske forhold. Beregningene er laget med beregningsmodellen Nord2000 og er gjort i henhold til relevante retningslinjer, veiledere og maler, herunder:

- T-1442 Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging

Statkraft Internal

- M-2061: Veileder om behandling av støy i arealplanlegging
- M-1941: Veileder (håndbok) konsekvensutredning av klima og miljø, Kapittel 7 Støy
- NVE & Miljødirektoratet, 2022, felles kunnskapsgrunnlag for støy fra vindkraft på land, NVEs nettside.

7.1 Beskrivelse av planforslaget/tiltaket

7.1.1 Planforslaget/tiltaket

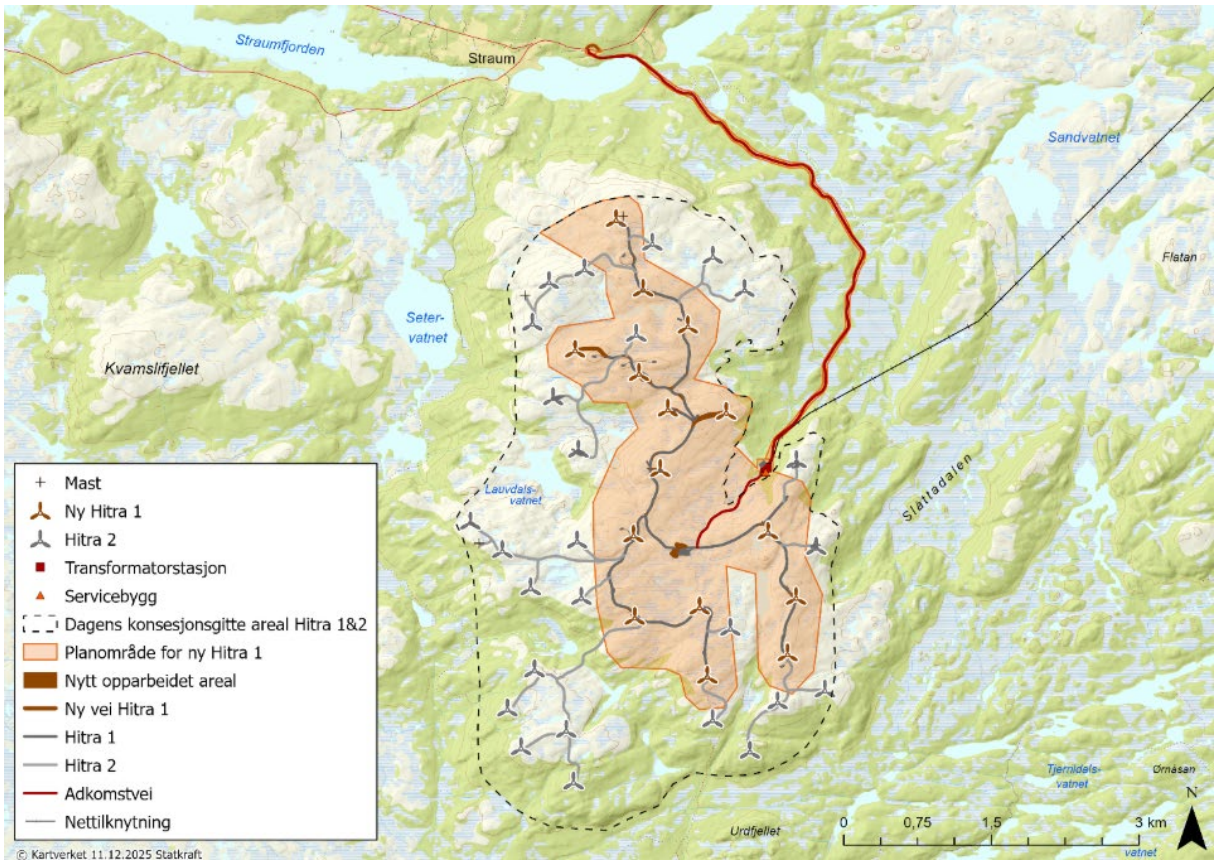
Denne utredningen gjelder fornyelse av eksisterende Hitra 1 vindkraftverk på Eldsfjellet i Hitra kommune i Trøndelag. Hitra 1 ifra 2004, nærmer seg teknisk levetid og må saneres. Det søkes å etablere et nytt vindkraftverk med en installert effekt på 85–95 MW innenfor et planområde som i all hovedsak overlapper med dagens Hitra 1. Planområdet for Hitra 1 fornying er for det meste omkranset av utvidelsen Hitra 2 ifra 2019. Hitra 2 har konsesjon til 2045.

Løsningen for utbyggingen av Hitra 1 fornying er fleksibel med hensyn til turbinvalg, men det er utarbeidet et foreslått turbinplasserings alternativ med 15 turbiner i størrelsesorden 6–7 MW, med totalhøyde inntil 220 meter. Eksempelutlegget beskriver det største forventede utbyggingsalternativet og danner grunnlag for konsekvensutredningen. En endelig utbygging vil være tilsvarende eller muligens noe mindre.

Tiltaket er begrunnet i behovet for å videreføre kraftproduksjonen etter at dagens Hitra 1 saneres. Området har svært gode vindressurser, med årsmiddelvind på 7,8–8,6 m/s, og tiltaket vil i stor grad gjenbruke eksisterende infrastruktur fra Hitra 1 og Hitra 2, noe som begrenser behovet for nye naturinngrep. Større turbiner vil gi betydelig økt produksjon samtidig som antallet turbiner reduseres.

Kartet i figur 1. under viser planområdet og eksempelutlegget med foreslått plassering av turbiner og tilhørende infrastruktur.

Statkraft Internal



Figur 1: Oversiktskart over planlagt utbygging

7.1.2 Nullalternativ

Nullalternativet for denne utredningen er definert som at Hitra 1 ikke fornyes og bare Hitra 2 står igjen (se figur 2).

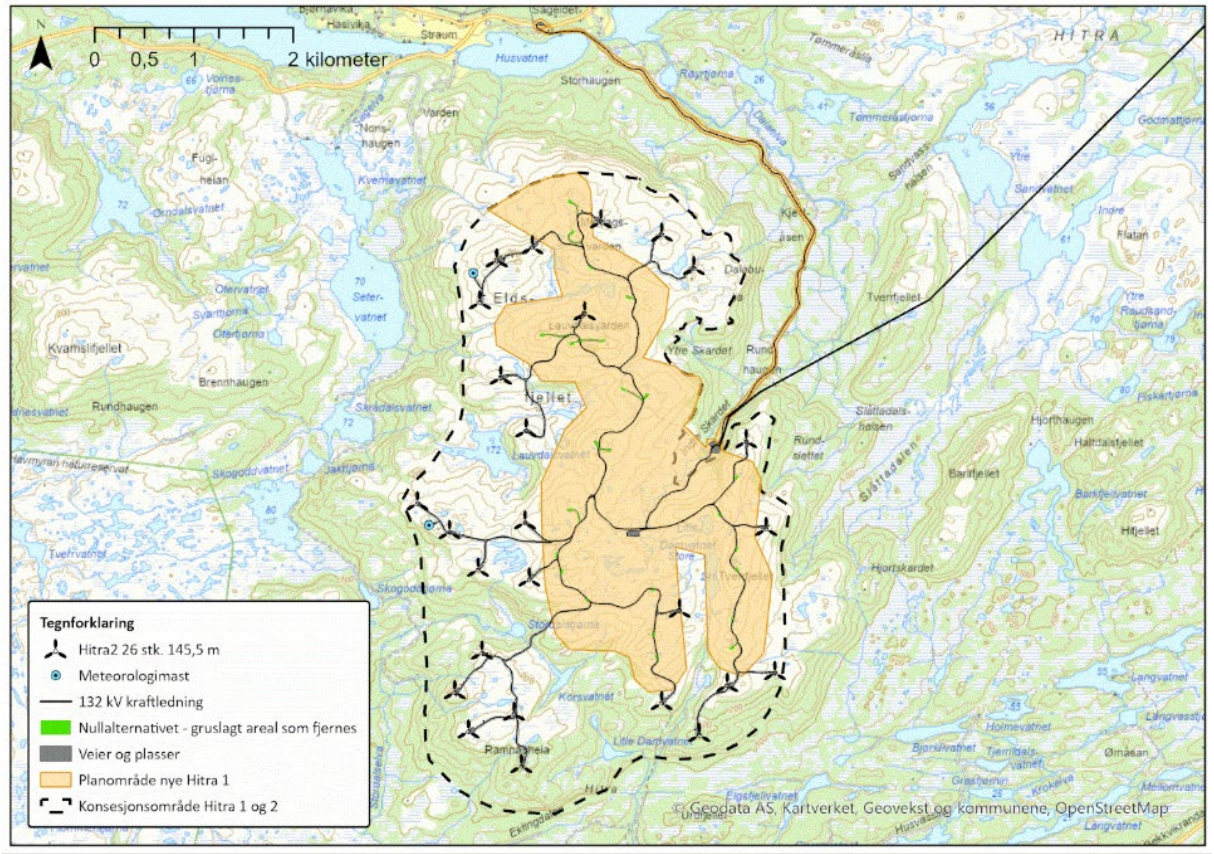
For bedre vurderinger av konsekvenser er det i denne utredningen gjennomført sammenligninger både mot nullalternativet og mot dagens situasjon. Dagens situasjon er med både eksisterende Hitra 1 og Hitra 2 i full drift (som i dag). Dette er den aktuelle driftssituasjonen frem til eksisterende Hitra 1 fjernes (se figur 3). Nullalternativet er altså en fremtidig situasjon der Dagens hitra 1 fjernes og ikke fornyes og kun Hitra 2 fortsatt er i drift.

Ved det første alternativet beskrives endringene i støyutbredelse gitt fjerning av de 24 vindturbinene i Hitra 1, og videre drift av Hitra 2. opp mot en fornying med Nye Hitra 1. Siden Hitra 2 i stor grad er etablert omkring Hitra 1, så er det relativt små til ubetydelige forskjeller i støynivået for omkringliggende bebyggelse.

Ved sammenligning av alternativ to, som er dagens situasjon med Hitra 1 og Hitra 2, i forhold til en fremtidig situasjon med Hitra 2 og Nye Hitra 1 er endringen i støy for det meste ubetydelig.

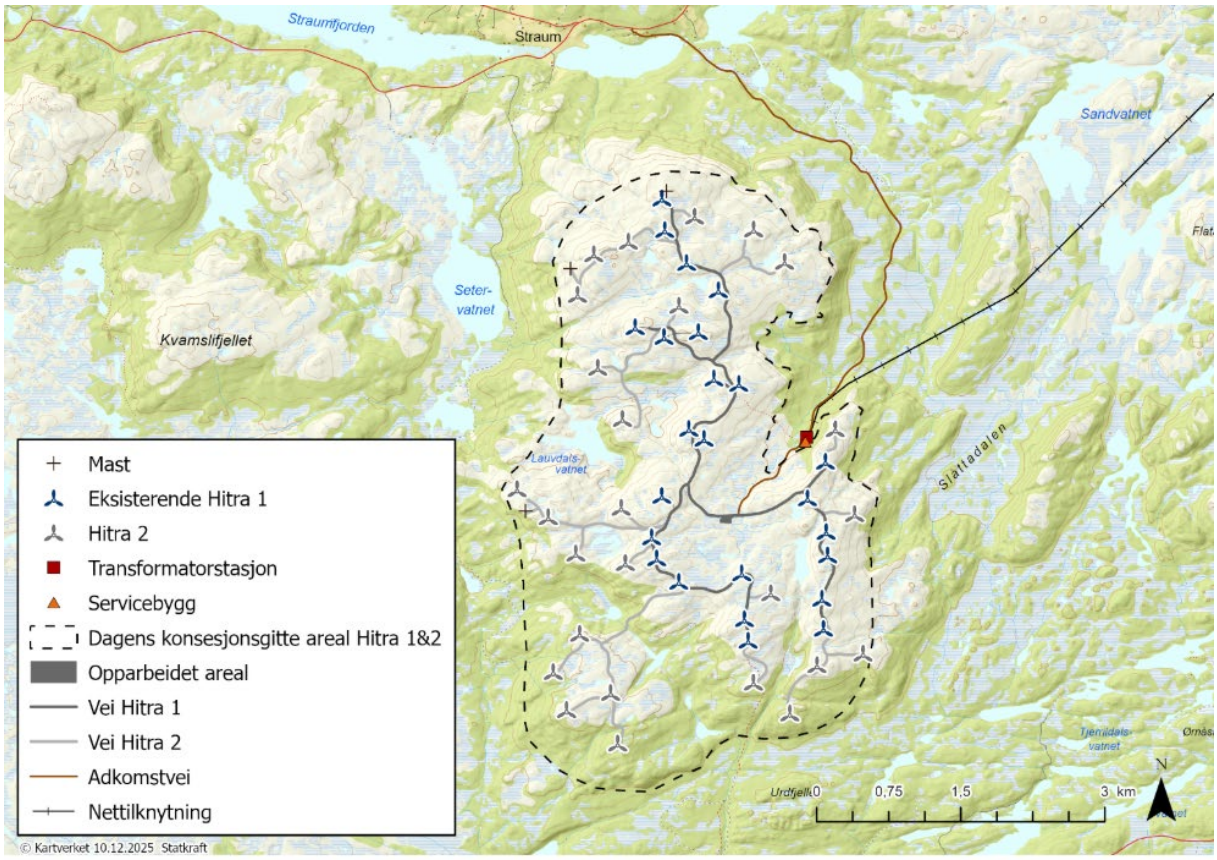
Statkraft Internal

Figur 2 under viser nullalternativet med bare Hitra 2 (etter fjerning av Hitra 1), og figur 3 viser eksisterende utbygging av i dag med både Hitra 1 og Hitra 2.



Figur 2: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av Hitra 1.

Statkraft Internal



Figur 3: Planområdet og nullalternativ 2 som viser dagens eksisterende utbyggingsløsning med både Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk.

7.1.3 Alternativer som skal utredes

Det utredes kun ett alternativ for utbygging av Nye Hitra 1. Dette alternativet er beskrevet som basis alternativ og det er utformet med et forventet maks antall turbiner og maks størrelse slik at en endelig utbygging forventes å gi tilvarende eller noe mindre konsekvenser. Denne løsningen er vist i figur 1 ovenfor og er den utrede løsningen som sammenlignes med de to ovenfor nevnte alternativene.

Basis alternativet består av 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m. En representativ eksempelturbin fra Nordex, N163-7.0 MW med totalhøyde på 220 m, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger (for visuelle virkninger og landskapsvirkninger er det lagt til grunn maksimal rotordiameter på 175 meter).

7.1.4 Influensområdet

I retningslinjen for støy i arealplansaker, T-1442, er det angitt at støyfølsomme naboer/støymottagere som forventes å få støy over L_{den} 40 dBA skal vises på kart og redegjøres for. Erfaringsmessig vil alle støymottagere som er 3 km eller lengre fra ett vindkraftverk få en støybelastning som er lavere enn L_{den} 40 dBA. Influensområdet er

Statkraft Internal

derfor avgrenset til støyfølsom bebyggelse som ligger innenfor en radius på 3 km fra nærmeste turbin.

7.1.5 Avgrensning mot andre fagtema

Planforslaget/utbyggingsløsningen for Nye Hitra 1 utredes for alle relevante tema som er angitt i utredningsprogram og planprogram. Det henvises til konsesjonssøknad/planforslag med vedlegg for full oversikt og informasjon om øvrige utredningstema.

7.1.6 Føringer og planer

Området er i all hovedsak satt av til vindkraftformål i kommuneplanens arealdel. For flere detaljer henvises det til konsesjonssøknaden kapittel 2.6 "Andre offentlige og private planer"

7.1.7 Krav i plan- eller utredningsprogram

Det er satt krav til støyutredninger i både kommunens planprogram og NVEs utredningsprogram. I utgangspunktet er krav og anbefalinger dekket i gjeldene retningslinje og veiledere. Videre gir planprogrammet og utredningsprogrammet en kort beskrivelse av historikken og krav til at utredningene skal oppfylle noen tilleggs vurderinger. Nedenfor følger en lister over retningslinjer og veiledere og en kort liste over tilleggskrav.

Støyberegningene i denne konsekvensutredningen er laget med beregningsmodellen Nord2000 og er gjort i henhold til relevante retningslinjer, veiledere og maler, herunder:

- T-1442 Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging
- M-2061: Veileder om behandling av støy i arealplanlegging
- M-1941: Veileder (håndbok) konsekvensutredning av klima og miljø, Kapittel 7 Støy
- NVE & Miljødirektoratet, 2022: Felles kunnskapsgrunnlag for vindkraft på land, som NVE og Miljødirektoratet har utarbeidet sammen. NVEs nettside om vindkraftstøy.

De nedenstående kulepunktene er tillegg ifra NVEs utredningsprogram med en kort kommentar til hvert punkt om hvordan det er løst:

▪ *Inkludere transformatorstasjoner som er del av vindkraftverket i støysonekartet.*
Støy fra transformatorstasjoner kan være en belastning der transformatoren ligger nær bebyggelse. Typisk kildestøy fra transformatorstasjoner kan være om lag 75 dBA. Gitt at nærmeste bygg med støyfølsombruk ligger over 2 km fra transformatorstasjonen og det ligger flere vindturbiner (med kildestøy på 106 dBA) nærmere enn transformatorstasjonen (antatt 5 turbiner totalt etter fornying), vil støybidraget fra transformatorstasjonen i Hitra vindkraftverk være neglisjerbart og Akustikkonsulten og Statkraft finner det ubetenkelig å ikke utrede.

Statkraft Internal

▪ *Beregne sumstøy inkludert Hitra 2 vindkraftverk og andre relevante støykilder, og vurdere hvordan dette kan påvirke støyfølsom bebyggelse og friluftsliv.*

Sumstøyen er inkludert i alle utredningene og sammenligningene mellom dagens- og fremtidig situasjon (se kapittel 7.3 under).

▪ *Legge til grunn den anbefalte minimumsavstanden fra støyfølsom bebyggelse på fire ganger vindturbinenes totalhøyde, minimum 800 meter, og gjeldende støygrense. Eventuelle avvik skal ha en god og konkret begrunnelse, inkludert en vurdering av avbøtende tiltak.*

Avstandskravet er lagt til grunn og det er ingen bygg med støyfølsom bruk nærmere enn 800 meter. Korteste avstand mellom en vindturbin og støyfølsom bebyggelse er en vindturbin i Hitra 2 som er 1085 m fra en fritidsbolig i delområde B (øst for vindkraftverket). For nye Hitra 1 er korteste avstand 1440 mellom en turbin og støyfølsom bebyggelse.

Videre inneholdt NVEs utredningsprogram noen spesifikasjoner av metode og presentasjoner. Disse punktene er tatt inn og kommentert under:

Spesifisering av metode og presentasjon

For transformatorstasjoner med rentoner skal det benyttes samme korreksjon som for industri med impulslyd, jf. Veileder om behandling av støy i arealplanlegging (Miljødirektoratet M-2061).

Strukturlyder og lavfrekvente lyder som ikke fanges opp ved ordinære beregninger, skal også vurderes.

I vurderingen av spesielle støyvirkninger som unaturlig amplitudemodulasjon skal topografi og meteorologiske forhold sammenlignes med forhold ved vindkraftverk som opplever slik støy.»

Vi har ingen indikasjon på at det forventes rentonestøy fra transformatorstasjonen. Som beskrevet tidligere er avstanden fra transformatorstasjonen til støyfølsom bebyggelse så stor at det antas å ikke ville ha noen effekt for naboene. Dersom det skulle vise seg å være en utfordring vil det lages oppdaterte beregninger etter ovennevnte metode for impulslyd, og tiltak vil vurderes og eventuelt gjennomføres ved behov.

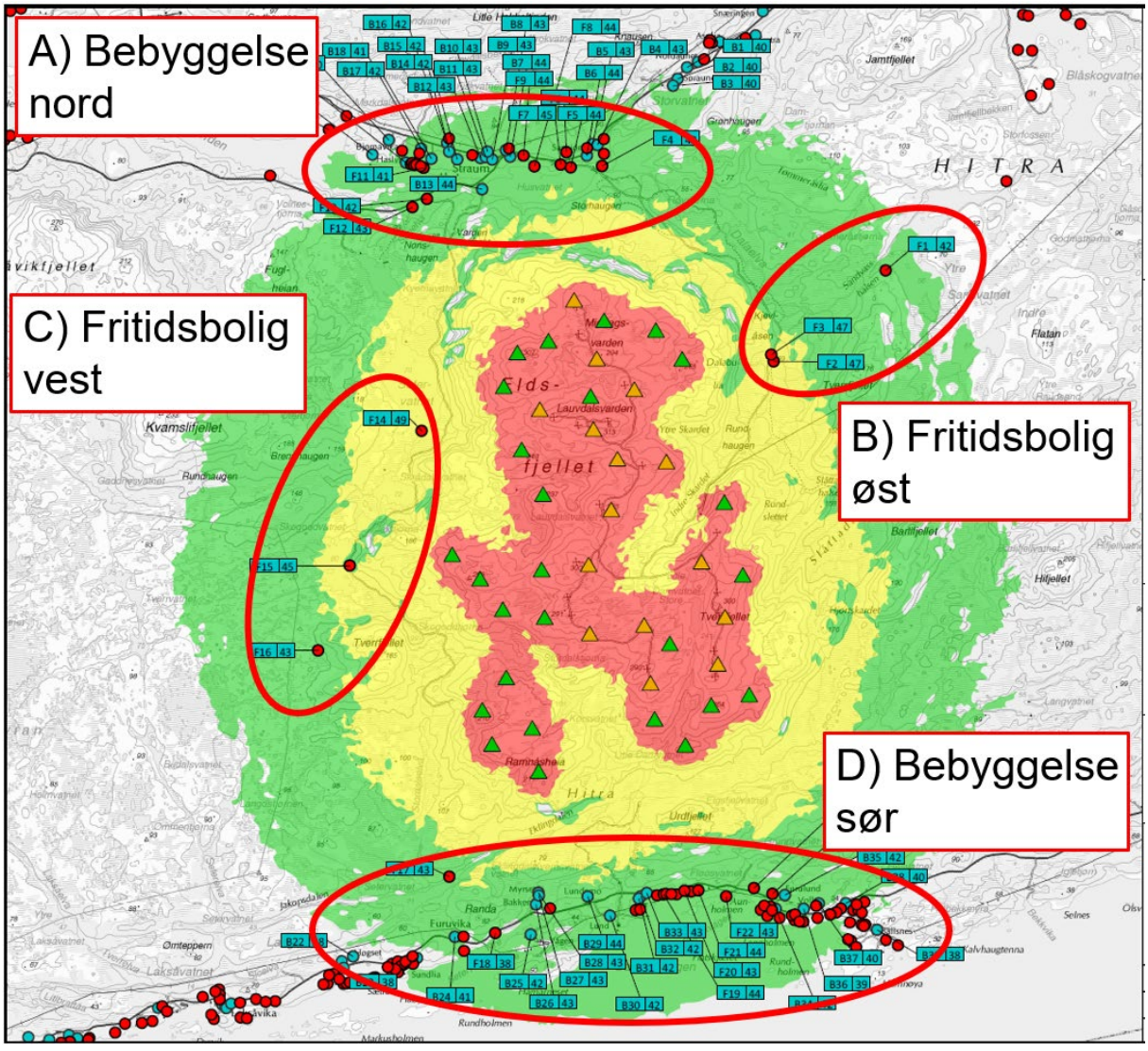
Strukturlyd, lavfrekvent og amplitudemodulasjon er tatt inn i vurderingene og besvart ut lengre ned i dokumentet (se kapittel 7.3.2).

7.2 Del inn i delområder

Statkraft Internal

I figur 4. under vises støykartet for det utredningsalternativet (basis alternativet). Hensikten med dette kartet er å vise delområder for støypåvirkning som inngår i konsekvensvurderingen i kapittel 7.4. lengre ned.

Som figuren under viser, gir vindkraftverkets plassering og den omkringliggende bebyggelsen, fire naturlige delområder for vurdering av støypåvirkning. I nord og sør har man bebyggede områder med både helårsboliger og fritidsbebyggelse. Øst og vest for vindkraftverket finner man noen få enkeltstående fritidsboliger. De fire delområdene vil bli beskrevet hver for seg og samlet sett i konsekvensvurderingen tabell 9 i kapittel 7.4.3. Bakgrunnskartet i områdeinndelingen viser en verste falls beregning av støyutbredelsen ved en full utbygging av utredingsløsningen. Fullstendige støykart med beskrivelser vises senere. Se illustrasjon av delområdene under.



Figur 4: De fire delområdene for vurdering av støyvirkningene konsekvensvurderingen.

7.3 Dagens støysituasjon og fremtidig påvirkning (støyberegninger)

Statkraft Internal

I dette kapittelet redegjøres det for metode, parametere og beregninger av støy for både dagens situasjon, nullalternativet og fremtidig forventet utbyggingsløsning.

Metode, verifikasjon og usikkerhet

Støyberegninger er laget med den nordiske metoden for prediksjon av støy fra vindkraftverk, Nord2000, som er den anerkjente metoden som er anbefalt i retningslinjene M-2061. Resultatene presenteres i sin helhet i Akustikkonsultens rapport "Vedlegg 1_Støyberegningsrapport Nye Hitra 1_Akustikkonsulten. I det etterfølgende kommer en full gjennomgang av metode, beregninger og resultater. Rapporten beskriver både dagens støysituasjon og fremtidig påvirkning. Resultatene for Nye Hitra 1 og Hitra 2 rapporteres både separat og samlet.

Nord2000 tar hensyn til ulike aspekter ved støydemping, for eksempel jordimpedans (støydemping fra bakken ved forskjellige overflater), topografi og vindretning. Beregningene er utført som verstefallssenario støyberegninger, som gjør det svært usannsynlig at årsgjennomsnittet overstiger de beregnede nivåene. Ettersom verstefalls beregningene ikke viser vesentlig endring fra dagens situasjon og hovedstøybidraget for omkringliggende støyfølsom bebyggelse kommer fra Hitra 2, har det ikke blitt vurdert nødvendig å utvide utredningen med en Realistisk beregning (real case) basert på kjente lokale vindforhold.

Verstefalls støyberegninger forutsetter vind ifra alle vindretninger samtidig, maksimal kildestøy fra hver enkelt turbin og at vindturbinene er i drift alle årets 8760 timer. Maksimal kildestøy er angitt i metodeveilederen som en vindhastighet på 8 m/s i 10 meters høyde. Når man ekstrapolerer opp til navhøyde vil alle større turbiner ha en vindhastighet som overstiger maksimal kildestøy. Medvind i alle retninger, som brukes i disse verstefall beregningene, forutsetter medvindforhold fra hver enkelt vindturbin, til hver enkelt mottakerposisjon, samtidig. Denne metoden gir en overdreven støybelastning i forhold til ett forventet realistisk nivå som kan beregnes ut ifra faktiske vindforhold der man har langtids vinddata.

Det har opp igjennom vindkraftens historie i Norge kommet spørsmål til og kritikk av at beregningsmodellen som brukes ikke er utviklet for eller tar nok hensyn til komplekst terreng, som er vanlig ved norske vindkraftverk. Temaet er også diskutert i NVEs rapport nr.: 13.20017 - Støyutbredelse ved vindkraftverk med "typisk norsk" topografi.

Nord2000-beregningsmodellen er også validert ved flere anledninger. Den ble blant annet validert spesielt for bruk i prediksjon av støy fra vindturbiner. Dette arbeidet ble rapportert i DELTAs rapport AV 1236/09 (2009) "*Validering av Nord2000-propagasjonsmodellen for bruk på vindturbinstøy*". For å undersøke lydutbredelse over komplekst terreng ble målinger utført spesielt ved Hitra vindpark (Hitra 1). Målinger ble utført både med høyttalere og med vindturbiner som lydkilde, og målte nivåer ble sammenlignet med beregninger fra Nord2000.

Statkraft Internal

Noen konklusjoner fra dette prosjektet var at:

“The validation measurements with a wind turbine as a source show good agreement with Nord2000 predictions as well. On average the A-weighted levels are within 1 dB with a standard deviation of 2.3 dB."

Basert på dette og flere års erfaring med bruk av modellen og verifisering av modellen med egne målinger (f.eks. fra Fosen Vind prosjektene), er det Akustikkonsultens vurdering at selv om modellen ikke er perfekt og at det i fremtiden kan komme bedre og mer detaljerte modeller, så er Nord2000 modellen godt egnet til beregning av støy fra vindkraftverk, resultatene har blitt sjekket og ligger innenfor beregnede forventninger for både store turbiner og komplekst terreng.

Beregningsparametere

Nedfor kommer en oversikt over parameterne som er brukt for støyberegningene for Nye Hitra 1. Det har ved flere tidligere beregninger blitt kritisert for bruk av standard årsmiddeltemperatur på 15 grader, noe som er for høyt for norsk klima. En lavere og mer presis temperatur vil gi marginalt høyere støyverdi. Selv om Statkraft derfor har gått over til å legge til grunn lokal årsmiddeltemperatur, har det vært ønskelig å fortsette med 15 grader her for å få sammenlignbare resultater. Tidligere sammenligninger mellom 6 og 15 graders årsmiddeltemperatur har vist forskjeller på om lag 0,1 dB. Gitt at dette er verstefallsberegninger har Akustikkonsulten og Statkraft i samråd funnet at det er en neglisjerbar effekt og at standard temperatur legges til grunn.

Under vises en tabell over beregningsparametere og en over turbinmodeller som er benyttet i beregningene.

Beregningsparametere	
Beregningsprogram	SoundPLAN 8.2
Beregningsstandard	Nord2000
Søkeradius	25 000 m
Beregninghøyde	4,0 m
Luftabsorpsjon	ISO 9613-1
Lufttrykk	1013,25 mBar
Relativ luftfuktighet	70 %
Temperatur	15 °C
Temperaturgradient	+0,05 °C/m
Ruhetslengde	0,3 m
Vindhøyde	10 m (navhøyde for statistikk)

Statkraft Internal

Vindhastighet	8 m/s
Standardavvik vindhastighet	0,5 m/s
Vindretning	Medvind fra alle retninger
Turbulensparameter vind	0,12 $m^{4/3}/s^2$
Turbulensparameter temperatur	0,008 K/s^2
Effektiv strømningsmotstand	Impedansklasse D, F, H
Høydedata	Detaljerte punktkoter

Tabell 1: Beregningsparameterne som er brukt i støyutredningen.

Vindpark	**Vindturbiner**	**Navhøyde / totalhøyde [m]**	**Støyemisjon, lydeffektnivå**
Hitra 1, Dagens situasjon	24 Bonus 2,3 MW (82,4 m rotor)	70 / 111,2	104,5 dBA
Hitra 1, RePowering	15 Nordex N163 7,0 MW STE	138,5 / 220	107,4 dBA
Hitra 2	26 Vestas V117 3,6 MW	87 / 145,5	107,0 dBA

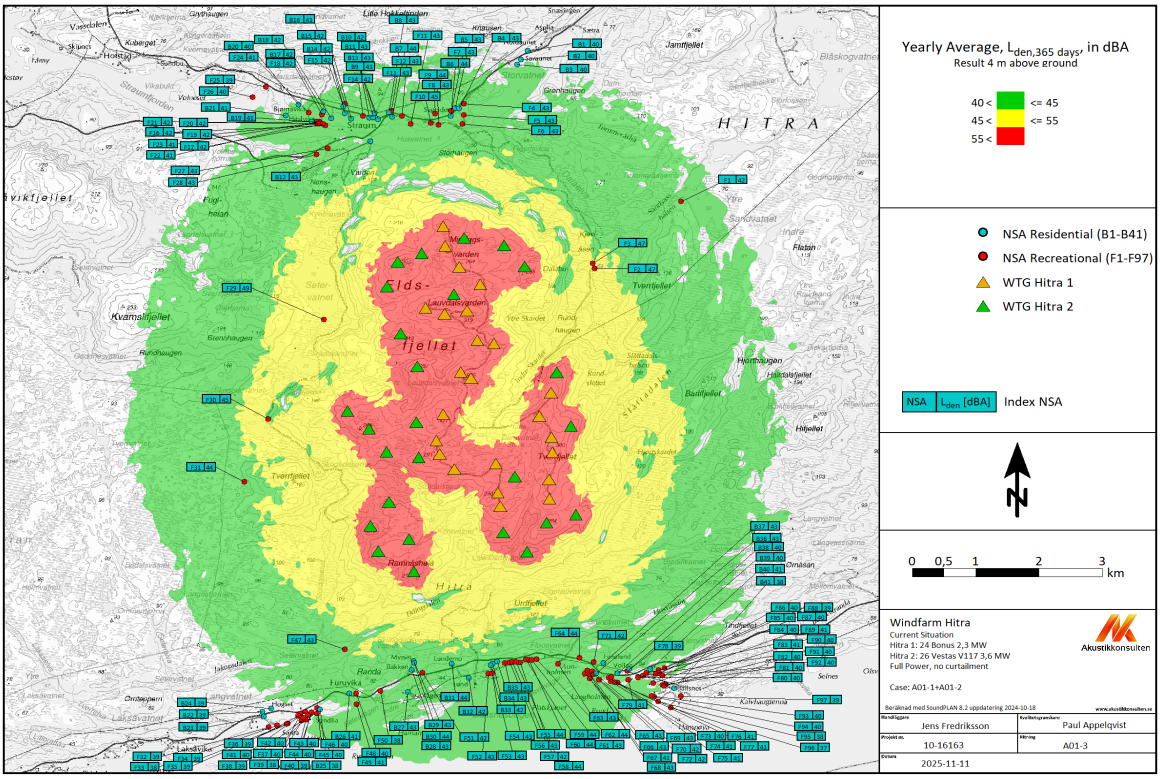
Tabell 2: Turbinmodeller og maksimal kildestøy.

7.3.1 Dagens støysituasjon

Dagens støysituasjon for den omkringliggende bebyggelsen i nord og i sør er preget av moderat trafikkstøy og landbruksstøy, i tillegg til eksisterende støy fra vindkraftverkene. For fritidsbebyggelsen i øst, langs adkomstveien til vindkraftverket, er det noe støy fra trafikk i forbindelse med driften. Forøvrig er det støy fra eksisterende vindkraftverk. Fritidsbebyggelsen i vest har ingen trafikkstøy og er kun eksponert for naturlig bakgrunnsstøy og støy fra vindkraftverket.

Bildet under viser dagens støysituasjon med støy fra eksisterende Hitra 1 og Hitra 2.

Statkraft Internal



Figur 5: Dagens støysituasjon fra eksisterende Hitra 1 og Hitra 2

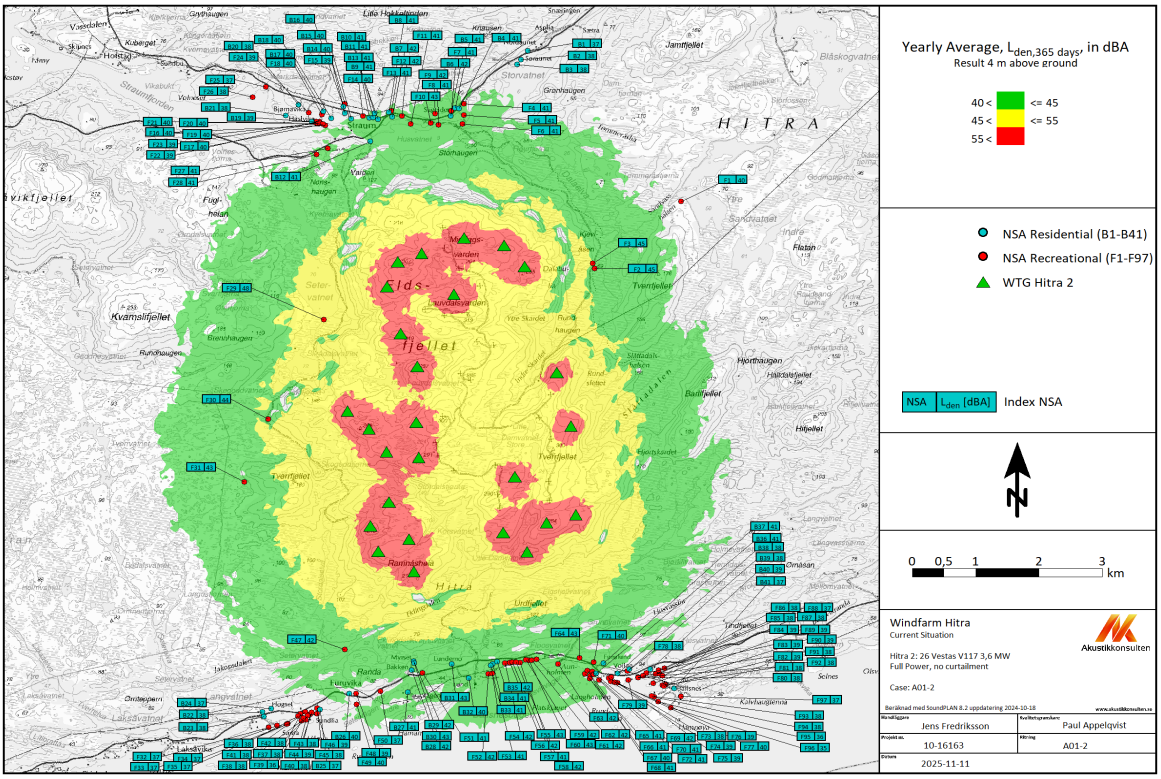
Tabell 3. under viser antall helårsboliger og fritidsboliger henholdsvis under og over grenseverdien. Som tabellen viser er støybidraget fra Hitra 1 alene ikke nok til å plassere noen over støygrensen, mens Hitra 2 alene gir en fritidsbolig over og begge parkene i sum gir tre fritidsboliger over grenseverdien.

		Antall (boliger / fritidsboliger) med støynivå	
Situasjon	**Vindpark**	**Lden ≤ 45 dBA**	**46 dBA ≤ Lden ≤ 55 dBA**
Dagens	Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Dagens	Samlet	41 / 94	0 / 3

Tabell 3. Hvordan støy fra hver av dagens vindparker og kumulativt gir enkelte fritidsboliger støy over grenseverdien

I figur 6. under vises et mulig fremtidig nullalternativ gitt fjerning av dagens Hitra 1 og fortsatt drift av dagens Hitra 2 (frem til 2045).

Statkraft Internal



Figur 6: Mulig fremtidig utforming med kun dagens Hitra 2 (nullalternativet)

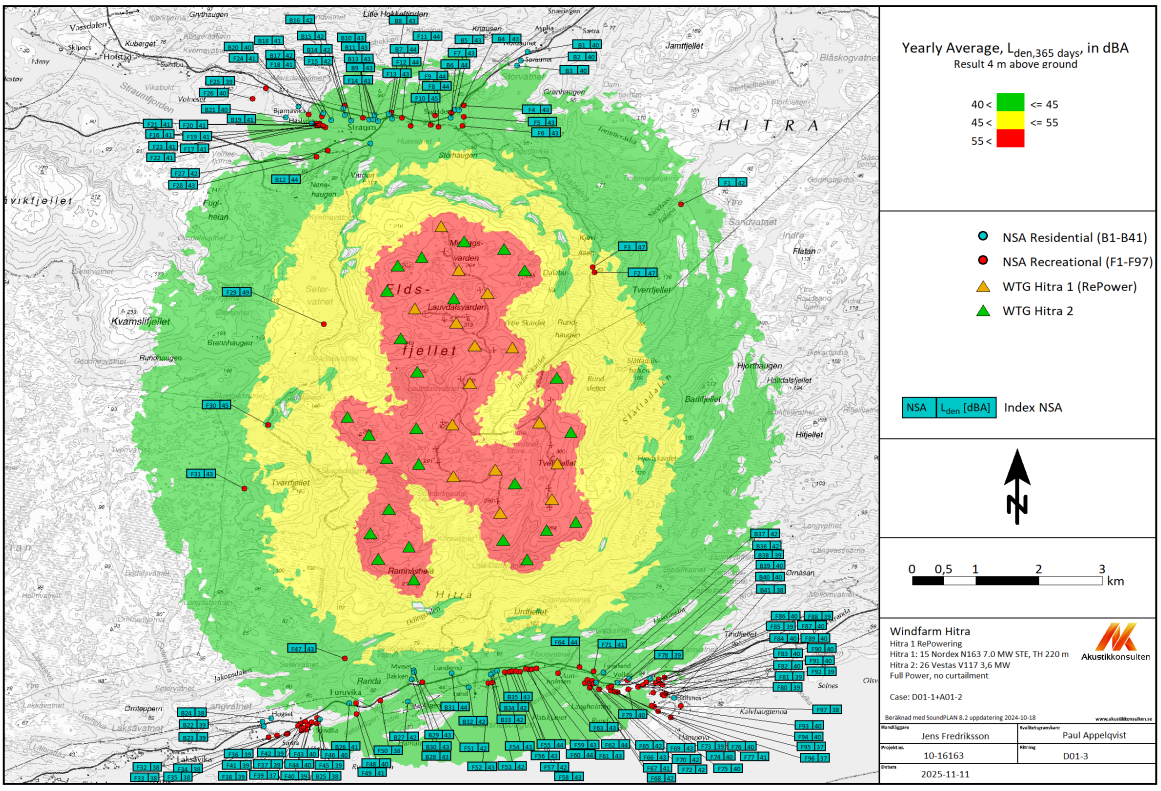
7.3.2 Fremtidig støysituasjon

I dette kapittelet forklares det hvordan en fremtidig støysituasjon vil være gitt en utbyggingsløsning som angitt i beregningsunderlaget (basis alternativ). Som sagt tidligere er dette å anse som en verstefallssituasjon.

Støy fra vindturbiner varierer med vinden. Det kan oppstå alt fra ingen støy (vindstille) til de beregnede støynivåene. De beregnede støynivåene representerer Lden på en dag med sterk vind som blåser i retning fra vindturbinene mot boligen. Ved lavere vindhastigheter eller andre vindretninger er støynivået generelt lavere. Boliger som ligger i en vanlig vindretning, vil sannsynligvis oppleve de estimerte nivåene i større grad enn boliger som ligger i en uvanlig vindretning. Disse forskjellene øker generelt jo lenger unna vindparken du befinner deg.

Kartet i figur 7. under viser fremtidig støysituasjon, gitt 15 store turbiner og verstefalls beregningsparametere.

Statkraft Internal



Figur 7: Beregnet fremtidig støysituasjon.

Som man kan se av figuren over er det ingen helårsboliger som får støy over grenseverdien på L_{den} 45 dBA. Det er tre fritidsboliger, to i område B øst og en i område C vest, som får støy over grenseverdien. Dette er imidlertid de samme tre som allerede har støy over grenseverdien fra eksisterende vindkraftverk og alle tre har eksisterende minnelige avtaler med eier av vindkraftverket om avbøtende tiltak. Det er ingen endring i støyverdiene for de berørte hyttene fra dagens situasjon og ved en eventuell fremtidig utbygging av nye Hitra 1. Dette vises også i tabell 4 under:

		Antall (boliger / fritidsboliger) med støynivå	
Situasjon	**Vindpark**	**Lden ≤ 45 dBA**	**46 dBA ≤ Lden ≤ 55 dBA**
Dagens	Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Dagens	Samlet	41 / 94	0 / 3
Fornying	Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Fornying + dagens	Samlet	41 / 94	0 / 3

Tabell 4. Sammenligning av støy fra eksisterende vindkraftverk og evt. fremtidig situasjon med ny Hitra 1. Det er ingen endring i antall boliger eller fritidsboliger under eller over grenseverdien.

Statkraft Internal

Impulsstøy, lavfrekvent støy og rentonestøy

Når det gjelder (impulsstøy eller støy med ren tone), er dette ikke noe som normalt forekommer fra vindturbiner, og det er ikke fastsatt noen grenser for dette i Norge, så vidt Akustikkonsulten er kjent med. Dersom det oppdages rentonestøy fra enkelte vindturbiner er dette noe som vanligvis følges opp mellom vindkrafteier og turbinprodusent. Årsaken kan være feil ved komponenter eller utsyr som kan skiftes. Andre avbøtende tiltak kan være å endre frekvensene i støyen ved å øke massen til en komponent.

Lavfrekvent støy er att annet tema som har fått mye oppmerksomhet. Her er det viktig å merke seg at selv om vindturbiner avgir lavfrekvent støy, så er dette en vanlig del av frekvensspekteret vindturbinstøyen. Selv om det ikke er egne grenseverdier for støy i det lavfrekvente spekteret i den norske reguleringen, så er den implisitt hensyntatt. Man har gode erfaringsdata på at når den generelle støygrensen overholdes så er det lavfrekvente bidraget lavt og under sammenlignbare grenseverdier som i noen av våre naboland. I Danmark, Finland og Sverige finnes det spesifikke retningsverdier for lavfrekvent støy innendørs, og erfaring viser at det er svært uvanlig at disse overskride på grunn av støy fra vindturbiner. I Norge har man derfor funnet det unødvendig med en egen grenseverdi for lavfrekvent støy, siden man ved en støygrense på Lden 45 dBA har svært liten risiko for at det oppstår for høye nivåer av lavfrekvent støy innendørs i nærliggende boliger.

Som eksempel kan det vises til det svenske Naturvårdsverket (tilsvarende Miljødirektoratet) sin veiledning, hvor det står at:

«Svenske studier har vist at så lenge støy fra vindturbiner ikke overskrider retningsverdien på 40 dBA utendørs, er det liten risiko for at retningsverdiene for lavfrekvent støy innendørs overskrides»

Den svenske retningslinjeverdien på L_{eq} 40 dBA tilsvarer L_{den} 46,4 dBA, som er høyere enn den norske grensen på L_{den} 45 dBA. Det er derfor enda litt mindre sannsynlig at lavfrekvent støy vil være ett vesentlig støybidrag i Norge, og kunne overstige de Svenske eller Danske grenseverdiene.

Akustikkonsulten har i løpet av sine drøye 15 års erfaring med overvåking av støy fra vindkraftverk, aldri opplevd et tilfelle hvor lavfrekvent støy innendørs forårsaket av vindturbiner har overskredet grenseverdiene. Den største risikoen for overskridelser er konstatert fra defekte vindturbiner som har avgitt støy ved en bestemt lav frekvens, f.eks. fra girkassen eller generatoren. Dette er mekaniske feil som vanligvis detekteres i den automatiske overvåkningen av turbinene og utbedres etter hvert som de blir kjent for å opprettholde optimal drift og unngå havari.

7.3.3 Vurdering av om grenseverdier og kvalitetskriterier kan tilfredsstilles

Statkraft Internal

Nedenstående beskrivelse av grenseverdien for vindkraftstøy ved bygning med støyfølsom bruk, er et utdrag fra Multiconsult sin konsekvensutredning om helsekonsekvens. Det vurderes hensiktsmessig å ha enhetlig og konsise beskrivelser og avsnittet er derfor hitsatt.

Grenseverdier

De mest studerte virkningene av miljøstøy er støyplage og søvnforstyrrelser. Jo høyere støynivå utenfor bolig, desto større andel vil kunne oppleve å være støyplaget og få sin søvn forstyrret (Miljødirektoratet M-1941).

I Norge er anbefalt grenseverdi på L_{den} 45 dB for vindkraftverk, jf. Retningslinje for behandling av støy i arealplaner, T-1442. Dette nivået samsvarer med anbefalt grenseverdi fra Verdens helseorganisasjon, (WHO 2018). WHO har definert sterk støyplage som et helsetap som bør forebygges og lagt til grunn 10 % absolutt risiko som grunnlag for anbefalt støygrense L_{den} 45 dB (WHO 2018).

Grenseverdien angir støynivå på fasade (utendørs) og på uteoppholdsareal. Veileder til retningslinje for støy i arealplanleggingen (M-2061), viser til at bakgrunnen for grenseverdier for støy er forskning på støy og helse. Videre forklarer veilederen at grenseverdiene er lagt på et nivå der vi vet at de aller fleste ikke vil være plaget av støy, men likevel er det slik at noen fortsatt vil være plaget av støy selv om støygrensen overholdes. FHI skriver i Folkehelserapporten at det er store individuelle forskjeller i følsomhet og sårbarhet overfor støy, og virkningene av støy på helse og trivsel vil være avhengig av en rekke samvirkende og motvirkende faktorer.

FHI har senest i 2022 på oppdrag fra NVE oppdatert kunnskapsstatus om støy fra vindturbiner og virkninger på helse. I dette arbeidet har FHI tatt utgangspunkt i Verdens helseorganisasjons (WHOs) kunnskapsoppsummering på dette feltet. FHI skriver i artikkel om støy fra vindturbiner og virkning på helse (FHI, 2022) at det er holdepunkter for at individuelle faktorer, som blant annet holdninger til vindkraftverk og støysensitivitet, spiller en viktigere rolle enn selve støynivået med hensyn til opplevde plager for naboer til vindkraftanlegg. FHI skriver videre det er lite som tyder på at støy fra vindturbiner på 40-45 dB har en direkte innvirkning på søvn. Det er en rekke studier viser at det er flere ikke-akustiske forhold som påvirker opplevd lydnivå, for eksempel forventninger og tillitt til anleggseier (Eggers S. et al., 2022).

Overholdelse av grenseverdi

Ettersom støyutredningen viser at det ikke er noen endring i antall helårs- eller fritidsboliger over støygrensen eller vesentlig endring i støybelastning, er det ikke vurdert avbøtende tiltak. De tre som allerede er over grenseverdien er kompensert i forbindelse med bygging av Hitra 2 (som også gir det største støybidraget).

Statkraft Internal

Eventuelle avbøtende tiltak vil bli beskrevet i detaljplan etter endelig turbinplassering og valg av turbinmodell. Mulige avbøtende tiltak er fasadetiltak som å skifte gamle vinduer og dører, bygging av en skjermet uteoppholdsplass (typisk vinterhage) eller driftsbegrensninger (curtailment).

7.3.4 Usikkerhet ved avbøtende tiltak

Gitt at vindkraftstøyen genereres høyt oppe og spres over relativt store områder, er det lite funksjonelt med generell støyskjerming utendørs. For at en støyskjerm skal fungere må den blokkere «sikten» mellom støykilde og observatør. Dette kan gjøres langs en vei, men er lite hensiktsmessig for vindkraftverk. De aktuelle tiltakene er derfor, som nevnt tidligere, å skjerme en begrenset uteoppholdsplass eller gjøre tiltak på bygg som sikrere enda lavere støyverdier inne. Virkningen av fasadetiltak vil nødvendigvis avhenge av standarden på bygningen, og de vurderes derfor individuelt fra bygg til bygg. Det understrekes at det ikke er vurdert nødvendig med avbøtende tiltak ved den foreslåtte utbyggingsløsningen.

7.3.5 Støy fra bygge og anleggsfasen

Selve anleggsområdet er lokalisert i god avstand fra støyfølsom bebyggelse og det er ikke forventet vesentlig ulempe fra selve byggingen. Sprengningsarbeider og de mest støyende aktivitet vil i all hovedsak gjennomføres på dagtid. Det som er forventet å kunne gi mest sjenerende støy i forbindelse med byggingen er transport til og fra anlegget. Særlig transport av hovedkomponenter (vinger, tårndeler osv.) ettersom de også vil kunne medføre trafikale begrensinger. Generell anleggstransport og spesialtransport vil beskrives nærmere i detaljplan. Støyen fra anleggsarbeider og anleggstrafikken vil også beskrives i detaljplan og vurderes opp mot gjeldende regelverk.

7.3.6 Vibrasjoner, strukturlyd og lavfrekvent lyd

Akustikkonsulten er ikke kjent med at vindturbiner kan forårsake høye vibrasjonsnivåer eller strukturstøy, eller at dette har påvirket boligområder negativt.

For beskrivelse av lavfrekvent støy ifra vindturbiner har vi hitsatt ett utdrag fra Multiconsult sin konsekvensutredning om helsekonsekvens (kapittel 3.1.2). Akustikkonsulten har lagt til en forklarende tabell (tabell 5) som viser den svenske grenseverdien for lavfrekvent støy og en figur (figur 8) som viser en beregning av lavfrekvent støy ved et vindkraftverk.

Vindturbinstøy inneholder bredspektret lyd, og dermed også lavfrekvent lyd (<200 Hz) og infralyd (< 20 Hz). Lavfrekvent lyd defineres vanligvis til å være i området fra omkring 10 Hz til 200 Hz. Dette er imidlertid ikke en standardisert definisjon og kan variere i

Statkraft Internal

forskjellige land (NEK IEC). Lavfrekvent lyd er vanskeligere å dempe for enn lyd med høyere frekvenser, og vil dermed være del av lydbildet som kan føre til støyplage fra vindturbiner. Lavfrekvent lyd er vanligvis mest hørbar innendørs ettersom bygninger kort og enkelt forklart fungerer som et lavpassfilter og filtrerer ut de høyere frekvensene.

Ifølge konklusjonene i utredning gjennomført i Danmark (Miljø- og Fødevareministeriet Miljøstyrelsen, 2017), kan vindturbinstøy høres innendørs når lydtrykknivået utendørs er L_{pAT} 44 dB.[1] Studien er utført på frekvensområdet 8 til 200 Hz. Opplevelse av lavfrekvent lyd har videre blitt beskrevet som følelse av trykk i øret, trykk i brystet, generelt trykk, vibrasjoner i kroppen (Verbundprojekt (2020).

I Sverige har Folkhälsomyndighetens allmänna råd om buller inomhus FoHMS 2014:13 anbefalt grenseverdier for lavfrekvent lyd innendørs fra 31,5 Hz til 200 Hz. I rapporten «*Störning av vindkraftverk – enkät och lysssningstester*» er det beregnet at det i relativt kort avstand fra vindturbinen er risiko for overskridelser av aktuelle grenseverdier innendørs fra 31,5-200 Hz (Glebe D. et al). Akustikkonsulten har beregnet lydnivåer i 1/3 oktavbånd fra 31,5-200 Hz for boenheter i influensområde til nye Hitra1 (Akustikkonsulten, 2025-11-13). Beregningene viser at lydnivå fra *nye Hitra 1* er under de aktuelle grenseverdiene i frekvensområde 31,5-200 Hz i samtlige boenheter (innendørs).

FoHMFS 2014:13 *Tabell 2. Lågfrekvent buller*

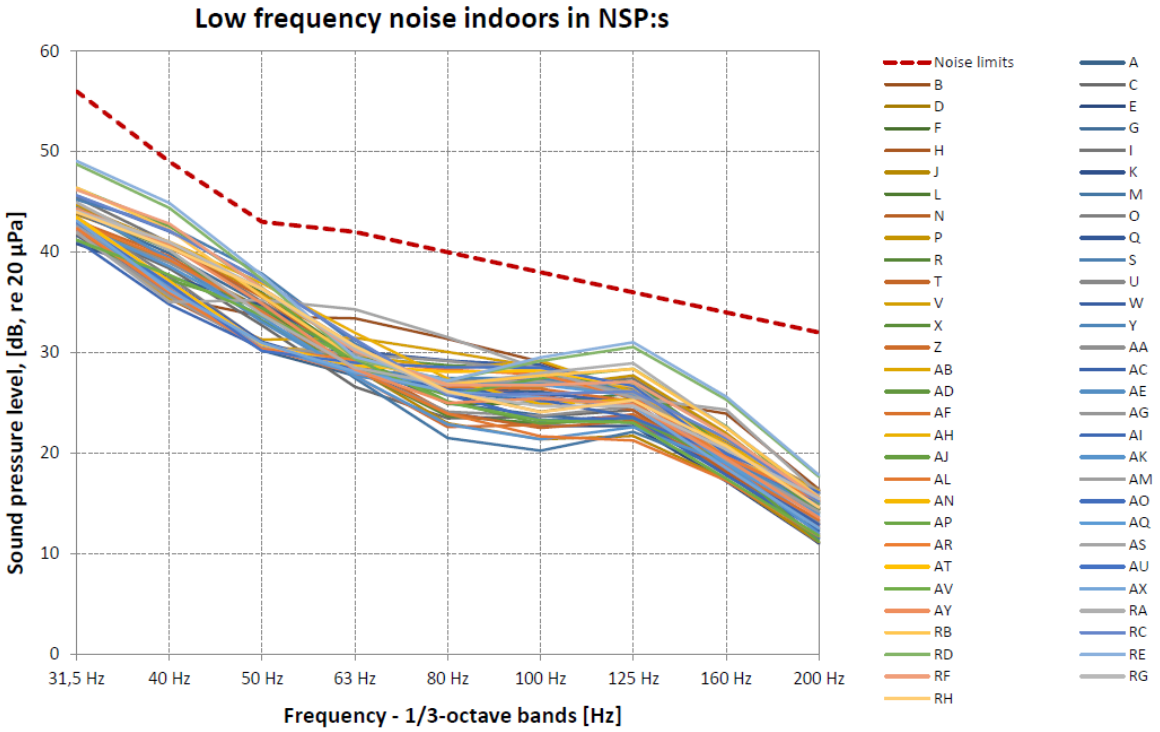
Tersband [Hz]	Ljudtrycksnivå, L_{eq} [dB]
31,5	56
40	49
50	43
63	42
80	40
100	38
125	36
160	34
200	32

Tabell 5. Svenske grenseverdier for innendørs lavfrekvent støy.

Figur 8. Under viser beregnet lavfrekvent støy for Nye Hitra 1.

[1] Et lydtrykksnivå på 44 dBA ikke kan sammenlignes direkte med det tilsvarende dagnivået L_{den}, der eksisterende støynivåer (lydtrykknivåer) straffes med +5 dB i løpet av kvelden og med +10 dB i løpet av natten. Som referanse vil et kontinuerlig lydtrykknivå på 44 dBA i 24 timer tilsvarer en L_{den} på 50,4 dB.

Statkraft Internal



Figur 8. Resultatene av beregning av lavfrekvent støy for Nye Hitra 1. Den røde stiplede linjen er grenseverdien og de andre er hver enkelt støymottager.

På bakgrunn av at Danmark innførte egne grenseverdier for lavfrekvent støy i 2011, ble det gjennomført en utredning og vurdering av grenseverdi for lavfrekvent støy også i Norge. Utredningen viste at den gjeldende anbefalte støygrensen utendørs (L_{den} 45 dB) også ivaretar at innendørsstøy i frekvensområdet 20-160/200 Hz, og dermed ikke overskrider 20 dBA, som er grenseverdien i Danmark. Miljødirektoratet konkluderte på bakgrunn av dette med at det ikke er behov for å innføre egne grenseverdier for lavfrekvent støy i Norge (NVE, 2018).

Infralyd

For beskrivelse av infralyd ifra vindturbiner har vi hitsatt ett utdrag fra Multiconsult sin konsekvensutredning om helsekonsekvens (kapittel 3.1.3).

Infralyd er på lik linje som lavfrekvent lyd også en del av lydspektret fra moderne vindturbiner. Infralyd er definert som lyd i frekvensområde 1-20 Hz. Infralyd fra vindturbiner kan måles, men lydtrykknivået fra vindturbiner er imidlertid godt under høreterskelen (NEK ICE 2024). FHI forklarer at infralyd kan sanses ved svært høye lydtrykknivåer, men er ikke hørbar for mennesker ved de nivåer man har i omgivelsene.

Det er noen som utrykker bekymring knyttet til helsekonsekvenser av infralyd fra vindturbiner. Det er i de senere år gjort flere studier spesielt rettet mot å undersøke

Statkraft Internal

mulig påvirkning av infralyd på mennesker. FHI skriver at ingen av disse studiene har kunnet påvise eller sannsynliggjøre helsevirkninger av infralyd fra vindkraftanlegg.

I tekniske spesifikasjonen for måling av støy fra vindturbiner (NEK ICE 2024) omhandler vedlegg (Annex B) infralyd. Det er teknisk krevende å måle lydtrykknivåer for infralyd, og det er dermed begrenset med erfaringsdata som beskriver lydtrykknivåer i dette frekvensområde.

Amplitudemodulasjon

For beskrivelse av amplitudemodulasjon ifra vindturbiner har vi hitsatt ett utdrag fra Multiconsult sin konsekvensutredning om helsekonsekvens (kapittel 3.1.4).

Ved uheldige kombinasjoner av vindens innfallsvinkel mot rotor, vindhastigheter og turbulens vil man kunne få en situasjon med en kraftig amplitudemodulert lyd. De nøyaktige mekanismene som utløser denne type lyd, ofte omtalt som UAM (unaturlig amplitudemodulasjon), er bare delvis forklart i vitenskapelig litteratur (Gjestland T. 2024) UAM kan medføre periodevis stor variasjon i støynivået.

I utredningsprogrammet er spesielle støyvirkninger som unaturlig amplitudemodulasjon nevnt, men slike forhold vil imidlertid ikke kunne bli avdekket med de beregningsmetodene som brukes i dag. Det er derfor normalt ikke mulig å forutse forekomst, frekvens eller varighet, av såkalt unaturlig amplitudemodulasjon.

Lokale atmosfæriske forhold og topografi kan ha betydning for når og hvor ofte unaturlig amplitudemodulasjon oppstår. Det er derfor naturlig å ta utgangpunkt i dagens situasjon (Hitra 1 og Hitra2) for å gjøre en overordnet vurdering.

Det er ikke funnet opplysninger om at denne typen støyvirkninger oppleves som spesielt utfordrende på Hitra. I samtaler med personer som bor i området og som opplever støyplage i dagens situasjon, var det ikke store variasjoner (amplitudemodulasjon) i hørbar støy som ble beskrevet som årsak til plagen.

7.4 Konsekvens

I vurderingen av konsekvensgrad har det først blitt satt en konsekvensgrad pr delområde og deretter en samlet konsekvensgrad.

7.4.1 Konsekvensgrad for delområder

I konsekvensvurderingen har metodikken og kriteriene i tabell 7-1 i Miljødirektoratets veileder blitt brukt (for mer informasjon se Miljødirektoratets veiledning under kapittel 7.4 konsekvens av støy i veilederen for konsekvensutredning M-1941).

Statkraft Internal

Konsekvensvurderingstabellen er vist i tabell 7 under. Tabellen brukes til å finne konsekvensgrad for hvert delområde og samlet konsekvens. I veiledningen i M-1941 står der: «*Vurder rad for rad hvilken konsekvensgrad som passer best. Begrunn sammenstilt konsekvens. Alle kriterier gjelder for støy ved støyfølsom bebyggelse (som definert i T-1442). Alle konsekvenser sammenliknes med nullalternativet.*»

Forhold som påvirker helsekonsekvens	Stor/ svært stor positiv konsekvens (3/4 +)	Noe/middels positiv konsekvens (1/2 +)	Ubetydelig (0)	Noe negativ konsekvens (1 –)	Middels negativ konsekvens (2 –)	Stor negativ konsekvens (3 –)	Svært stor negativ konsekvens (4 –)
Bebyggelse i støysone	Få eller ingen boenheter med støynivå på fasade over grenseverdiene i T-1442			Noen boenheter/-støyfølsom bebyggelse med støynivå på fasade tilsvarende nedre del av gul sone	Ikkje boenheter/-støyfølsom bebyggelse med støynivå på fasade tilsvarende øvre del av gul sone	Ikkje boenheter/-støyfølsom bebyggelse med støynivå på fasade tilsvarende nedre del av rød sone	Ikkje boenheter/-støyfølsom bebyggelse med støynivå på fasade tilsvarende øvre del av rød sone
Endring i støynivå sammenliknet med nullalternativet	Vesentlig reduksjon i støynivå (5-6 dB eller ikkje) for boenheter/-bebyggelse som i nullalternativet vil ligge i rød støysone	Merkbar reduksjon i støynivå (2-4 dB) forboenheter/-støyfølsom bebyggelse som i nullalternativet vil ligge i gul støysone	Ikkje merkbar endring i støynivå (0-1 dB) i forhold til nullalternativet	Merkbar økning i støynivå (2-4 dB) for boenheter/bebyggelse som for nullalternativet ikkje vil få overskridelse av grenseverdiene i T-1442	Merkbar økning i støynivå (2-4 dB) for boenheter/bebyggelse som for nullalternativet vil ligge i gul støysone.	Vesentlig økning i støynivå (5-6 dB eller ikkje) forboenheter/-bebyggelse som for nullalternativet vil ligge i gul støysone.	Vesentlig økning i støynivå (5-6 dB eller ikkje) for boenheter/-bebyggelse som for null-alternativet vil ligge i rød støysone.
Type og antall støykilder	Vesentlig redusert omfang av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på natt	Merkbart redusert omfang av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på dag	Ingen endring av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer	Noe økt omfang av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på dagtid Ny støykilde innføres i område med støyfølsom bebyggelse som i nullalternativet ikkje har støy over grenseverdiene i T-1442	Noe økt omfang av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på dagtid Ny støykilde innføres i område med støyfølsom bebyggelse som i nullalternativet ikkje har støy ikkje én annen støykilde	Vesentlig økt omfang av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på natt Ny støykilde innføres i område med støyfølsom bebyggelse som i nullalternativet ligger i støysone ikkje ikkje andre støykilder.	Vesentlig økt innslag av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på natt Ikkje nye støykilder innføres i område med støyfølsom bebyggelse som i nullalternativet ligger i støysone ikkje andre støykilder

Statkraft Internal

					Ny støyfølsom bebyggelse etableres i områder med ikkje ulike støykilder	Ikkje nye støykilder innføres i område med støyfølsom bebyggelse som i nullalternativet ikkje er utsatt for støy over grense-verdiene i T-1442 Ny støyfølsom bebyggelse etableres i områder med sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer	Ny støyfølsom bebyggelse etableres i områder med ikkje ulike støykilder Ny støyfølsom bebyggelse etableres i områder med sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtrykknivåer på natt
Tilgang til stille side	Alle/svært mange boenheter får stille side i områder der de tidligere ikkje hadde det	Ikkje/mange boenheter får stille side i områder der de tidligere ikkje hadde det	Alle nye boenheter har stille side Ikkje antall eksisterende boenheter har stille side	Noen nye boenheter/-støyfølsom bebyggelse får ikkje stille side Noen støyfølsomme bygg mister	Omtrent 30% av nye boenheter/-støyfølsom bebyggelse får ikkje stille side Ikkje støyfølsomme bygg mister	Omtrent 50% av nye boenheter/-støyfølsom bebyggelse får ikkje stille side Mange støyfølsomme bygg mister	Omtrent alle nye boenheter/-støyfølsom bebyggelse får ikkje stille side Svært mange støyfølsomme bygg mister

Tabell 7.Konsekvenstabell for delområder for støy. Konsekvensen settes ut fra fem forhold som påvirker helsekonsekvens.

Videre sier veilederen at konsekvensgraden skal vises med fargekode og beskrivelse som i tabell 7-3 i veilederen M-1941. Beskrivelsen at tabellen er som følger: *«Kriterier for å vurdere samlet konsekvens for støy. Velg den konsekvensgraden der flest kriterier er oppfylt. I tilfeller der det er uavgjort eller ingen konsekvensgrad som utpeker seg, skal mest negative konsekvensgrad gjelde.».* Tabellen er hitsatt i tabell 8. under.

Konsekvensgrad for samlet konsekvens	**Kriterier for vurdering av samlet konsekvens**
Kritisk negativ konsekvens	**Kritisk negativ konsekvens** brukes kun for områder der den **den samlede belastningen er svært stor.** • Flere delområder med svært stor negativ konsekvens (4 –). • Svært stor samlet belastning med vibrasjoner, lavfrekvent støy og/eller luftforurensning.
Svært stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører svært stor negativ konsekvens innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med stor negativ konsekvens (3 –). • Ett eller flere delområder med svært stor negativ konsekvens (4 –). • Stor samlet belastning med vibrasjoner, lavfrekvent støy og/eller luftforurensing.
Stor negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører stor negativ konsekvens innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med middels negativ konsekvens (2 –). • Flere delområder med stor negativ konsekvens (3 –). • Ett delområde kan ha svært stor negativ konsekvens (4 –). • Bidrar til økt samlet belastning med vibrasjoner, lavfrekvent støy og/eller luftforurensing.
Middels negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører middels negativ konsekvens innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ konsekvens (1 –). • Flere delområder med middels negativ konsekvens (2 –). • Ett par delområder kan ha stor negativ konsekvens (3 –). • Ingen delområder med svært stor negativ konsekvens (4 –).

Statkraft Internal

Noe negativ konsekvens	Planen/tiltaket medfører noe negativ konsekvens innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe negativ (1 –) eller ubetydelig (0) konsekvens. • Et par delområder kan ha middels negativ konsekvens (2 –). • Ingen delområder med svært stor (4 –) eller stor (3 –) negativ konsekvens.
Ubetydelig konsekvens	Planen/tiltaket vil ikke medføre vesentlige endringer i influensområdet. • Overvekt av delområder med ubetydelig konsekvens (0). • Ett delområde kan ha noe negativ konsekvens (1 –). • Ingen delområder med svært stor (4 –), stor (3 –) eller middels (2 –) negativ konsekvens.
Positiv konsekvens	Planen/tiltaket vil ha positiv konsekvens innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med noe (1 +) eller middels (2 +) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4 -), stor (3 -) eller middels (2 -) konsekvens. • Delområder med noe negativ konsekvens (1 -) oppveies klart av områdene med noe (1 +) eller middels (2 +) positiv konsekvens.
Stor positiv konsekvens	Planen/tiltaket vil ha stor positiv konsekvens innenfor influensområdet. • Overvekt av delområder med stor (3 +) eller svært stor (4 +) positiv konsekvens. • Ingen områder med svært stor (4 -), stor (3 -) eller middels (2 -) konsekvens. • Delområder med noe negative konsekvens (1 -) oppveies klart av områdene med stor (3 +) eller svært stor (4 +) positiv konsekvens.

Tabell 8. veiledning til vurdering av konsekvensgrad.

7.4.2 Samspillseffekter mellom støy, vibrasjoner og lavfrekvent lyd

Veilederen (M-1941) angir at man skal vurdere samspillseffekter mellom støy, vibrasjoner, lavfrekvente lyd og luftforurensing. Som angitt tidligere er det ikke forventet hverken vibrasjoner eller lavfrekvent lyd av vesentlig grad. Det er heller ingen luftforurensing fra vindkraftverk som forventes å øke den opplevde plagegraden. Det er derfor ikke funnet grunnlag for å vurdere samspillseffekter.

7.4.3 Sammenstill konsekvens for hele influensområdet

Etter at konsekvensen for hvert delområde er vurdert, settes det en samlet konsekvensgrad for hele influensområdet. Tabell 9 nedenfor viser konsekvensgraden for hvert enkelt delområde og den samlede konsekvensen for hele influensområdet. Tabellen er hentet fra M-1941 og Akustikkonsulten har gjennomført vurderingen i henhold til veilederen.

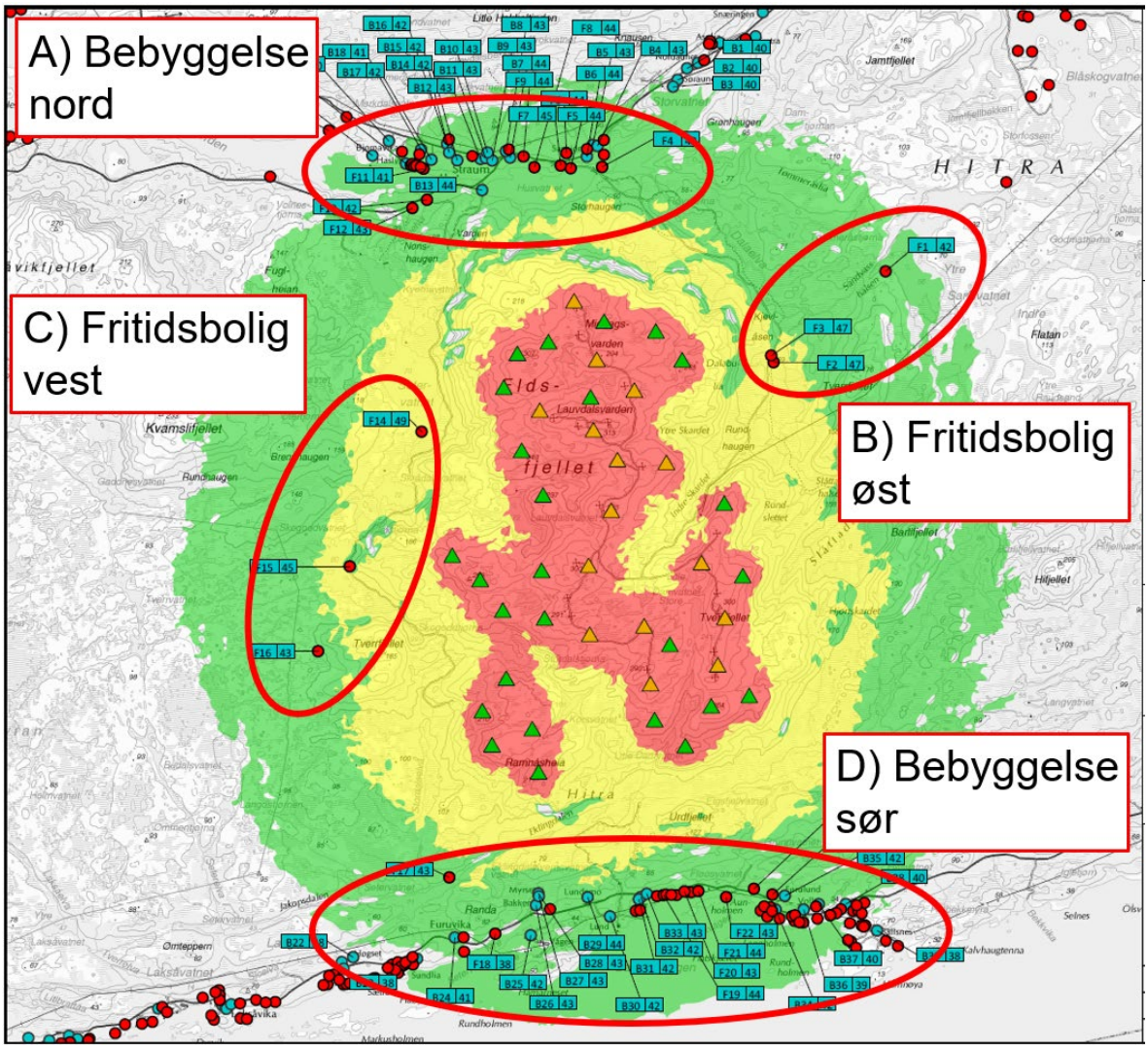
Statkraft Internal

Delområder	Dagens situasjon	Nullalternativet - Ta bort H1, bare H2	Fremtidig situasjon med Nye H1 og eksisterende H2
Delområde A	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Ubetydelig konsekvens – Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien.	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Ubetydelig konsekvens – Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien Endring fra nullalternativ: Ikke merkbar til noe merkbar endring i støynivå (ca. 1-2 dB mindre støy) i forhold til nullalternativet	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Ubetydelig konsekvens – Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien Endring fra nullalternativ: Ikke merkbar endring i støynivå (0-1 dB) i forhold til nullalternativet.
Delområde B	**Konsekvens:** Noe negativ konsekvens (1 -) Bebyggelse i støysone: Noe negativ konsekvens – To fritidsboliger over grenseverdien, nedre del av gul sone	**Konsekvens:** Noe positiv konsekvens (1 +) Bebyggelse i støysone: Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien Endring fra nullalternativ: Noe merkbar endring i støynivå (ca. 2 dB mindre støy) i forhold til nullalternativet.	**Konsekvens:** Noe negativ konsekvens (1 -) Bebyggelse i støysone: Noe negativ konsekvens – To fritidsboliger over grenseverdien, nedre del av gul sone Endring fra nullalternativ: Ikke merkbar endring i støynivå (0-1 dB) i forhold til nullalternativet.
Delområde C	**Konsekvens:** Noe negativ konsekvens (1 -) Bebyggelse i støysone: Noe negativ konsekvens – En fritidsbolig over grenseverdien, midt i gul sone	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Noe negativ konsekvens – En fritidsbolig over grenseverdien, midt i gul sone Endring fra nullalternativ: Noe merkbar endring i støynivå (ca. 2 dB) i forhold til nullalternativet.	**Konsekvens:** Noe negativ konsekvens (1 -) Bebyggelse i støysone: Noe negativ konsekvens – En fritidsbolig over grenseverdien, midt i gul sone Endring fra nullalternativ: Ikke merkbar endring i støynivå (0-1 dB) i forhold til nullalternativet.
Delområde D	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Ubetydelig konsekvens – Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien.	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Ubetydelig konsekvens – Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien Endring fra nullalternativ: Ikke merkbar til noe merkbar endring i støynivå (ca. 1-2 dB mindre støy) i forhold til nullalternativet.	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Bebyggelse i støysone: Ubetydelig konsekvens – Ingen støyfølsom bebyggelse over grenseverdien Endring fra nullalternativ: Ikke merkbar endring i støynivå (0-1 dB) i forhold til nullalternativet.
Samlet vurdering	**Konsekvens:** Ubetydelig (0)	**Konsekvens:** Ubetydelig (0)	**Konsekvens:** Ubetydelig (0) Kommentar: Få boenheter med støynivå på fasade over grenseverdiene i T-1442
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Få boenheter med støynivå på fasade over grenseverdiene i T-1442 (3 fritidsboliger)	En boenheter med støynivå på fasade over grenseverdiene i T-1442 (1 fritidsboliger) Ikke merkbar til noe merkbar endring i støynivå (ca. 1-2 dB mindre støy) i forhold til nullalternativet.	Få boenheter med støynivå på fasade over grenseverdiene i T-1442 (3 fritidsboliger, samme som i nullalternativet). Ikke merkbar endring i støynivå (0-1 dB) i forhold til nullalternativet.
Rangering	2 = Dagens situasjon	1 = Lavest støypåvirkning	2 = Støykonsekvensen av Nye Hitra 1 vil være tilnærmet lik dagens situasjon.
Begrunnelser for rangering	Nest laveste støypåvirkning, lik som for Nye Hitra 1	Laveste støypåvirkning	Nest laveste støypåvirkning, lik som dagens situasjon

Tabell 9. Konsekvensvurderinger av delområder og samlet konsekvens.

Statkraft Internal

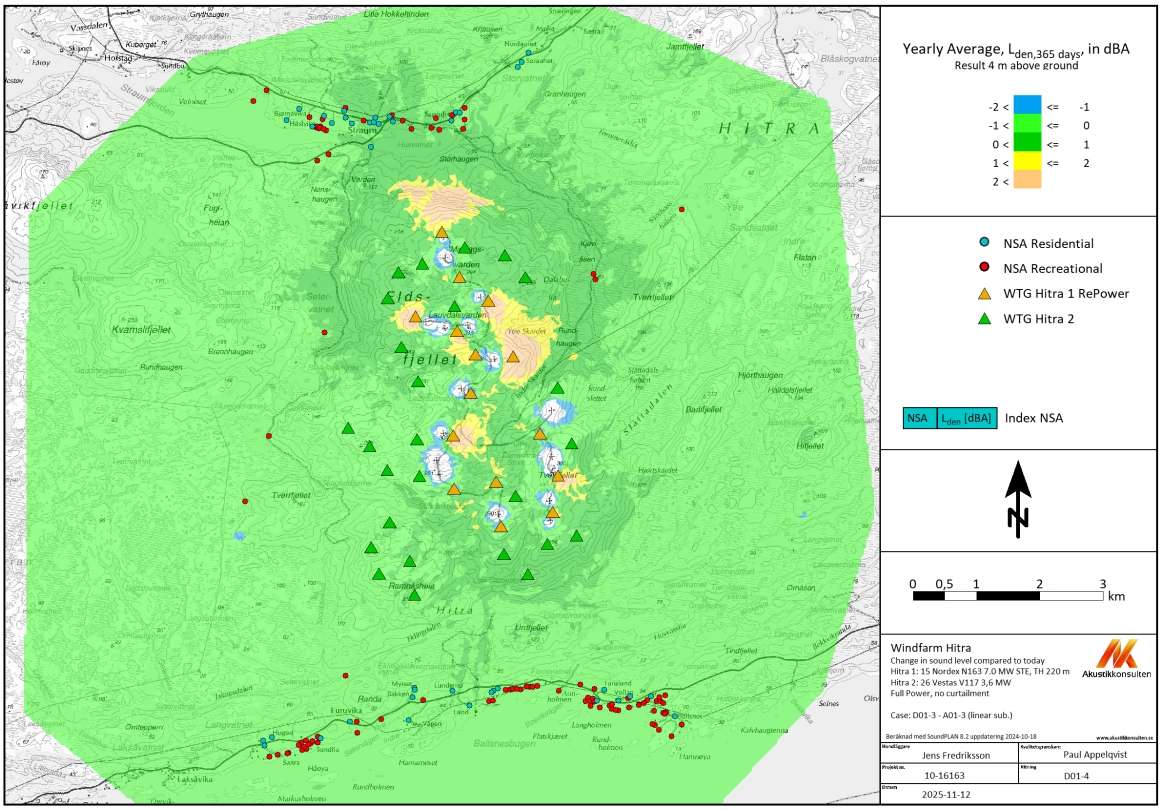
Figuren under viser delområdene som beskrevet i tabell 9 over. Figuren er den samme som vist i figur 4.



Figur 9. Oppdelingen av influensområdet i fire delområder som ble brukt i konsekvensvurderingen.

For å ytterligere underbygge vurderingene som ble gjort i konsekvensvurderingen over, har Akustikkonsulten sammenlignet beregningene mellom dagens situasjon med eksisterende Hitra 1 og Hitra 2 og en mulig fremtidig situasjon med enten bare Hitra 2 eller med både Nye Hitra 1 og Hitra 2. Forskjellene er vist i de etterfølgende kartene i figur 10, 11 og 12 under. Den første, figur 10 viser endringen mellom dagens situasjon (eksisterende H1 og H2) og en eventuell fornying av Hitra 1. Her vil størstedelen av influensområdet få en marginal reduksjon i støy.

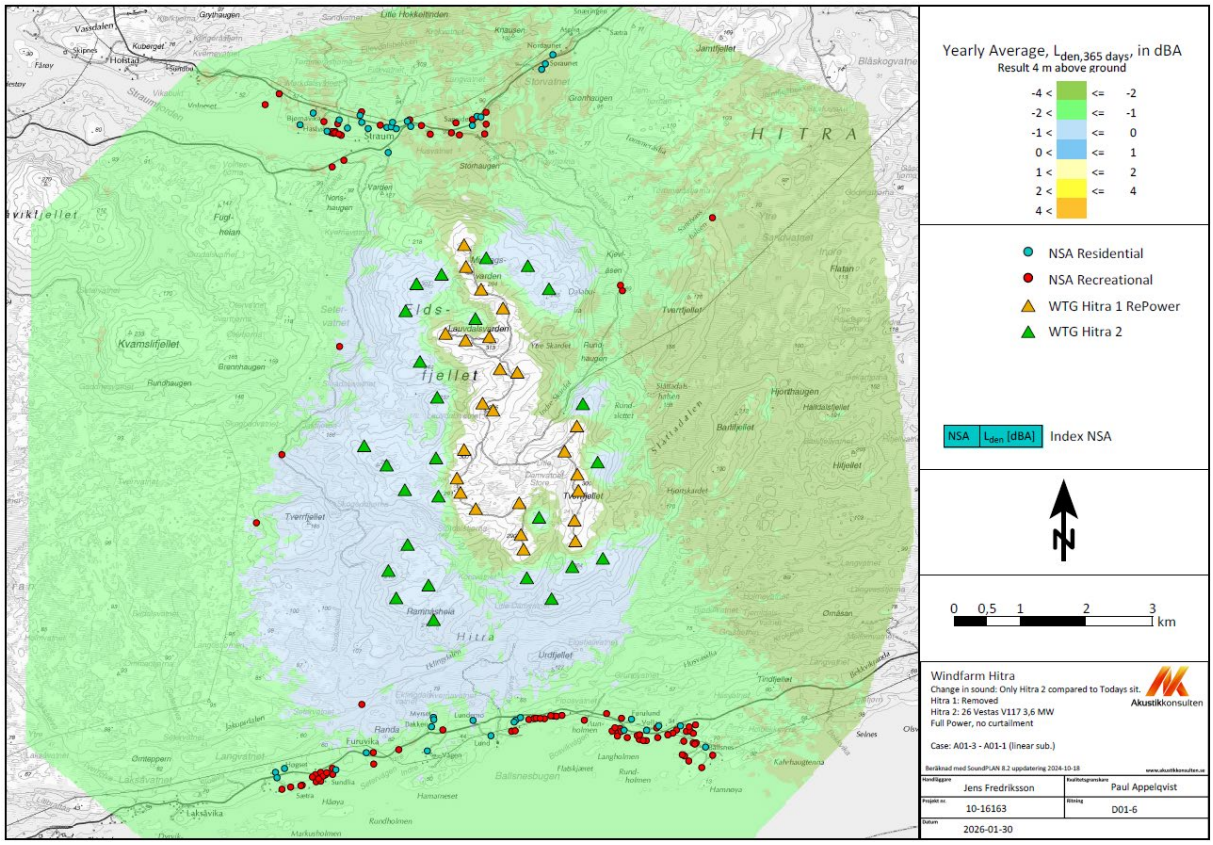
Statkraft Internal



Figur 10. Forskjellen mellom dagens situasjon og en fornying av Hitra 1. Som fargekoden viser vil alle de fleste områder få en marginal endring av dagens støynivå (mellom 0 og ±1 dB). I umiddelbar nærhet til de nye turbinene vil støynivået øke noe.

Figur 11. under viser endringene fra dagens situasjon (nullalternativ 2) til en fremtidig situasjon der Hitra 1 er tatt bort og bare Hitra 2 står igjen (nullalternativet). I en slik fremtidig situasjon vil bebyggelsen i influensområdet stort sett oppleve en redusert støy med mellom 1 og 2 dB. Enkelte bygg vil kunne oppleve 2-4 dB reduksjon.

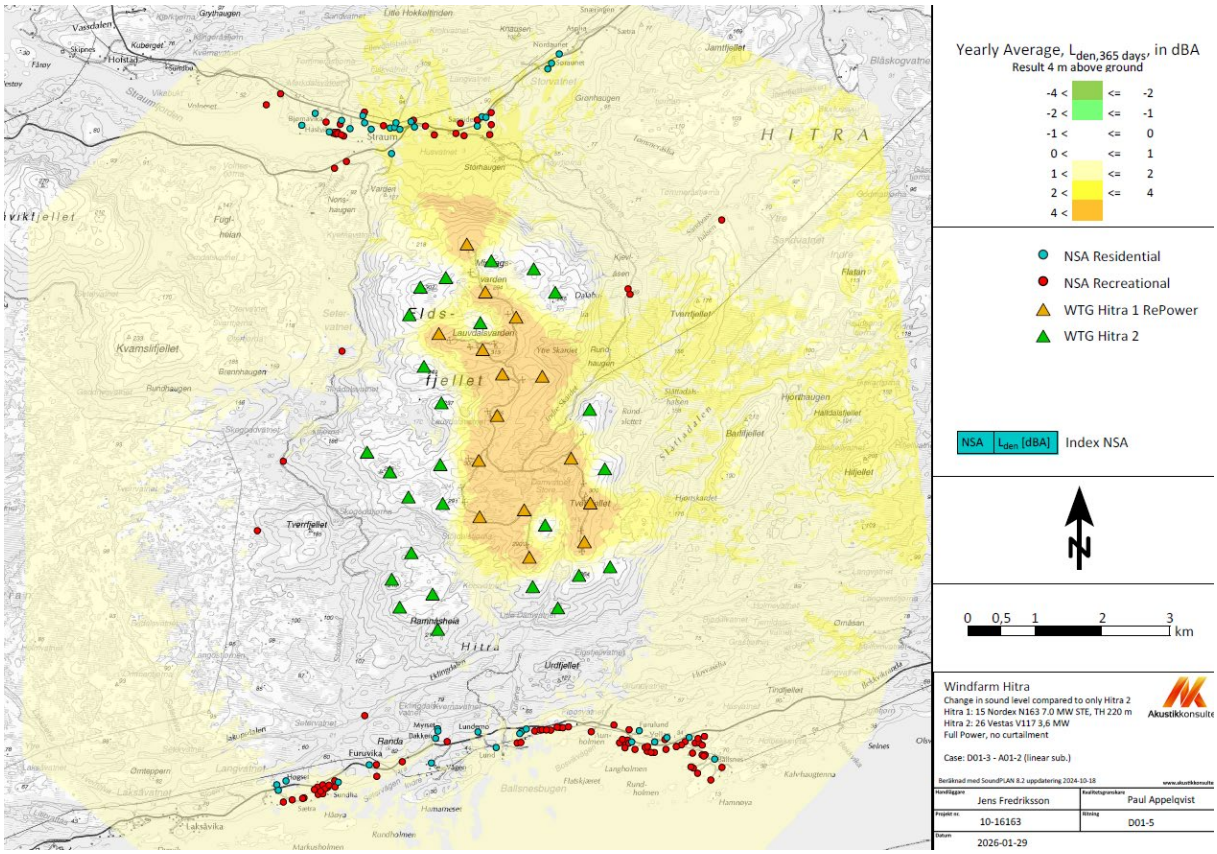
Statkraft Internal



Figur 11. Endringen i støyutbredelse mellom dagens situasjon (H1 + H2) og en mulig fremtidig situasjon der Hitra 1 er fjernet. De fleste bygg vill oppleve mellom 1 og 2 dB lavere støy fra vindkraftverket.

Figur 12. under viser forskjellen i støy mellom en situasjon med bare Hitra 2 (nullalternativet) og en fremtidig utbygging med Nye Hitra 1. Da vil støyen øke med mellom 0 og 2 dB for de fleste bygg i influenssonen. Eller med andre ord, være på nivå med dagens situasjon.

Statkraft Internal



Figur 12. Endring i støy mellom en situasjon med bare Hitra 2 og en situasjon med Hitra 2 + Nye Hitra 1.

Rangering av alternativer

Rangeringen av alternativene ut ifra rene støypåvirkningsvurderinger er at alternativet der Hitra 1 ikke fornyes gir minst støy. Det er likevel viktig å påpeke at en fornying av Hitra 1 vil gi en ubetydelig konsekvens i forhold til dagens situasjon. Støykonsekvensen av en fornying for områdene rundt og omkringliggende støyfølsom bebyggelse er mindre enn 1 dB i forhold til dagens situasjon. Det er ingen helårsboliger som får støy over grenseverdien på L_{den} 45 dBA og det er ingen fritidsboliger som ikke er over grenseverdien i dag som kommer over (3 stykker i dag). 1 dB er ikke en hørbar forandring.

Støy anses sike for å være et egnet vurderingskriterie for å rangere mellom dagens situasjon og en fremtidig fornying av Hitra 1. Alternativene vurderes som likeverdige.

7.4.4 Vurder usikkerhet i konsekvensutredningen

Det er flere potensielle kilder til usikkerhet i beregningene. Det ene er kildestøyen som legges til grunn, det andre er øvrige beregningsparametere og tredje er svakheter i modellen i forhold til terrengdetaljer eller anormale meteorologiske forhold. Som diskutert tidligere i denne utredningen er modellen vurdert flere ganger og den har vist

Statkraft Internal

seg å gi gode resultater der faktisk målinger ligger nær og innenfor grensene. Videre er erfaringsmessig kildestøynivåene, som oppgitt fra turbinprodusentene, korrekte eller noe konservative. I støyberegningene for nye Hitra 1 er det lagt til grunn verstefallsvurderinger ift. kildestøy, driftstid og vindretning. I sum kan det sies at denne beregningen er konservativ og at det lite trolig at reelle støyverdier vil overskride de beregnede nivåene.

7.5 Oppsummering

Oppsummering av påvirkning og konsekvens

Kort oppsummert vil en fornying av Hitra 1 ha ingen til ubetydelige endringer i konsekvens sammenlignet med dagens situasjon. Ved en sammenligning mellom en mulig fremtidig situasjon der Hitra 1 er fjernet og bare Hitra 2 er i drift (nullalternativet) vil det være små økte støykonsekvenser ved en fornying av Hitra 1. I alle tilfeller vil det ikke medføre at noen nye eller flere bygninger med støyfølsom bruk kommer over grenseverdien til gul støysone (L_{den} 45 dBA) ved en fornying av Hitra 1.

Tabell 10. nedenfor viser antall helårs- og fritidsboliger henholdsvis under og over grenseverdien ved de forskjellige alternativene. Tabellen viser også bidraget fra det enkelte vindkraftverket. Dagens situasjon er «current cumulative» og en fremtidig situasjon med fornyet hitra 1 er «Repowered Cumulative».

		Antall helårsboliger/fritidsboliger med støynivå i grønn (opp til 45 dBA) eller gul sone (46 til 55 dBA)	
Situasjon	**Vindpark**	**$L_{den} \leq$ *45 dBA***	***46 dBA* $\leq L_{den} \leq$ *55 dBA***
Dagens	Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Dagens	**Samlet**	**41 / 94**	**0 / 3**
Fornyet	Nye Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Fornyet + dagens	**Samlet**	**41 / 94**	**0 / 3**

Tabell 10. Bygg i grønn og gul støysone gitt støybidraget fra hver enkelt park og kumulativt.

Avbøtende tiltak

Det er ikke vurdert avbøtende tiltak da det ikke er noen helårsboliger eller nye fritidsboliger over grenseverdien.

Trafikkstøy og anleggsstøy vil bli vurdert i detaljplan. Gjeldende regelverk vil bli fulgt og eventuelle tiltak vil beskrives i detaljplan.

Statkraft Internal

Usikkerhet

Selv om det er noe usikkerhet i beregningene er det gjennomgående brukt så konservativt metodeoppsett (verstefallsberegning) og beregningsparametere at det er svært usannsynlig at støyen vil kunne overskride de beregnede verdiene.

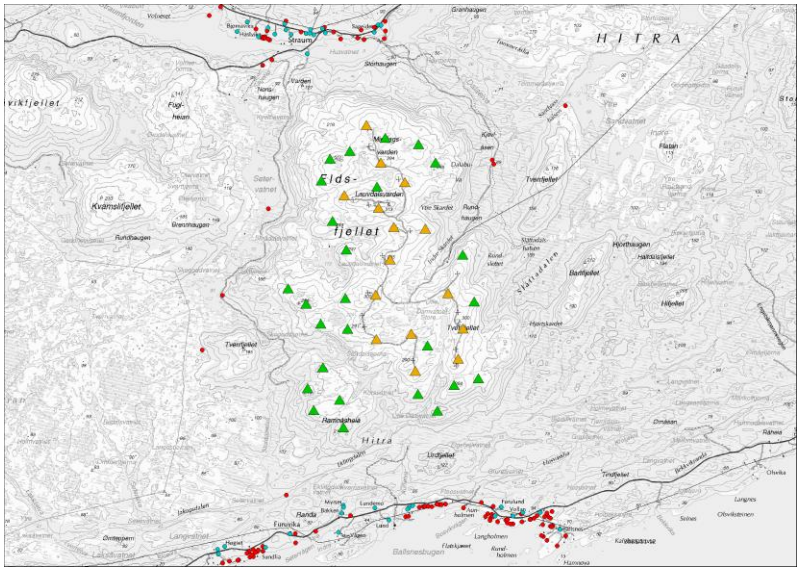
Rangering av alternativer

En eventuell fjerning av Hitra 1 uten fornying og kun fortsatt drift av Hitra 2, vil gi den laveste støybelastningen. Endringen ville i alle tilfeller vært liten. Forskjellen mellom støyutbredelsen mellom dagens situasjon og ved en fornying av Hitra 1 er neglisjerbar og de to alternativene rangeres likt.

Statkraft Internal

Calculation of noise immission from wind turbines

Wind farm Hitra 1 RePowered



Client information

Project:	Wind farm Hitra 1 RePowered
Client:	Statkraft AS
Client reference:	Lars Martin Magnus

Project information

Document-ID:	10-22255 D01
Project nr:	10-22255
Date:	2025-11-13

Company information

Name:	Akustikkonsulten i Sverige AB
Address:	Ringvägen 45B, 118 63 Stockholm
Phone:	+46(0)8-29 89 00
E-mail:	info@akustikkonsulten.se

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Summary

Summary
Statkraft AS (Statkraft) are in the planing process for RePowering wind farm Hitra 1. Repowering means that existing wind turbines are replaced with new wind turbines. To investigate the noise impact from the wind farm on nearby dwellings (houses) Statkraft has contracted Akustikkonsulten i Sverige AB (Akustikkonsulten) to perform calculations of noise levels in L_{den} outdoors. The RePowered Hitra 1 wind farm consists of 15 wind turbines (WTG) of the WTG type Nordex N163 7.0 MW with STE, hub height 138,5 m and total height 220 m. These 15 WTGs replace the existing 24 Bonus 2.3 MW WTGs with hub height 70 m and total height 111 m. Surrounding Hitra 1 is the wind farm Hitra 2 that consists of 26 WTGs of the type Vestas V117 3,6 MW, hub height 87 m and total height 145,5 m. Hitra 2 will remain the same after the RePowering of Hitra 1.

The calculations of L_{den} are performed with the Nordic environmental noise prediction method Nord2000 which is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 10.8. in the guidelines M-2061: "Veileder om behandling av støy i arealplanlegging" (20.05.2025). The calculations are performed as "Worst case" støyberegninger in accordance with chapter 10.1.8, according to the method description in page 6.

The result is presented for 138 noise sensitive areas (NSA), 41 residential dwellings and 97 recreational dwellings, as A-weighted L_{den} outdoors. The results are also presented in noise maps showing L_{den} as green zone (40< L_{den} ≤45 dBA), yellow zone (45< L_{den} ≤55 dBA) and red zone (L_{den} >55 dBA). The result is compared to the noise limit L_{den} > 45 dBA.

The following calculation cases is presented in this report:

A01-1 - Wind farm Hitra 1, current situation, "Worst case støyberegninger".
A01-2 - Wind farm Hitra 2, current situation, "Worst case støyberegninger".
A01-3 - Cumulative noise, current situation, **A01-1 + A01-2** "Worst case støyberegninger".
D01-1 - Wind farm Hitra 1, after RePowering, "Worst case støyberegninger".
D01-3 - Cumulative noise, after RePowering, **D01-1** + **A01-2** "Worst case støyberegninger".

Summary results:

			Number of (Residential dwellings / Recreational dwellings) with noise levels	
Situation	**Wind Farm**	**Calculation**	**L_{den} ≤ 45 dBA**	**L_{den} > 45 dBA**
Current	Hitra 1	**A01-1**	41 / 97	0 / 0
Current	Hitra 2	**A01-2**	41 / 96	0 / 1
Current	Cumulative	**A01-3** (A01-1 + A01-2)	41 / 94	0 / 3
RePowered	Hitra 1	**D01-1**	41 / 97	0 / 0
RePowered	Cumulative	**D01-3** (D01-1 + A01-2)	41 / 94	0 / 3

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Summary

For Hitra 1, Calculation A01-1 (Current situation) and D01-1 (RePowered): 0 residential dwellings and 0 recreational dwellings have a calculated L_{den} over 45 dBA. The noise contribution from Hitra 1 Repowered (D01-1) are between 2,6 dB lower to 1 dB higher in the different calculation points (NSA). On average 0,8 dB lower noise contribution compared to the current situation.

For Hitra 2, Calculation A01-2: 0 residential dwellings and 1 recreational dwellings have a calculated L_{den} over 45 dBA.

For the cumulative noise, Calculation A01-3 (Current situation) and D01-3 (RePowered): 0 residential dwellings and 3 recreational dwellings have a calculated L_{den} over 45 dBA in both cases. The cumulative noise contribution with Hitra 1 Repowered (D01-3) are between 0,5 dB lower to 0,4 dB higher in the different calculation points (NSA). On average 0,2 dB lower noise contribution compared to the current situation. Changes in sound level of less than 1 dB is not audible outdoors under normal listneing conditions.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Calculation conditions

Akustikkonsulten

Wind Farm	WTG type	Number of WTG	Hub height [m]	Total height [m]	Noise emission [dBA]
Hitra 1, Current situation	Bonus 2.3 MW (82,4 m rotor)	24	70	111,2	104,5
Hitra 1, RePowered	Nordex N163 7.0 MW STE	15	138,5	220	107,4
Hitra 2	Vestas V117 3,6 MW	26	87	145,5	107

Calculation parameters	
Calculation program	SoundPLAN 8.2
Calculation standard	Nord2000
Search radius	25 000 m
Calculation height	4,0 m
Air absorption	ISO 9613-1
Air pressure	1013,25 mBar
Relative humidity	70 %
Temperature	15 °C
Temperature gradient	+0,05 °C/m
Roughness length	0,3 m
Wind speed height	10 m (Hub height for statistics)
Wind speed	8 m/
Standard deviation wind speed	0,5 m/s
Wind direction	Downwind from all directions
Turbulence strength parameter wir	0,12 m4/3/s2
Turbulence strength parameter ten	0,008 K/s2
Effective flow resistivity	Impedance class D, F, H
Coordinate system	UTM WGS84 Zone: 32
Height data	Detailed spot heights

Calculation cases	
A01-1	Noise from wind farm Hitra 1, current situation, for "Worst case" with downwind from all wind directions for 8 m/s at 10 m height without any noise reducing measures. The highest noise emission for any given wind speed is used in the calculations. The used noise emission is presented in chp. "Noise data". WTG in operation 365 days a year (8760 hours).
A01-2	Noise from wind farm Hitra 2, current situation, for "Worst case" with downwind from all wind directions for 8 m/s at 10 m height without any noise reducing measures. The highest noise emission for any given wind speed is used in the calculations. The used noise emission is presented in chp. "Noise data". WTG in operation 365 days a year (8760 hours).
A01-3	Cumulative Noise, current situation: A01-1 + A01-2.
D01-1	Noise from wind farm Hitra 1, RePowered, for "Worst case" with downwind from all wind directions for 8 m/s at 10 m height without any noise reducing measures. The highest noise emission for any given wind speed is used in the calculations. The used noise emission is presented in chp. "Noise data". WTG in operation 365 days a year (8760 hours). has been used, presented in the chp. "wind data".
D01-3	Cumulative Noise: D01-1 + A01-2.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Calculation conditions

Akustikkonsulten

Information on calculation parameters

As the weather conditions varies during a normal year, weather parameters according to standard noise calculation methods are used, which are also identical to the values given in the ISA-Standard (International Standard Atmosphere), for air pressure and relative humidity 70 %. The temperature 15 °C is applied in the calculations, which is stated as the most conservative approach in IEC 61400-11-2:2024. IEC 61400-11-2:2024 is the recomended method used for noise immission measurements in the guidelines M-2061.

It shall be noted that the calculations are performed for a positive temperature gradient which is comparable to moderate inversion. The used value +0,05 °C/m is also the highest approved value according to the measurement method for noise immission from wind turbines *Elforsk 98:24*. The noise level at a positive temperature gradient is usually higher compared to a negative temperature gradient. High temperature graddiants are not common in combination with high wind speeds.

The effective flow resistivity in Nord2000 represent the ground impedance or hardness of the ground. In the guidelines for Nord2000 seven impedance classes are defined, impedance class A-H, where A represents the softest ground for example snow and H represents the hardest ground for example water. In the performed calculations areas with different impedance classes has been specified based on maps and satellite images as well as information from the client. The different areas are shown in a ground absorption map. In accordance with the guidelines M-2061 a conservative approach is used when defining the impedance classes. For example areas with Mire are chosen as class D instead of class B, which is the recommended value in Nord2000 with the description "Soft forest floor (short, dense heather-like or thick moss)".

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive areas (NSA) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m is the recomended conservative assumption according to the guidelines M-2061. It shall be noted that IEC 61400-11-2:2024 recomends the use of the physically correct calculation height. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-story housing as an additional indicator. The result on 1,5 m above ground should also be considered more representative to the exposure of noise outside of a dwelling. Normally the noise level at 4,0 m height is marginally higher then on 1,5 m height.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Method description

Akustikkonsulten

Method description
The calculations are performed with the Nordic environmental noise prediction method Nord2000 which is chapter 10.8 in the guidelines M-2061: "Veileder om behandling av støy i arealplanlegging. Nord2000 takes into account different aspects of noise attenuation for example ground impedance, topography and wind direction. The calculations are performed both as "Worst case" støyberegninger such that it is unlikely that the yearly average will exceed the calculated levels.

The "Worst case" støyberegninger assumes specific weather conditions with a conservative transmission loss, high noise emission and the wind turbines in operation 8760 hours a year (365 days). This is equal to the noise immission during a day with downwind conditions and wind speed 8 m/s at 10 m height. Down wind in all directions are used in these calculation which assumes down wind conditions from each wind turbine, to each receptor position, at the same time.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Noise data

Akustikkonsulten

WTG Type	Noise setting	Noise emission [dBA]
Nordex N163 7.0 MW STE	Mode 0	107,4

Reference noise data: 1/3-octave band spectrums and total sound power levels has been taken from the suppliers documents (Source: "Third octave sound power levels Nordex N163/6.X", Document no.:2017737EN, rev. 11, 2025-03-07). The document is classified as restricted by Nordex and thus the data cannot be published.

WTG Type	Noise setting	Noise emission [dBA]
Bonus 2.3 MW	- (Full Power)	104,5

Reference noise data: 1/3-octave band spectrums has been taken from DELTA Acoustics & Vibrations ackredited measurement report "*Measurement of noise emission from BONUS 2.3 MW wind turbine situated at Blåhøj, Denmark* " report AV 415/02 (2002-11-21). Measured 1/3-octave band spectrum have been adjusted linearly to the total sound power level 104,5 dBA, supplied by the customer. The restriction status of the report is not verified and therefor data is not published.

WTG Type	Noise setting	Noise emission [dBA]
Vestas V117 3,6 MW	Mode PO1	107,0

Reference noise data: 1/3-octave band spectrums and total sound power levels has been taken from the suppliers documents (Source: "V117-3.6 MW Third octave noise emission", Document no.:DMS 0057-8823_V00, 2016-02-29). The document is classified as restricted by Nordex and thus the data cannot be published.

Disclaimer: The calculations are valid for the used noise emission and frequency spectrum. Akustikkonsulten gives no warranty on the accuracy of the noise emission data.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

WTG Data

Akustikkonsulten

Wind Farm Hitra 1 - Current situation							
WTG	**X [m]**	**Y [m]**	**Ground level [mas]**	**Hub height [m]**	**Turbine type**	**Noise emission [dBA]**	**Noise setting**
1	489636	7042008	275	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
2	490420	7042132	260	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
3	489597	7042230	284	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
4	490404	7042445	275	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
5	488915	7042620	258	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
6	489570	7042709	280	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
7	488684	7042865	285	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
8	490464	7042896	295	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
9	488631	7043082	282	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
10	490449	7043139	290	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
11	490255	7043487	291	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
12	488737	7043513	295	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
13	490442	7043868	275	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
14	489177	7044106	277	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
15	489018	7044212	277	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
16	489541	7044680	280	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
17	489280	7044732	269	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
18	488761	7045165	300	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
19	489118	7045215	307	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
20	488460	7045266	300	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
21	489326	7045649	270	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
22	488995	7045933	287	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
23	488768	7046275	285	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)
24	488738	7046604	290	70	Bonus 2.3 MW	104,5	- (Full Power)

Prepared By: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked By: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

WTG Data

Akustikkonsulten

Wind Farm Hitra 1 - RePowering							
WTG	**X [m]**	**Y [m]**	**Ground level [mas]**	**Hub height [m]**	**Turbine type**	**Noise emission [dBA]**	**Noise setting**
T01	488710	7046654	285	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T02	488985	7045945	288	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T03	490539	7042814	285	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T04	490255	7043479	291	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T05	489637	7042013	275	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T06	489159	7044114	278	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T07	488943	7045090	286	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T08	488294	7045327	270	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T09	490453	7042241	255	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T10	489829	7044695	250	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T11	489559	7042715	280	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T12	488887	7043447	282	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T13	489236	7044727	263	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T14	489440	7045572	266	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0
T15	488900	7042612	256	138,5	Nordex N163 7.0 MW STE	107,4	Mode 0

Prepared By: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked By: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

WTG Data

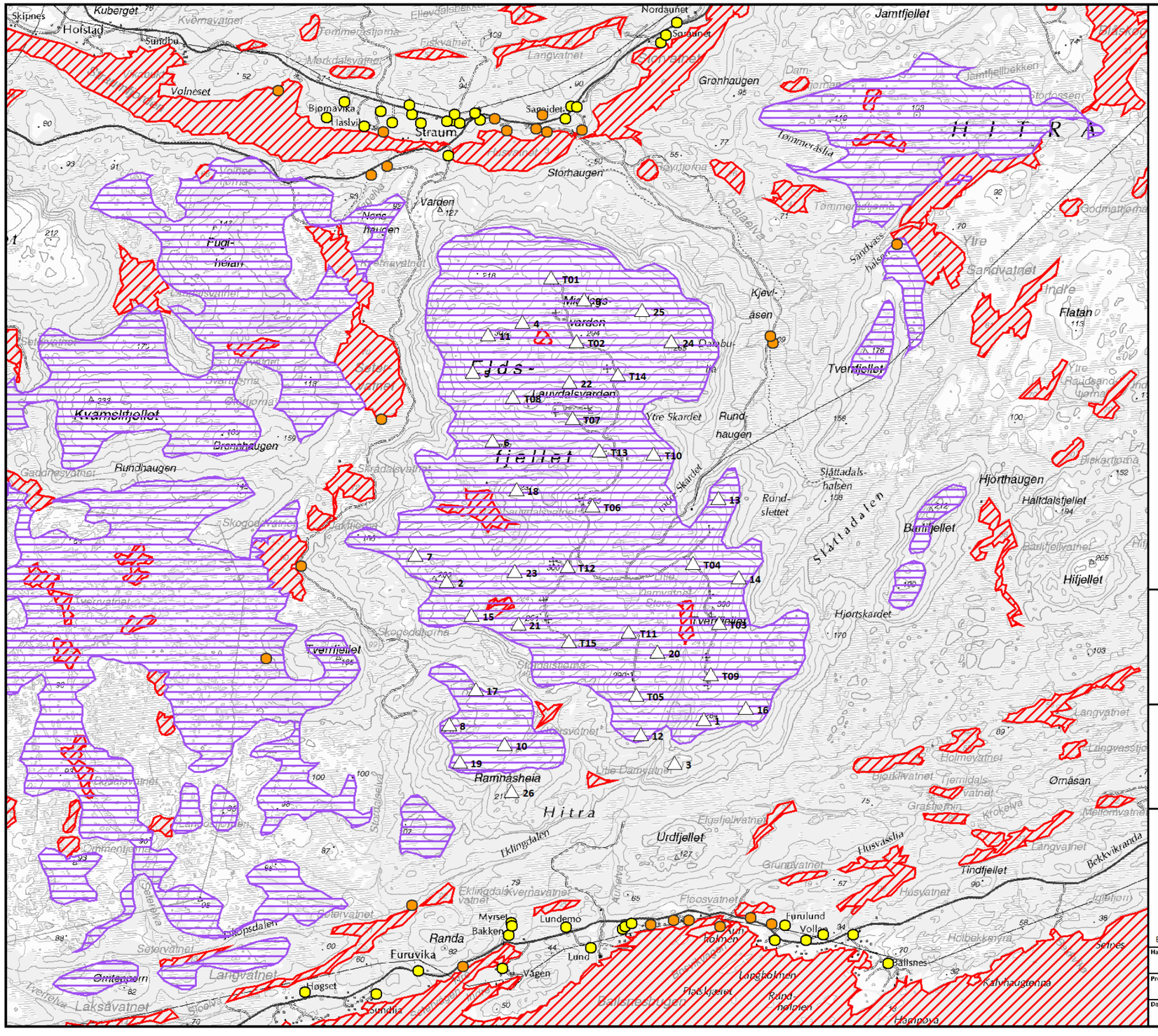
Akustikkonsulten

Wind Farm Hitra 2							
WTG	**X [m]**	**Y [m]**	**Ground level [mas]**	**Hub height [m]**	**Turbine type**	**Noise emission [dBA]**	**Noise setting**
1	490373	7041743	260	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
2	487569	7043275	260	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
3	490059	7041260	212	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
4	488397	7046158	290	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
5	487855	7045606	260	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
6	488072	7044842	245	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
7	487230	7043571	230	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
8	487596	7041685	205	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
9	489072	7046407	273	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
10	488202	7041467	225	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
11	488020	7046017	305	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
12	489687	7041576	230	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
13	490533	7044203	250	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
14	490755	7043322	264	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
15	487843	7042904	244	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
16	490835	7041870	220	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
17	487887	7042078	205	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
18	488332	7044301	235	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
19	487713	7041272	235	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
20	489870	7042490	275	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
21	488352	7042808	270	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
22	488910	7045489	283	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
23	488314	7043386	275	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
24	490020	7045940	253	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
25	489702	7046287	252	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1
26	488279	7040943	209	87	Vestas V117 3,6 MW	107,0	Mode PO1

Prepared By: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked By: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Ground absorption map

Akustikkonsulten



- WTG - Hittra 2
- WTG - Hittra 1 RePower
- NSP - Residential dwelling
- NSP - Recreational dwelling

Nord2000 - Ground types used in calculation

- Impedance class H
- Impedance class F
- No hatching - Impedance class D

Nord2000 - Classification of ground type

Impedance class A -
Very soft (snow or moss-like)
Impedance class B -
Soft forrest floor (short, dense heather-like or thick moss)
Impedance class C -
Uncompacted, loose ground (turf, grass, loose soil)
Impedance class D -
Normal uncompacted ground (forest floors, pasture fields)
Impedance class E -
Compacted field and gravel (compacted lawns, park area)
Impedance class F -
Compacted dense ground (gravel road, parking lot, ISO 10844 asphalt)
Impedance class G -
Hard surface (most normal asphalt)
Impedance class H -
Very hard and dense surface (dense asphalt, concrete, water)

N

0 1000 2000 3000 m

Wind Farm Hittra
Nord2000 ground types used in calculations

Akustikkonsulten

Beräknad med SoundPLAN 8.2 uppdatering 2024-10-18 www.akustikkonsulten.se

Handläggare	Kvalitetsgranskare
Jens Fredriksson	Paul Appelqvist
Projekt nr. 10-16163	**Ritning**
Datum 2025-11-12	

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations A01

Akustikkonsulten

					Current situation - L_{den} [dBA]		
					(A01-1)	(A01-2)	(A01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1	Hitra 2	Cumulative
B1	490081	7049505	23	4,0 m	35	37	40
B2	489967	7049365	15	4,0 m	36	38	40
B3	489911	7049282	15	4,0 m	36	38	40
B4	488993	7048565	47	4,0 m	39	41	43
B5	488934	7048573	53	4,0 m	39	41	43
B6	488865	7048435	40	4,0 m	40	42	44
B7	487935	7048422	35	4,0 m	39	42	44
B8	487882	7048501	43	4,0 m	38	41	43
B9	487717	7048387	41	4,0 m	38	41	43
B10	487660	7048483	56	4,0 m	38	41	42
B11	487639	7048416	45	4,0 m	38	41	43
B12	487594	7048027	5	4,0 m	38	41	43
B13	487575	7048406	37	4,0 m	38	41	43
B14	487291	7048390	36	4,0 m	38	40	42
B15	487194	7048483	41	4,0 m	38	40	42
B16	487168	7048589	48	4,0 m	37	40	41
B17	486978	7048397	31	4,0 m	37	40	42
B18	486853	7048519	40	4,0 m	37	40	42
B19	486671	7048349	8	4,0 m	37	39	41
B20	486461	7048624	44	4,0 m	36	38	40
B21	486264	7048447	18	4,0 m	36	38	41
B22	485892	7038671	28	4,0 m	33	38	39
B23	485916	7038590	22	4,0 m	33	38	39
B24	486028	7038728	30	4,0 m	33	37	39
B25	486803	7038708	19	4,0 m	32	37	38
B26	487264	7038967	20	4,0 m	35	40	41
B27	488184	7038994	5	4,0 m	36	41	43
B28	488247	7039359	17	4,0 m	37	42	43
B29	488277	7039501	32	4,0 m	37	42	43

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations A01

Akustikkonsulten

					Current situation - L_{den} [dBA]		
					(A01-1)	(A01-2)	(A01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1	Hitra 2	Cumulative
B30	488282	7039467	31	4,0 m	38	43	44
B31	488875	7039455	24	4,0 m	37	43	44
B32	489145	7039223	10	4,0 m	36	40	42
B33	489496	7039430	10	4,0 m	37	41	42
B34	489521	7039457	13	4,0 m	36	41	43
B35	489592	7039497	18	4,0 m	37	42	43
B36	491155	7039305	15	4,0 m	37	41	43
B37	491267	7039472	17	4,0 m	37	41	43
B38	491495	7039305	16	4,0 m	34	38	40
B39	491678	7039371	25	4,0 m	35	38	40
B40	492008	7039372	15	4,0 m	36	39	41
B41	492386	7039052	15	4,0 m	33	37	38
F1	492489	7047043	68	4,0 m	38	40	42
F2	491131	7045941	70	4,0 m	42	45	47
F3	491101	7046021	72	4,0 m	42	45	47
F4	489070	7048636	37	4,0 m	39	41	43
F5	489073	7048457	30	4,0 m	39	41	43
F6	489049	7048309	10	4,0 m	39	41	43
F7	488867	7048525	53	4,0 m	39	41	43
F8	488668	7048292	5	4,0 m	39	41	43
F9	488617	7048475	58	4,0 m	40	42	44
F10	488548	7048325	27	4,0 m	40	43	45
F11	488229	7048305	8	4,0 m	39	41	43
F12	488095	7048436	31	4,0 m	39	42	43
F13	487920	7048521	41	4,0 m	38	41	43
F14	487475	7048441	37	4,0 m	38	40	42
F15	487192	7048642	51	4,0 m	37	39	42
F16	486884	7048287	10	4,0 m	37	40	42
F17	486850	7048306	15	4,0 m	37	40	42

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations A01

Akustikkonsulten

					Current situation - L_{den} [dBA]		
					(A01-1)	(A01-2)	(A01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1	Hitra 2	Cumulative
F18	486832	7048463	37	4,0 m	37	40	42
F19	486794	7048323	17	4,0 m	37	40	42
F20	486791	7048345	21	4,0 m	37	40	42
F21	486769	7048317	12	4,0 m	37	40	42
F22	486747	7048344	17	4,0 m	37	39	41
F23	486729	7048330	13	4,0 m	37	39	41
F24	486622	7048494	28	4,0 m	37	39	41
F25	485948	7048914	14	4,0 m	35	37	39
F26	485737	7048750	5	4,0 m	35	38	40
F27	486924	7047911	26	4,0 m	38	41	43
F28	486748	7047811	35	4,0 m	38	41	43
F29	486860	7045099	71	4,0 m	42	48	49
F30	485987	7043467	92	4,0 m	38	44	45
F31	485604	7042437	96	4,0 m	37	43	44
F32	485991	7038415	12	4,0 m	33	37	39
F33	486120	7038448	8	4,0 m	32	37	38
F34	486274	7038469	5	4,0 m	33	37	39
F35	486295	7038476	5	4,0 m	33	37	39
F36	486450	7038599	22	4,0 m	34	38	39
F37	486495	7038636	29	4,0 m	34	38	40
F38	486506	7038528	12	4,0 m	34	38	39
F39	486542	7038573	14	4,0 m	32	36	38
F40	486574	7038537	8	4,0 m	34	38	39
F41	486572	7038668	25	4,0 m	34	38	40
F42	486607	7038611	19	4,0 m	34	38	40
F43	486646	7038632	16	4,0 m	34	38	40
F44	486666	7038665	19	4,0 m	34	39	40
F45	486756	7038639	10	4,0 m	34	38	40
F46	486752	7038730	23	4,0 m	34	39	40

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations A01

Akustikkonsulten

					Current situation - L_{den} [dBA]		
					(A01-1)	(A01-2)	(A01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1	Hitra 2	Cumulative
F47	487195	7039695	32	4,0 m	36	42	43
F48	487368	7038969	25	4,0 m	34	39	40
F49	487375	7038795	8	4,0 m	35	40	41
F50	487753	7039012	10	4,0 m	34	37	38
F51	488418	7039310	11	4,0 m	36	41	42
F52	489457	7039290	11	4,0 m	37	42	43
F53	489512	7039298	5	4,0 m	37	41	43
F54	489716	7039469	25	4,0 m	37	42	43
F55	489796	7039482	24	4,0 m	38	43	44
F56	489828	7039487	23	4,0 m	37	42	43
F57	489889	7039483	17	4,0 m	37	41	42
F58	489953	7039479	15	4,0 m	38	42	44
F59	490049	7039525	12	4,0 m	37	42	44
F60	490095	7039517	16	4,0 m	38	43	44
F61	490135	7039516	18	4,0 m	37	42	43
F62	490217	7039530	15	4,0 m	38	42	44
F63	490556	7039456	5	4,0 m	37	42	43
F64	490891	7039556	15	4,0 m	38	43	44
F65	490974	7039293	7	4,0 m	37	41	43
F66	491017	7039344	7	4,0 m	37	41	43
F67	491055	7039218	5	4,0 m	35	40	41
F68	491062	7039263	10	4,0 m	37	41	43
F69	491093	7039331	10	4,0 m	37	42	43
F70	491113	7039288	10	4,0 m	37	41	42
F71	491116	7039488	13	4,0 m	37	40	42
F72	491204	7039194	9	4,0 m	37	41	42
F73	491354	7039225	13	4,0 m	35	38	40
F74	491384	7039168	7	4,0 m	36	39	41
F75	491390	7039237	15	4,0 m	36	39	41

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations A01

Akustikkonsulten

					Current situation - L_{den} [dBA]		
					(A01-1)	(A01-2)	(A01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1	Hitra 2	Cumulative
F76	491444	7039152	6	4,0 m	36	39	41
F77	491491	7039150	8	4,0 m	36	40	41
F78	491648	7039341	20	4,0 m	34	38	39
F79	491662	7039195	8	4,0 m	36	39	41
F80	491816	7039235	5	4,0 m	35	38	40
F81	491818	7039239	5	4,0 m	35	38	40
F82	491894	7039263	10	4,0 m	36	39	40
F83	491947	7039308	10	4,0 m	36	39	41
F84	492095	7039290	15	4,0 m	36	39	40
F85	492138	7039357	23	4,0 m	36	38	40
F86	492158	7039292	12	4,0 m	35	38	40
F87	492202	7039259	13	4,0 m	36	38	40
F88	492234	7039387	26	4,0 m	34	37	39
F89	492058	7039140	5	4,0 m	36	39	41
F90	492200	7039112	5	4,0 m	36	39	40
F91	492224	7039097	5	4,0 m	36	38	40
F92	492243	7039114	9	4,0 m	35	38	40
F93	492034	7038935	4	4,0 m	36	38	40
F94	492068	7038919	5	4,0 m	36	38	40
F95	492133	7038841	6	4,0 m	33	36	38
F96	492328	7038741	7	4,0 m	32	35	37
F97	492493	7038928	5	4,0 m	34	37	39

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations A01

Akustikkonsulten

Information:
NSA B1-B41 are residential dwellings.
NSA F1-F9, marked with **green**, are recreational dwellings.
L_{DEN} >45 dBA are marked in **red**.

Normal rounding rules apply, in accordance with Klima- og miljødepartementets retningslinje (T-1442/2021):
"Vanlige avrundingsregler gjelder for beregning av lydnivå. Dette betyr at et beregnet lydnivå på L_{den} 55,4 avrundes til L_{den} = 55 dB, og tilfredsstiller dermed grenseverdien L_{den} ≤ 55 dB. L_{den} 55,5 avrundes oppover til L_{den} = 56 dB og tilfredsstiller ikke grenseverdien L_{den} ≤ 55 dB."

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (A01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (A01 - Hitra 1 Current Situation)

	Hitra 2																								
NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
B1	7767	6717	8245	3747	4490	5077	6583	8205	3258	8255	4051	7939	5321	6220	6970	7672	7744	5490	8567	7018	6917	4183	6369	3566	3240	8750
B2	7633	6545	8106	3571	4312	4904	6408	8038	3090	8093	3873	7794	5193	6094	6801	7545	7578	5321	8401	6876	6753	4018	6203	3425	3089	8589
B3	7553	6447	8023	3471	4212	4806	6309	7942	2995	8000	3773	7709	5117	6019	6705	7469	7483	5225	8306	6792	6659	3923	6108	3344	3002	8497
B4	6960	5478	7382	2480	3170	3835	5296	7020	2159	7142	2727	7023	4626	5531	5777	6944	6581	4315	7404	6138	5793	3077	5223	2819	2386	7655
B5	6980	5471	7399	2474	3157	3829	5284	7017	2170	7144	2715	7037	4653	5558	5773	6967	6579	4314	7402	6155	5794	3084	5224	2848	2412	7658
B6	6860	5320	7274	2325	3004	3679	5131	6868	2039	6999	2561	6908	4549	5451	5625	6854	6432	4168	7255	6029	5650	2946	5079	2749	2305	7515
B7	7110	5160	7470	2311	2817	3583	4902	6746	2314	6960	2407	7067	4955	5828	5519	7165	6344	4140	7153	6240	5629	3091	5050	3242	2771	7487
B8	7202	5235	7561	2399	2895	3664	4973	6822	2409	7041	2488	7156	5050	5923	5597	7259	6423	4224	7231	6331	5712	3183	5133	3336	2866	7568
B9	7155	5114	7502	2330	2784	3563	4841	6703	2399	6937	2389	7090	5043	5906	5484	7224	6311	4132	7115	6278	5615	3134	5037	3360	2890	7465
B10	7266	5209	7611	2439	2884	3664	4931	6798	2511	7037	2492	7198	5155	6018	5582	7336	6409	4236	7211	6388	5717	3245	5139	3469	2999	7565
B11	7211	5141	7554	2382	2818	3600	4862	6731	2468	6972	2429	7140	5111	5971	5516	7285	6343	4173	7144	6332	5653	3191	5075	3435	2965	7500
B12	6871	4752	7202	2034	2435	3221	4471	6342	2193	6588	2055	6782	4823	5668	5129	6958	5956	3798	6756	5987	5274	2859	4697	3200	2733	7117
B13	7227	5131	7565	2394	2814	3598	4847	6721	2497	6967	2430	7149	5140	5997	5509	7304	6336	4174	7135	6346	5652	3208	5074	3473	3002	7496
B14	7327	5123	7648	2491	2841	3633	4819	6712	2665	6983	2482	7223	5295	6139	5514	7421	6340	4219	7130	6439	5682	3322	5107	3667	3199	7512
B15	7452	5221	7770	2618	2952	3745	4912	6810	2799	7088	2601	7343	5428	6270	5617	7549	6442	4334	7230	6563	5792	3451	5219	3802	3334	7618
B16	7559	5329	7879	2724	3061	3855	5018	6917	2896	7197	2709	7452	5528	6372	5725	7655	6551	4443	7337	6671	5901	3556	5328	3892	3424	7726
B17	7470	5156	7774	2651	2926	3720	4833	6740	2889	7037	2598	7339	5498	6326	5561	7581	6384	4314	7163	6577	5755	3491	5186	3910	3446	7567
B18	7636	5293	7935	2821	3081	3874	4962	6874	3063	7180	2761	7499	5672	6499	5702	7750	6523	4470	7298	6742	5904	3662	5337	4084	3619	7709
B19	7573	5153	7857	2789	2988	3776	4811	6728	3088	7050	2694	7414	5666	6477	5570	7702	6388	4376	7153	6675	5790	3632	5228	4125	3666	7579
B20	7915	5463	8196	3135	3324	4111	5111	7031	3425	7366	3038	7751	6011	6823	5885	8047	6700	4711	7458	7018	6116	3978	5556	4458	3996	7893
B21	7863	5334	8127	3129	3256	4033	4971	6892	3471	7244	2998	7676	6020	6814	5764	8009	6573	4633	7320	6963	6013	3969	5460	4516	4060	7770
B22	5433	4900	4906	7895	7207	6545	5079	3462	8364	3627	7648	4779	7221	6729	4661	5888	3948	6136	3175	5514	4813	7456	5301	8359	8516	3295
B23	5460	4968	4929	7964	7279	6613	5151	3522	8430	3675	7719	4810	7268	6768	4725	5912	4006	6201	3228	5554	4871	7521	5362	8418	8578	3335
B24	5289	4801	4760	7799	7117	6447	4990	3347	8260	3497	7556	4637	7090	6592	4553	5743	3831	6030	3051	5377	4695	7350	5189	8243	8405	3158
B25	4686	4631	4137	7619	6978	6264	4882	3081	8026	3093	7410	4067	6641	6075	4323	5124	3540	5798	2721	4869	4383	7101	4916	7915	8114	2678
B26	4168	4319	3615	7280	6665	5930	4604	2738	7657	2670	7090	3561	6173	5581	3979	4602	3173	5440	2348	4382	3992	6726	4542	7498	7715	2221
B27	3514	4325	2941	7167	6620	5849	4675	2754	7466	2473	7025	2988	5714	5034	3925	3911	3098	5309	2326	3881	3818	6535	4394	7185	7449	1951
B28	3194	3974	2626	6801	6259	5486	4333	2415	7096	2108	6662	2644	5356	4690	3568	3606	2743	4943	1986	3527	3451	6166	4028	6816	7079	1584
B29	3069	3840	2504	6658	6120	5345	4203	2288	6952	1967	6521	2509	5215	4554	3431	3486	2606	4800	1859	3387	3308	6021	3885	6671	6934	1442
B30	3091	3874	2524	6692	6154	5379	4237	2322	6985	2002	6555	2534	5244	4580	3465	3506	2641	4834	1893	3415	3342	6055	3919	6702	6966	1476
B31	2735	4037	2159	6720	6235	5447	4433	2571	6955	2122	6617	2271	5029	4300	3600	3110	2803	4876	2157	3194	3394	6034	3971	6585	6882	1603
B32	2803	4348	2233	6975	6512	5721	4751	2909	7184	2434	6887	2415	5170	4404	3904	3140	3120	5143	2500	3346	3672	6270	4245	6774	7086	1926
B33	2474	4301	1915	6817	6390	5596	4720	2949	6990	2413	6750	2154	4884	4091	3847	2783	3099	5008	2564	3083	3566	6087	4129	6531	6860	1942
B34	2440	4288	1882	6795	6371	5577	4709	2944	6964	2404	6730	2125	4853	4057	3834	2748	3089	4988	2562	3053	3549	6063	4110	6502	6832	1937
B35	2378	4285	1824	6767	6351	5557	4709	2962	6930	2411	6707	2081	4799	3998	3830	2679	3093	4966	2585	3006	3536	6031	4094	6457	6791	1953
B36	2560	5350	2241	7387	7113	6338	5797	4282	7401	3660	7408	2704	4937	4037	4891	2585	4286	5739	3965	3435	4487	6579	4973	6731	7132	3310
B37	2441	5305	2158	7276	7019	6249	5753	4286	7274	3657	7306	2631	4788	3884	4848	2437	4268	5651	3984	3326	4430	6462	4903	6587	6992	3330
B38	2684	5583	2426	7521	7277	6510	6032	4568	7504	3939	7558	2903	4992	4085	5127	2649	4551	5913	4263	3576	4706	6703	5174	6797	7209	3609
B39	2707	5668	2488	7538	7314	6552	6118	4692	7503	4059	7586	2971	4966	4057	5214	2637	4658	5958	4397	3605	4783	6715	5238	6775	7193	3745
B40	2880	5911	2714	7687	7491	6739	6361	4982	7623	4344	7750	3201	5051	4144	5461	2760	4930	6149	4696	3781	5017	6857	5455	6862	7289	4046
B41	3361	6406	3208	8149	7968	7220	6856	5466	8067	4831	8220	3695	5474	4571	5956	3217	5422	6632	5174	4260	5512	7316	5947	7283	7717	4521
F1	5707	6197	6273	4187	4852	4935	6302	7256	3476	7034	4586	6143	3449	4105	6222	5431	6770	4980	7491	5253	5921	3902	5550	2704	2888	7412
F2	4266	4449	4802	2743	3293	3250	4565	5533	2111	5347	3112	4598	1838	2646	4476	4082	5044	3244	5786	3674	4188	2267	3803	1111	1470	5754
F3	4340	4474	4874	2707	3272	3250	4581	5575	2065	5398	3081	4664	1905	2721	4509	4160	5087	3260	5834	3739	4229	2255	3835	1084	1424	5809
F4	7015	5567	7442	2568	3265	3923	5389	7106	2229	7221	2822	7087	4668	5575	5862	6992	6664	4397	7488	6198	5872	3151	5304	2858	2433	7734

	Hitra 1 Current Situation																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
B1	7510	7381	7291	7067	6983	6815	6785	6620	6585	6377	6021	6141	5649	5474	5399	4855	4840	4536	4397	4539	3929	3733	3487	3197
B2	7364	7247	7145	6934	6827	6668	6626	6488	6423	6245	5885	5980	5517	5318	5240	4704	4684	4370	4236	4367	3771	3567	3315	3022
B3	7279	7168	7059	6855	6736	6582	6533	6410	6331	6167	5805	5887	5440	5228	5148	4617	4594	4275	4144	4270	3680	3472	3217	2923
B4	6588	6589	6364	6281	5946	5884	5708	5857	5495	5618	5232	5058	4915	4463	4353	3923	3844	3408	3352	3342	2935	2632	2301	1977
B5	6602	6610	6378	6302	5953	5898	5713	5880	5499	5641	5255	5064	4941	4474	4362	3940	3857	3412	3363	3341	2950	2641	2304	1979
B6	6473	6492	6248	6185	5815	5769	5573	5765	5358	5528	5140	4924	4832	4340	4226	3815	3726	3272	3230	3195	2824	2505	2162	1835
B7	6636	6763	6411	6467	5884	5942	5607	6077	5385	5851	5453	4974	5198	4491	4347	4072	3927	3360	3418	3199	3103	2705	2303	1988
B8	6726	6856	6501	6560	5971	6033	5693	6171	5471	5945	5547	5061	5293	4582	4437	4166	4020	3450	3511	3286	3197	2799	2396	2081
B9	6661	6814	6438	6521	5890	5973	5606	6140	5383	5916	5518	4980	5277	4523	4373	4132	3975	3387	3468	3208	3176	2767	2359	2055
B10	6770	6925	6546	6632	5996	6082	5711	6251	5488	6028	5630	5085	5389	4632	4482	4243	4086	3496	3579	3315	3288	2878	2470	2167
B11	6712	6872	6489	6580	5935	6025	5648	6201	5425	5978	5580	5024	5342	4576	4424	4192	4033	3439	3526	3255	3241	2829	2420	2119
B12	6356	6537	6133	6250	5566	5673	5276	5879	5053	5661	5262	4656	5041	4228	4072	3872	3701	3091	3198	2893	2942	2519	2109	1826
B13	6722	6889	6499	6598	5939	6036	5651	6222	5428	6000	5602	5029	5368	4589	4435	4213	4050	3451	3544	3262	3266	2852	2442	2145
B14	6799	6996	6578	6711	5994	6121	5698	6345	5475	6127	5729	5087	5511	4681	4521	4339	4164	3544	3663	3335	3414	2990	2579	2299
B15	6920	7123	6699	6838	6110	6244	5812	6474	5589	6257	5859	5204	5643	4805	4644	4469	4292	3669	3792	3457	3547	3122	2711	2432
B16	7028	7229	6807	6944	6219	6352	5921	6578	5698	6361	5963	5313	5745	4913	4752	4573	4397	3776	3897	3565	3647	3224	2813	2531
B17	6920	7148	6700	6868	6093	6251	5789	6513	5566	6300	5903	5191	5702	4822	4656	4515	4328	3691	3835	3464	3615	3184	2776	2513
B18	7081	7315	6862	7036	6249	6414	5943	6683	5720	6471	6074	5349	5875	4988	4820	4687	4498	3859	4006	3628	3789	3358	2950	2687
B19	7000	7260	6783	6985	6153	6341	5842	6643	5620	6436	6040	5259	5856	4928	4756	4658	4460	3809	3976	3564	3787	3352	2949	2705
B20	7338	7604	7122	7330	6486	6682	6173	6988	5952	6781	6386	5595	6202	5272	5099	5004	4806	4154	4322	3908	4131	3696	3292	3044
B21	7268	7560	7054	7292	6402	6622	6084	6961	5864	6759	6366	5519	6198	5228	5052	4993	4785	4124	4312	3865	4148	3712	3314	3085
B22	5015	5699	5138	5883	4973	5462	5038	6225	5192	6382	6498	5616	6907	6351	6362	7030	6944	7099	7296	7077	7777	7897	8130	8428
B23	5052	5730	5177	5917	5023	5506	5093	6263	5249	6422	6543	5674	6953	6408	6421	7087	7003	7164	7358	7144	7840	7962	8197	8496
B24	4876	5556	5000	5742	4846	5329	4916	6087	5073	6245	6365	5499	6775	6232	6246	6912	6828	6993	7185	6976	7667	7792	8029	8329
B25	4349	4980	4496	5190	4445	4865	4562	5563	4741	5738	5895	5180	6314	5897	5933	6570	6513	6747	6906	6764	7385	7550	7818	8130
B26	3857	4469	4011	4686	4009	4396	4148	5067	4336	5249	5420	4779	5841	5484	5530	6150	6107	6376	6517	6411	6993	7178	7461	7778
B27	3345	3853	3531	4104	3699	3965	3903	4519	4112	4723	4947	4553	5372	5208	5284	5846	5842	6198	6291	6278	6752	6986	7304	7630
B28	2991	3523	3173	3765	3329	3602	3533	4174	3743	4375	4590	4183	5015	4837	4914	5476	5471	5829	5920	5911	6382	6616	6936	7262
B29	2852	3393	3032	3632	3184	3459	3388	4039	3598	4237	4450	4038	4874	4692	4769	5331	5326	5685	5776	5768	6237	6472	6792	7118
B30	2879	3416	3060	3657	3216	3489	3422	4064	3632	4264	4478	4072	4902	4725	4802	5363	5359	5718	5808	5802	6270	6505	6825	7152
B31	2664	3091	2867	3358	3165	3327	3415	3790	3635	4006	4262	4060	4683	4661	4759	5267	5293	5711	5765	5826	6210	6479	6821	7150
B32	2828	3176	3041	3459	3405	3512	3671	3903	3893	4127	4406	4309	4823	4883	4991	5471	5511	5954	5992	6082	6429	6712	7062	7392
B33	2582	2855	2802	3149	3243	3280	3530	3599	3753	3829	4127	4153	4538	4687	4806	5250	5306	5782	5797	5927	6221	6522	6884	7214
B34	2554	2822	2774	3116	3221	3252	3509	3566	3733	3797	4096	4131	4506	4662	4782	5223	5281	5758	5772	5905	6195	6497	6860	7190
B35	2511	2762	2733	3058	3196	3212	3488	3509	3712	3741	4045	4106	4453	4628	4750	5183	5244	5729	5738	5879	6158	6464	6828	7158
B36	3101	2921	3314	3229	4001	3755	4334	3657	4543	3899	4278	4853	4618	5193	5352	5612	5742	6330	6251	6542	6602	6971	7368	7689
B37	3015	2792	3224	3096	3930	3655	4265	3517	4470	3757	4141	4768	4473	5084	5247	5486	5623	6220	6132	6438	6475	6849	7248	7567
B38	3281	3025	3487	3324	4201	3911	4536	3736	4740	3974	4362	5031	4683	5331	5497	5719	5862	6467	6370	6689	6704	7084	7485	7802
B39	3335	3034	3536	3327	4265	3948	4602	3728	4802	3963	4355	5080	4664	5355	5524	5723	5873	6487	6380	6716	6704	7089	7492	7808
B40	3546	3184	3739	3466	4485	4133	4822	3847	5017	4077	4473	5277	4761	5516	5689	5853	6014	6641	6519	6880	6826	7220	7626	7937
B41	4038	3654	4228	3929	4978	4616	5315	4298	5508	4523	4920	5763	5194	5987	6162	6306	6474	7107	6976	7351	7272	7671	8079	8387
F1	5787	5329	5615	5049	5687	5225	5652	4615	5529	4405	4200	5152	3778	4427	4479	3778	3955	4175	3835	4404	3456	3667	3800	3777
F2	4208	3875	4016	3571	3993	3589	3931	3117	3798	2884	2606	3410	2185	2681	2730	2029	2211	2494	2140	2755	1828	2136	2387	2483
F3	4272	3948	4078	3643	4043	3649	3976	3189	3839	2955	2671	3446	2252	2715	2759	2057	2231	2492	2141	2747	1813	2108	2347	2434
F4	6652	6643	6428	6333	6018	5948	5784	5907	5571	5667	5284	5134	4961	4531	4424	3984	3910	3485	3421	3425	2998	2704	2380	2059

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (A01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (A01 - Hitra 1 Current Situation)

	Hitra 2																								
NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
F5	6839	5396	7264	2396	3100	3751	5222	6931	2050	7044	2658	6908	4498	5403	5688	6819	6488	4222	7313	6020	5695	2972	5127	2689	2259	7556
F6	6698	5247	7121	2248	2955	3602	5075	6782	1902	6894	2513	6763	4366	5271	5538	6682	6338	4072	7163	5877	5545	2823	4978	2560	2125	7406
F7	6947	5408	7362	2413	3089	3768	5217	6957	2128	7089	2647	6997	4632	5535	5713	6940	6521	4258	7344	6118	5740	3036	5169	2831	2389	7605
F8	6767	5136	7168	2151	2806	3501	4935	6693	1928	6841	2365	6793	4494	5390	5451	6778	6263	4005	7085	5925	5493	2813	4919	2713	2256	7359
F9	6957	5305	7358	2327	2968	3674	5096	6866	2117	7020	2529	6981	4682	5579	5625	6967	6439	4184	7260	6115	5673	3000	5098	2897	2442	7540
F10	6830	5144	7225	2172	2806	3515	4933	6708	1988	6867	2368	6844	4575	5468	5467	6848	6282	4030	7102	5983	5520	2859	4945	2803	2342	7387
F11	6903	5073	7279	2154	2725	3467	4838	6650	2077	6838	2298	6885	4705	5587	5415	6943	6236	4005	7052	6042	5498	2897	4920	2967	2498	7362
F12	7070	5188	7440	2298	2840	3594	4941	6769	2252	6970	2420	7042	4885	5764	5538	7115	6361	4142	7174	6205	5634	3058	5055	3152	2683	7495
F13	7208	5258	7570	2411	2916	3682	4998	6844	2408	7060	2506	7166	5047	5922	5618	7262	6443	4240	7252	6339	5729	3190	5150	3328	2858	7587
F14	7298	5167	7632	2462	2860	3648	4876	6757	2586	7012	2485	7213	5226	6080	5549	7380	6376	4228	7173	6415	5701	3282	5124	3568	3098	7541
F15	7597	5380	7919	2761	3107	3900	5071	6969	2920	7246	2752	7493	5556	6403	5775	7690	6601	4488	7388	6709	5948	3591	5374	3911	3442	7775
F16	7416	5059	7711	2612	2851	3644	4729	6640	2885	6946	2538	7273	5477	6296	5468	7536	6289	4241	7064	6521	5672	3454	5105	3917	3456	7475
F17	7449	5082	7742	2647	2881	3673	4750	6663	2923	6971	2571	7304	5514	6332	5493	7570	6314	4270	7087	6553	5699	3490	5133	3956	3494	7500
F18	7596	5240	7893	2786	3035	3827	4908	6821	3041	7129	2719	7455	5643	6467	5650	7713	6472	4424	7245	6701	5856	3628	5289	4066	3602	7658
F19	7490	5107	7781	2694	2917	3708	4772	6686	2977	6999	2612	7341	5564	6380	5520	7614	6340	4306	7111	6594	5731	3537	5166	4011	3550	7528
F20	7511	5129	7802	2713	2938	3730	4794	6708	2993	7021	2632	7362	5582	6399	5542	7634	6362	4328	7133	6615	5753	3556	5188	4026	3565	7550
F21	7497	5105	7786	2704	2920	3711	4768	6683	2992	6998	2618	7345	5576	6390	5519	7622	6338	4309	7108	6601	5732	3547	5167	4027	3567	7527
F22	7531	5135	7820	2739	2954	3744	4797	6713	3026	7029	2652	7379	5611	6425	5549	7657	6369	4343	7138	6635	5764	3582	5200	4061	3600	7558
F23	7528	5124	7815	2739	2948	3738	4785	6701	3031	7019	2649	7373	5613	6426	5539	7654	6358	4336	7126	6631	5756	3582	5192	4067	3607	7548
F24	7723	5304	8009	2934	3140	3929	4960	6878	3218	7202	2844	7567	5806	6621	5722	7850	6540	4528	7304	6826	5943	3777	5381	4251	3789	7731
F25	8426	5867	8688	3687	3818	4593	5495	7414	4006	7781	3562	8236	6574	7374	6302	8573	7106	5193	7843	7527	6562	4528	6013	5042	4582	8305
F26	8402	5773	8648	3714	3791	4552	5390	7306	4076	7689	3561	8190	6609	7392	6214	8563	7010	5151	7735	7501	6492	4550	5951	5123	4668	8210
F27	7067	4681	7353	2290	2486	3277	4351	6262	2622	6570	2188	6911	5174	5978	5091	7196	5912	3875	6686	6170	5299	3132	4734	3670	3218	7099
F28	7068	4610	7340	2335	2467	3251	4267	6184	2715	6508	2199	6893	5229	6017	5028	7211	5845	3851	6610	6169	5254	3173	4694	3769	3324	7037
F29	4858	1957	4997	1866	1117	1239	1572	3492	2570	3872	1479	4517	3781	4281	2405	5121	3191	1674	3921	3983	2734	2087	2247	3270	3080	4392
F30	4712	1593	4631	3612	2840	2497	1247	2401	4261	2984	3261	4155	4605	4770	1939	5104	2353	2489	2792	4004	2455	3554	2328	4730	4664	3409
F31	4819	2136	4608	4652	3887	3446	1982	2129	5271	2773	4319	4173	5236	5226	2287	5261	2311	3304	2409	4266	2773	4499	2871	5636	5623	3064
F32	5503	5110	4964	8108	7429	6756	5303	3643	8565	3769	7868	4863	7357	6839	4856	5950	4125	6334	3336	5626	4987	7653	5487	8536	8703	3410
F33	5380	5040	4840	8039	7365	6685	5242	3558	8489	3667	7804	4744	7252	6726	4778	5826	4037	6257	3242	5514	4898	7574	5403	8446	8619	3299
F34	5246	4977	4703	7977	7310	6622	5191	3477	8417	3564	7747	4615	7143	6605	4704	5689	3953	6184	3151	5394	4811	7499	5323	8358	8537	3184
F35	5225	4965	4682	7964	7299	6609	5180	3463	8403	3547	7736	4595	7125	6586	4691	5668	3938	6171	3135	5375	4796	7485	5309	8342	8522	3166
F36	5027	4808	4484	7806	7146	6450	5033	3292	8236	3361	7582	4398	6934	6390	4525	5470	3764	6004	2956	5180	4619	7316	5137	8163	8347	2973
F37	4969	4762	4426	7759	7101	6403	4989	3242	8187	3306	7537	4340	6877	6333	4476	5413	3713	5955	2904	5123	4567	7266	5086	8110	8296	2916
F38	5029	4865	4482	7861	7205	6505	5095	3340	8286	3393	7641	4406	6959	6406	4576	5469	3809	6055	2998	5197	4661	7364	5184	8203	8391	2996
F39	4972	4813	4426	7809	7154	6453	5045	3286	8232	3336	7589	4348	6901	6348	4522	5413	3754	6001	2942	5140	4606	7310	5129	8147	8336	2938
F40	4971	4841	4423	7836	7184	6480	5077	3310	8257	3352	7618	4350	6912	6354	4548	5410	3777	6026	2963	5147	4626	7334	5152	8166	8357	2949
F41	4889	4714	4345	7709	7056	6354	4947	3186	8133	3239	7490	4261	6806	6258	4423	5332	3655	5902	2843	5048	4506	7211	5029	8048	8237	2844
F42	4898	4762	4351	7756	7105	6401	4999	3229	8176	3271	7540	4275	6833	6277	4467	5338	3696	5946	2882	5069	4545	7253	5071	8085	8276	2869
F43	4855	4734	4308	7727	7078	6372	4973	3197	8145	3234	7512	4233	6793	6235	4437	5295	3663	5914	2847	5028	4511	7221	5038	8049	8242	2830
F44	4818	4698	4272	7690	7042	6335	4938	3160	8107	3195	7476	4195	6755	6197	4399	5259	3625	5877	2809	4990	4473	7184	5000	8011	8204	2791
F45	4766	4707	4216	7696	7053	6341	4955	3160	8106	3176	7485	4149	6725	6158	4401	5204	3620	5877	2801	4952	4464	7181	4996	7997	8196	2762
F46	4711	4618	4164	7608	6964	6253	4865	3073	8020	3098	7397	4089	6652	6092	4314	5151	3535	5791	2718	4885	4381	7095	4911	7916	8113	2689
F47	3781	3599	3264	6574	5948	5221	3876	2030	6969	2038	6376	3122	5609	5082	3274	4240	2481	4744	1660	3869	3321	6042	3857	6854	7053	1653
F48	4090	4311	3534	7262	6655	5915	4604	2726	7631	2634	7078	3489	6117	5515	3964	4521	3152	5418	2329	4319	3963	6700	4517	7458	7681	2174
F49	4205	4484	3644	7434	6828	6087	4778	2898	7799	2797	7251	3617	6263	5650	4136	4629	3323	5589	2500	4458	4130	6868	4686	7619	7845	2330

	Hitra 1 Current Situation																							
NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
F5	6474	6467	6249	6158	5839	5769	5606	5732	5393	5493	5109	4955	4789	4352	4245	3806	3731	3307	3242	3249	2819	2525	2203	1883
F6	6328	6327	6104	6018	5691	5624	5456	5595	5244	5356	4970	4806	4654	4205	4097	3662	3584	3157	3095	3100	2674	2377	2053	1733
F7	6562	6579	6337	6271	5905	5858	5663	5851	5448	5614	5226	5014	4916	4430	4316	3904	3815	3362	3320	3284	2913	2595	2252	1925
F8	6358	6404	6133	6099	5677	5655	5427	5687	5210	5452	5060	4779	4766	4217	4095	3716	3612	3128	3110	3033	2724	2382	2019	1689
F9	6547	6594	6321	6289	5863	5844	5610	5877	5393	5642	5250	4963	4955	4405	4282	3906	3801	3313	3298	3213	2914	2570	2205	1875
F10	6410	6470	6185	6166	5717	5708	5462	5757	5244	5523	5130	4816	4843	4266	4140	3778	3667	3167	3162	3060	2787	2433	2062	1731
F11	6452	6550	6227	6251	5726	5754	5459	5853	5238	5623	5227	4819	4958	4305	4168	3855	3724	3185	3215	3048	2874	2493	2100	1776
F12	6610	6719	6385	6421	5873	5914	5602	6025	5381	5796	5400	4965	5136	4463	4324	4025	3889	3338	3380	3191	3047	2660	2263	1942
F13	6735	6861	6511	6564	5984	6042	5707	6174	5485	5947	5549	5074	5293	4591	4447	4169	4026	3460	3516	3299	3198	2802	2401	2085
F14	6786	6962	6564	6673	5996	6103	5705	6299	5482	6079	5681	5087	5451	4657	4502	4291	4125	3519	3620	3324	3350	2933	2522	2229
F15	7070	7266	6848	6980	6263	6392	5966	6612	5743	6394	5996	5357	5775	4951	4791	4606	4432	3814	3931	3606	3676	3254	2843	2558
F16	6856	7098	6637	6821	6020	6191	5713	6472	5490	6262	5865	5121	5673	4769	4600	4480	4287	3643	3798	3407	3595	3162	2756	2504
F17	6887	7132	6668	6855	6049	6223	5742	6506	5519	6297	5901	5151	5709	4802	4633	4516	4322	3677	3834	3440	3632	3199	2793	2542
F18	7038	7277	6819	6998	6203	6372	5896	6647	5674	6436	6040	5304	5843	4948	4780	4653	4462	3821	3972	3587	3760	3328	2921	2663
F19	6925	7174	6707	6898	6085	6263	5776	6552	5554	6343	5947	5188	5758	4844	4674	4563	4367	3720	3881	3481	3683	3249	2844	2595
F20	6946	7195	6728	6918	6106	6284	5798	6571	5575	6363	5966	5209	5777	4864	4695	4582	4387	3741	3900	3502	3701	3267	2862	2612
F21	6930	7182	6712	6906	6088	6269	5778	6561	5556	6352	5957	5192	5769	4851	4681	4573	4377	3729	3891	3488	3696	3262	2857	2610
F22	6963	7216	6746	6941	6121	6303	5811	6595	5589	6387	5991	5225	5804	4885	4715	4608	4412	3763	3926	3522	3730	3296	2892	2644
F23	6958	7214	6741	6938	6114	6298	5804	6594	5582	6386	5991	5219	5805	4882	4711	4608	4410	3761	3926	3519	3733	3298	2895	2649
F24	7152	7409	6935	7134	6306	6493	5995	6790	5773	6582	6186	5411	5999	5078	4907	4803	4606	3957	4121	3714	3925	3491	3087	2837
F25	7829	8123	7615	7855	6958	7185	6639	7524	6420	7322	6928	6079	6757	5792	5615	5553	5347	4687	4871	4429	4698	4263	3862	3622
F26	7788	8107	7577	7845	6905	7155	6581	7524	6364	7327	6936	6036	6780	5779	5600	5571	5357	4690	4892	4422	4743	4307	3913	3690
F27	6496	6754	6278	6480	5653	5836	5344	6139	5122	5933	5538	4757	5359	4422	4250	4158	3957	3304	3476	3058	3300	2864	2465	2236
F28	6482	6762	6266	6493	5625	5830	5311	6162	5090	5960	5567	4736	5403	4430	4255	4196	3986	3324	3515	3067	3365	2928	2537	2328
F29	4154	4634	3965	4428	3220	3613	2884	4224	2684	4089	3758	2457	3787	2521	2333	2714	2447	1902	2261	1608	2527	2292	2241	2407
F30	3929	4629	3816	4534	3047	3662	2762	4513	2672	4474	4268	2750	4472	3253	3121	3755	3527	3252	3585	3057	3989	3889	3951	4172
F31	4054	4825	3998	4800	3315	3975	3109	4882	3095	4895	4768	3312	5045	3943	3847	4531	4333	4172	4479	4019	4916	4870	4974	5214
F32	5118	5782	5250	5976	5121	5590	5201	6332	5362	6495	6626	5791	7039	6522	6540	7201	7122	7296	7484	7282	7966	8096	8336	8638
F33	5003	5662	5137	5859	5021	5483	5107	6217	5271	6383	6518	5701	6932	6431	6451	7109	7034	7217	7401	7208	7883	8018	8263	8566
F34	4881	5532	5019	5733	4920	5370	5013	6096	5180	6264	6405	5613	6820	6341	6365	7018	6947	7143	7321	7140	7802	7944	8195	8500
F35	4862	5512	5000	5713	4903	5352	4997	6076	5165	6245	6387	5598	6802	6325	6349	7002	6932	7129	7306	7127	7787	7931	8182	8487
F36	4666	5314	4805	5516	4716	5160	4815	5880	4985	6050	6194	5420	6610	6145	6172	6821	6754	6961	7134	6963	7614	7763	8018	8326
F37	4608	5256	4748	5458	4661	5104	4762	5823	4933	5993	6138	5368	6554	6092	6120	6768	6702	6911	7083	6915	7563	7713	7970	8278
F38	4680	5320	4823	5526	4748	5184	4853	5895	5025	6067	6217	5462	6634	6185	6214	6860	6796	7010	7179	7015	7659	7812	8070	8379
F39	4623	5263	4765	5469	4691	5126	4797	5837	4969	6009	6159	5406	6576	6128	6159	6804	6740	6955	7124	6962	7604	7758	8017	8326
F40	4628	5264	4773	5472	4706	5136	4815	5842	4989	6016	6169	5426	6586	6147	6179	6822	6760	6979	7146	6988	7626	7782	8043	8352
F41	4532	5177	4673	5381	4594	5032	4698	5747	4871	5918	6065	5307	6482	6030	6060	6705	6641	6856	7025	6863	7505	7658	7917	8226
F42	4551	5190	4694	5396	4626	5057	4734	5765	4908	5938	6090	5345	6507	6066	6098	6741	6679	6899	7065	6908	7545	7702	7963	8272
F43	4510	5147	4653	5354	4588	5017	4698	5724	4873	5897	6049	5310	6467	6031	6063	6705	6644	6867	7032	6877	7512	7670	7932	8242
F44	4472	5110	4615	5316	4550	4979	4659	5686	4834	5859	6011	5272	6429	5993	6025	6667	6606	6829	6994	6840	7474	7632	7895	8205
F45	4432	5062	4579	5272	4529	4948	4645	5646	4822	5821	5979	5261	6397	5979	6014	6652	6595	6827	6987	6842	7466	7630	7896	8208
F46	4366	5003	4511	5210	4451	4876	4564	5580	4741	5754	5908	5179	6326	5898	5932	6571	6513	6741	6903	6755	7383	7544	7810	8121
F47	3363	4042	3492	4226	3393	3837	3502	4575	3679	4738	4873	4118	5287	4836	4871	5509	5451	5690	5845	5713	6324	6492	6765	7079
F48	3792	4395	3950	4615	3965	4340	4112	5001	4303	5185	5362	4746	5783	5446	5496	6111	6072	6351	6486	6391	6961	7151	7439	7757
F49	3929	4517	4091	4743	4123	4488	4275	5134	4467	5322	5505	4911	5928	5608	5661	6271	6235	6519	6652	6561	7126	7319	7609	7927

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (A01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (A01 - Hitra 1 Current Situation)

	Hitra 2																								
NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
F50	3785	4267	3220	7175	6595	5839	4589	2678	7512	2496	7010	3212	5889	5252	3893	4203	3069	5321	2260	4072	3843	6580	4410	7289	7532	2001
F51	3121	4055	2549	6848	6321	5543	4424	2513	7127	2168	6719	2597	5331	4643	3640	3521	2818	4992	2085	3496	3499	6199	4077	6821	7094	1639
F52	2618	4410	2060	6949	6516	5722	4826	3033	7127	2513	6879	2298	5029	4236	3958	2925	3200	5136	2640	3227	3687	6223	4252	6674	7001	2030
F53	2592	4426	2037	6950	6522	5728	4844	3061	7123	2534	6883	2285	5010	4212	3974	2892	3220	5140	2671	3212	3697	6220	4260	6661	6992	2056
F54	2367	4370	1824	6818	6413	5619	4797	3067	6968	2507	6764	2107	4804	3991	3912	2649	3186	5026	2695	3025	3607	6074	4160	6478	6818	2059
F55	2333	4398	1797	6821	6424	5630	4827	3113	6963	2546	6772	2097	4778	3958	3940	2604	3222	5036	2746	3009	3626	6072	4176	6462	6806	2106
F56	2321	4410	1788	6823	6429	5636	4840	3133	6961	2562	6776	2094	4768	3945	3952	2587	3237	5041	2768	3003	3634	6072	4183	6456	6801	2126
F57	2311	4445	1785	6840	6452	5659	4877	3179	6972	2604	6796	2103	4764	3935	3986	2568	3278	5063	2817	3007	3663	6085	4209	6458	6807	2173
F58	2303	4483	1784	6858	6476	5683	4915	3228	6984	2649	6818	2114	4759	3926	4023	2548	3320	5087	2869	3012	3694	6100	4237	6461	6813	2224
F59	2242	4496	1735	6836	6465	5673	4931	3268	6951	2680	6802	2083	4703	3862	4035	2473	3345	5075	2917	2970	3696	6072	4233	6415	6771	2268
F60	2243	4528	1743	6855	6488	5696	4964	3309	6966	2718	6823	2099	4706	3862	4068	2467	3382	5099	2959	2982	3724	6088	4259	6423	6781	2309
F61	2240	4551	1746	6866	6503	5712	4988	3339	6973	2746	6836	2108	4704	3856	4090	2456	3408	5113	2992	2986	3744	6097	4277	6425	6785	2341
F62	2218	4587	1737	6873	6519	5729	5025	3393	6972	2795	6849	2114	4684	3830	4126	2420	3453	5130	3050	2980	3771	6101	4300	6413	6777	2398
F63	2294	4848	1871	7041	6717	5931	5291	3705	7108	3096	7034	2291	4747	3871	4387	2430	3741	5331	3374	3111	4012	6254	4525	6506	6884	2720
F64	2248	4987	1896	7058	6769	5991	5434	3923	7088	3299	7070	2352	4661	3768	4528	2315	3923	5391	3612	3107	4126	6255	4616	6443	6835	2958
F65	2523	5239	2169	7333	7041	6262	5685	4139	7364	3523	7344	2621	4930	4035	4779	2581	4158	5662	3815	3382	4385	6531	4881	6715	7109	3160
F66	2484	5229	2142	7300	7015	6237	5675	4145	7326	3526	7315	2598	4883	3987	4769	2533	4156	5637	3825	3348	4370	6496	4862	6671	7066	3170
F67	2615	5349	2272	7432	7145	6366	5795	4249	7457	3633	7446	2726	5012	4115	4889	2661	4268	5766	3923	3480	4494	6628	4989	6801	7197	3268
F68	2574	5320	2235	7392	7108	6330	5766	4228	7416	3611	7407	2691	4968	4071	4860	2617	4243	5730	3905	3440	4462	6587	4955	6758	7154	3251
F69	2517	5289	2189	7340	7061	6285	5736	4215	7359	3594	7358	2649	4904	4005	4830	2552	4222	5685	3898	3387	4427	6533	4916	6696	7094	3243
F70	2564	5335	2236	7388	7109	6332	5781	4256	7406	3637	7406	2696	4949	4050	4876	2597	4265	5733	3937	3435	4474	6581	4963	6741	7140	3282
F71	2374	5189	2063	7203	6933	6159	5637	4149	7215	3522	7226	2530	4751	3851	4731	2399	4139	5560	3842	3250	4320	6394	4801	6544	6944	3188
F72	2681	5465	2362	7508	7234	6458	5912	4384	7521	3765	7529	2824	5054	4152	5006	2701	4395	5859	4062	3556	4604	6700	5092	6849	7250	3408
F73	2702	5543	2412	7537	7277	6506	5991	4492	7536	3868	7566	2882	5045	4141	5085	2695	4490	5907	4177	3586	4674	6724	5153	6846	7253	3522
F74	2766	5606	2476	7601	7342	6570	6053	4548	7599	3926	7631	2946	5106	4201	5147	2757	4549	5972	4231	3651	4737	6788	5217	6908	7315	3577
F75	2704	5559	2421	7540	7284	6513	6007	4515	7535	3890	7571	2893	5039	4134	5101	2691	4510	5915	4202	3590	4688	6726	5165	6841	7249	3548
F76	2804	5658	2522	7640	7385	6614	6106	4607	7633	3984	7672	2994	5132	4227	5200	2785	4606	6016	4291	3690	4788	6825	5265	6936	7345	3637
F77	2824	5692	2550	7661	7409	6640	6140	4647	7650	4023	7694	3023	5143	4236	5235	2798	4643	6043	4333	3713	4820	6844	5295	6948	7358	3679
F78	2719	5667	2491	7553	7324	6561	6117	4681	7521	4049	7598	2973	4988	4080	5213	2656	4651	5966	4383	3616	4784	6730	5242	6797	7213	3730
F79	2856	5779	2614	7691	7456	6692	6229	4768	7663	4140	7733	3094	5134	4226	5324	2800	4750	6096	4462	3751	4900	6869	5364	6942	7358	3808
F80	2894	5862	2681	7721	7502	6742	6312	4880	7679	4248	7772	3165	5131	4223	5408	2812	4850	6149	4581	3793	4977	6896	5431	6941	7362	3928
F81	2891	5860	2679	7719	7500	6740	6310	4879	7676	4247	7770	3163	5128	4219	5407	2809	4849	6146	4581	3790	4975	6893	5429	6938	7359	3928
F82	2909	5899	2712	7731	7520	6762	6349	4933	7681	4299	7786	3197	5124	4216	5446	2814	4897	6170	4638	3809	5011	6904	5460	6935	7358	3986
F83	2899	5908	2716	7715	7511	6756	6358	4958	7659	4323	7774	3202	5095	4187	5457	2793	4915	6164	4667	3800	5017	6887	5462	6906	7331	4016
F84	2997	6030	2833	7800	7607	6856	6480	5097	7732	4460	7865	3320	5155	4249	5580	2871	5048	6267	4809	3898	5137	6969	5574	6966	7395	4159
F85	2968	6019	2818	7762	7576	6828	6469	5104	7688	4466	7830	3306	5105	4199	5570	2831	5047	6239	4821	3868	5123	6930	5555	6915	7346	4172
F86	3032	6076	2877	7829	7641	6892	6526	5151	7755	4514	7896	3365	5173	4267	5627	2898	5099	6303	4866	3932	5181	6997	5616	6983	7414	4216
F87	3085	6131	2932	7879	7693	6944	6581	5206	7803	4569	7947	3420	5218	4313	5682	2947	5154	6356	4920	3985	5236	7046	5670	7028	7459	4269
F88	3002	6073	2870	7782	7606	6861	6522	5176	7699	4537	7856	3358	5107	4204	5626	2850	5112	6275	4898	3901	5174	6948	5600	6917	7350	4250
F89	3101	6103	2914	7915	7712	6957	6553	5137	7856	4504	7975	3399	5288	4380	5651	2991	5102	6365	4840	4001	5214	7086	5661	7099	7525	4187
F90	3203	6227	3033	8007	7814	7062	6677	5274	7937	4640	8072	3519	5357	4451	5776	3077	5234	6472	4980	4104	5335	7176	5777	7168	7597	4327
F91	3229	6255	3060	8031	7839	7088	6705	5302	7961	4668	8097	3547	5379	4473	5804	3101	5263	6498	5008	4130	5363	7200	5804	7189	7619	4355
F92	3226	6258	3062	8026	7836	7086	6708	5311	7953	4676	8092	3549	5369	4463	5807	3095	5269	6496	5018	4127	5365	7194	5804	7179	7610	4366
F93	3262	6227	3051	8087	7872	7113	6676	5221	8038	4593	8140	3533	5478	4570	5772	3170	5203	6519	4912	4162	5344	7260	5801	7289	7713	4258
F94	3294	6262	3085	8117	7904	7145	6712	5258	8065	4630	8171	3568	5502	4595	5808	3198	5240	6552	4950	4193	5379	7290	5835	7314	7739	4296

	Hitra 1 Current Situation																							
NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
F50	3538	4104	3709	4338	3790	4119	3964	4737	4164	4930	5127	4607	5551	5289	5352	5943	5920	6235	6351	6294	6821	7032	7334	7656
F51	2960	3460	3149	3711	3347	3589	3565	4129	3778	4334	4563	4215	4987	4856	4939	5486	5490	5865	5946	5956	6404	6648	6974	7301
F52	2724	3001	2943	3294	3374	3421	3658	3744	3881	3975	4272	4284	4683	4824	4942	5391	5445	5916	5935	6059	6360	6659	7019	7349
F53	2713	2976	2933	3271	3375	3411	3662	3722	3885	3954	4254	4286	4664	4820	4939	5382	5439	5915	5930	6060	6354	6655	7017	7347
F54	2540	2754	2764	3055	3251	3243	3549	3508	3772	3742	4054	4161	4458	4668	4794	5214	5281	5776	5777	5932	6192	6504	6872	7202
F55	2531	2722	2755	3025	3259	3235	3561	3479	3784	3715	4031	4168	4433	4665	4794	5204	5275	5777	5773	5936	6185	6501	6870	7200
F56	2528	2710	2753	3014	3263	3232	3567	3468	3789	3704	4023	4171	4424	4665	4794	5201	5274	5777	5772	5939	6182	6500	6870	7200
F57	2538	2702	2762	3006	3285	3242	3590	3461	3812	3699	4021	4191	4420	4678	4809	5209	5284	5793	5784	5957	6192	6512	6884	7213
F58	2549	2694	2774	3000	3308	3253	3616	3455	3838	3693	4019	4213	4416	4692	4825	5217	5296	5810	5796	5977	6202	6525	6899	7228
F59	2517	2633	2742	2942	3296	3220	3608	3396	3829	3636	3967	4198	4361	4663	4799	5180	5263	5785	5766	5957	6166	6494	6871	7199
F60	2533	2635	2758	2944	3320	3235	3633	3399	3854	3639	3973	4221	4365	4680	4817	5193	5278	5804	5781	5977	6180	6510	6887	7216
F61	2542	2631	2767	2941	3335	3243	3650	3396	3870	3637	3973	4234	4363	4689	4827	5198	5286	5814	5789	5989	6186	6518	6896	7224
F62	2545	2610	2770	2921	3353	3244	3671	3375	3890	3616	3957	4249	4344	4693	4833	5194	5286	5820	5790	5999	6183	6519	6899	7227
F63	2713	2679	2935	2993	3564	3399	3889	3441	4105	3685	4042	4446	4413	4850	4999	5322	5428	5985	5936	6177	6314	6662	7050	7375
F64	2755	2619	2971	2930	3646	3419	3978	3367	4188	3610	3982	4505	4335	4862	5019	5299	5421	6000	5930	6206	6291	6653	7047	7370
F65	3027	2893	3244	3203	3913	3693	4243	3639	4455	3882	4255	4776	4606	5138	5294	5574	5697	6275	6206	6481	6566	6929	7322	7645
F66	3001	2851	3216	3161	3892	3663	4224	3595	4434	3837	4212	4752	4560	5105	5262	5536	5661	6243	6170	6451	6528	6892	7287	7609
F67	3130	2982	3346	3292	4019	3794	4350	3725	4561	3968	4343	4881	4690	5236	5394	5668	5793	6374	6302	6581	6659	7024	7418	7741
F68	3093	2940	3309	3249	3985	3755	4316	3682	4527	3924	4300	4844	4647	5197	5355	5626	5752	6335	6261	6543	6618	6983	7378	7700
F69	3048	2881	3262	3189	3945	3705	4277	3620	4487	3862	4240	4800	4584	5145	5304	5570	5697	6283	6207	6493	6560	6927	7323	7645
F70	3095	2927	3310	3236	3992	3753	4324	3666	4534	3908	4286	4847	4629	5193	5351	5617	5744	6330	6254	6541	6607	6975	7370	7692
F71	2923	2734	3135	3041	3828	3573	4162	3470	4369	3711	4091	4675	4432	5009	5169	5426	5556	6146	6066	6359	6416	6785	7182	7503
F72	3221	3041	3435	3348	4120	3876	4453	3775	4662	4017	4397	4974	4736	5314	5473	5732	5863	6451	6372	6663	6722	7092	7488	7809
F73	3271	3054	3481	3357	4181	3914	4515	3777	4721	4017	4401	5023	4732	5344	5507	5748	5885	6481	6394	6699	6736	7111	7509	7829
F74	3335	3117	3545	3420	4244	3979	4578	3840	4785	4080	4464	5088	4794	5409	5571	5812	5949	6546	6458	6763	6800	7175	7573	7893
F75	3279	3053	3489	3356	4192	3920	4526	3774	4732	4014	4399	5032	4727	5348	5511	5748	5886	6485	6395	6703	6736	7111	7511	7830
F76	3380	3151	3590	3453	4292	4020	4627	3870	4833	4109	4495	5133	4821	5448	5612	5846	5985	6585	6494	6804	6833	7210	7609	7928
F77	3407	3169	3616	3470	4322	4044	4657	3884	4862	4123	4510	5159	4833	5470	5634	5864	6004	6606	6513	6826	6850	7228	7628	7946
F78	3341	3049	3543	3344	4269	3957	4605	3747	4806	3983	4374	5087	4685	5368	5536	5740	5888	6500	6396	6728	6722	7106	7509	7824
F79	3467	3189	3671	3485	4391	4090	4727	3890	4929	4126	4517	5216	4830	5504	5671	5881	6028	6638	6536	6864	6864	7247	7649	7965
F80	3528	3216	3728	3507	4458	4137	4795	3903	4994	4137	4530	5271	4833	5540	5710	5901	6054	6671	6561	6902	6880	7268	7672	7986
F81	3526	3213	3725	3504	4457	4134	4793	3900	4992	4133	4526	5269	4829	5537	5707	5898	6051	6668	6558	6900	6877	7265	7669	7983
F82	3554	3225	3752	3513	4488	4156	4825	3904	5023	4136	4531	5294	4828	5553	5724	5906	6061	6682	6567	6916	6883	7273	7677	7990
F83	3554	3211	3750	3496	4491	4149	4827	3882	5024	4113	4509	5290	4802	5540	5712	5886	6044	6668	6550	6904	6861	7253	7658	7970
F84	3665	3299	3858	3579	4605	4250	4942	3958	5136	4186	4583	5395	4867	5631	5805	5964	6127	6755	6631	6995	6936	7331	7737	8047
F85	3645	3264	3835	3541	4586	4222	4923	3915	5116	4142	4539	5370	4819	5596	5771	5923	6088	6718	6591	6960	6891	7288	7695	8005
F86	3706	3330	3897	3608	4647	4286	4984	3982	5177	4209	4606	5433	4887	5662	5837	5990	6154	6785	6658	7026	6959	7356	7763	8072
F87	3761	3381	3951	3658	4701	4339	5038	4031	5231	4258	4655	5486	4934	5713	5888	6039	6204	6835	6707	7077	7007	7405	7811	8121
F88	3690	3290	3877	3563	4633	4258	4970	3930	5161	4155	4552	5408	4826	5622	5799	5938	6107	6741	6609	6986	6904	7303	7711	8019
F89	3754	3411	3950	3696	4689	4350	5026	4080	5223	4311	4706	5491	4997	5741	5913	6085	6244	6868	6749	7105	7059	7452	7857	8169
F90	3868	3506	4062	3786	4806	4456	5143	4163	5338	4391	4788	5600	5071	5838	6011	6170	6333	6962	6837	7202	7141	7537	7943	8253
F91	3895	3531	4088	3811	4834	4482	5170	4187	5365	4415	4811	5627	5093	5863	6037	6194	6358	6987	6861	7227	7164	7560	7967	8277
F92	3895	3526	4088	3805	4834	4480	5171	4179	5366	4407	4804	5625	5084	5858	6033	6187	6352	6982	6855	7222	7156	7553	7960	8269
F93	3898	3582	4098	3870	4828	4507	5164	4261	5364	4493	4887	5642	5184	5908	6078	6263	6418	7038	6924	7270	7239	7629	8034	8347
F94	3932	3611	4131	3899	4862	4539	5199	4288	5398	4520	4915	5674	5209	5938	6109	6291	6447	7068	6953	7301	7267	7658	8063	8375

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (A01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (A01 - Hitra 1 Current Situation)

	Hitra 2																									Hitra 1 Current Situation																													
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
F95	3394	6363	3186	8215	8004	7246	6812	5354	8162	4727	8271	3669	5596	4688	5908	3295	5339	6653	5044	4294	5480	7388	5936	7407	7833	4390	4033	3710	4233	3997	4964	4640	5300	4385	5500	4616	5011	5776	5304	6038	6209	6388	6545	7167	7051	7401	7364	7755	8160	8473
F96	3583	6573	3391	8395	8194	7439	7023	5573	8329	4946	8456	3875	5750	4844	6120	3467	5555	6847	5264	4483	5688	7564	6139	7560	7990	4609	4234	3891	4431	4174	5167	4833	5504	4554	5702	4783	5179	5972	5463	6222	6395	6561	6722	7348	7226	7586	7532	7927	8333	8644
F97	3524	6568	3371	8310	8131	7384	7018	5620	8224	4986	8382	3858	5627	4725	6118	3377	5580	6796	5324	4424	5675	7476	6110	7435	7870	4671	4201	3816	4392	4090	5142	4779	5478	4457	5672	4681	5079	5927	5349	6149	6324	6465	6634	7268	7136	7513	7430	7830	8238	8545

Information on distance
The distance corresponds to the horizontal distance in m between the NSA and the WTG. The WTG with the shortest distance to each NSA are marked with blue color in the table.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations D01

Akustikkonsulten

					After RePowering - L_{den} [dBA]		
					(D01-1)	(A01-2)	(D01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1 (RePower)	Hitra 2	Cumulative
B1	490081	7049505	23	4,0 m	35	37	40
B2	489967	7049365	15	4,0 m	36	38	40
B3	489911	7049282	15	4,0 m	36	38	40
B4	488993	7048565	47	4,0 m	39	41	43
B5	488934	7048573	53	4,0 m	39	41	43
B6	488865	7048435	40	4,0 m	40	42	44
B7	487935	7048422	35	4,0 m	40	42	44
B8	487882	7048501	43	4,0 m	39	41	43
B9	487717	7048387	41	4,0 m	39	41	43
B10	487660	7048483	56	4,0 m	39	41	43
B11	487639	7048416	45	4,0 m	39	41	43
B12	487594	7048027	5	4,0 m	39	41	44
B13	487575	7048406	37	4,0 m	39	41	43
B14	487291	7048390	36	4,0 m	37	40	42
B15	487194	7048483	41	4,0 m	37	40	42
B16	487168	7048589	48	4,0 m	37	40	42
B17	486978	7048397	31	4,0 m	36	40	42
B18	486853	7048519	40	4,0 m	36	40	41
B19	486671	7048349	8	4,0 m	36	39	41
B20	486461	7048624	44	4,0 m	35	38	40
B21	486264	7048447	18	4,0 m	35	38	40
B22	485892	7038671	28	4,0 m	32	38	39
B23	485916	7038590	22	4,0 m	31	38	39
B24	486028	7038728	30	4,0 m	32	37	38
B25	486803	7038708	19	4,0 m	31	37	38
B26	487264	7038967	20	4,0 m	34	40	41
B27	488184	7038994	5	4,0 m	35	41	42
B28	488247	7039359	17	4,0 m	35	42	43
B29	488277	7039501	32	4,0 m	35	42	43

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations D01

Akustikkonsulten

					After RePowering - L_{den} [dBA]		
					(D01-1)	(A01-2)	(D01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1 (RePower)	Hitra 2	Cumulative
B30	488282	7039467	31	4,0 m	36	43	43
B31	488875	7039455	24	4,0 m	37	43	44
B32	489145	7039223	10	4,0 m	35	40	42
B33	489496	7039430	10	4,0 m	35	41	42
B34	489521	7039457	13	4,0 m	35	41	42
B35	489592	7039497	18	4,0 m	36	42	43
B36	491155	7039305	15	4,0 m	36	41	42
B37	491267	7039472	17	4,0 m	36	41	42
B38	491495	7039305	16	4,0 m	33	38	39
B39	491678	7039371	25	4,0 m	34	38	40
B40	492008	7039372	15	4,0 m	35	39	40
B41	492386	7039052	15	4,0 m	32	37	38
F1	492489	7047043	68	4,0 m	37	40	42
F2	491131	7045941	70	4,0 m	42	45	47
F3	491101	7046021	72	4,0 m	42	45	47
F4	489070	7048636	37	4,0 m	38	41	43
F5	489073	7048457	30	4,0 m	39	41	43
F6	489049	7048309	10	4,0 m	39	41	43
F7	488867	7048525	53	4,0 m	39	41	43
F8	488668	7048292	5	4,0 m	40	41	44
F9	488617	7048475	58	4,0 m	39	42	44
F10	488548	7048325	27	4,0 m	41	43	45
F11	488229	7048305	8	4,0 m	40	41	44
F12	488095	7048436	31	4,0 m	39	42	44
F13	487920	7048521	41	4,0 m	39	41	43
F14	487475	7048441	37	4,0 m	38	40	43
F15	487192	7048642	51	4,0 m	37	39	42
F16	486884	7048287	10	4,0 m	36	40	41
F17	486850	7048306	15	4,0 m	36	40	41

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations D01

Akustikkonsulten

					After RePowering - L_{den} [dBA]		
					(D01-1)	(A01-2)	(D01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1 (RePower)	Hitra 2	Cumulative
F18	486832	7048463	37	4,0 m	36	40	41
F19	486794	7048323	17	4,0 m	36	40	41
F20	486791	7048345	21	4,0 m	36	40	41
F21	486769	7048317	12	4,0 m	36	40	41
F22	486747	7048344	17	4,0 m	36	39	41
F23	486729	7048330	13	4,0 m	36	39	41
F24	486622	7048494	28	4,0 m	35	39	41
F25	485948	7048914	14	4,0 m	34	37	39
F26	485737	7048750	5	4,0 m	34	38	40
F27	486924	7047911	26	4,0 m	37	41	42
F28	486748	7047811	35	4,0 m	37	41	43
F29	486860	7045099	71	4,0 m	42	48	49
F30	485987	7043467	92	4,0 m	36	44	45
F31	485604	7042437	96	4,0 m	35	43	43
F32	485991	7038415	12	4,0 m	32	37	38
F33	486120	7038448	8	4,0 m	31	37	38
F34	486274	7038469	5	4,0 m	32	37	38
F35	486295	7038476	5	4,0 m	32	37	38
F36	486450	7038599	22	4,0 m	33	38	39
F37	486495	7038636	29	4,0 m	33	38	39
F38	486506	7038528	12	4,0 m	33	38	39
F39	486542	7038573	14	4,0 m	31	36	37
F40	486574	7038537	8	4,0 m	32	38	39
F41	486572	7038668	25	4,0 m	33	38	39
F42	486607	7038611	19	4,0 m	33	38	39
F43	486646	7038632	16	4,0 m	33	38	40
F44	486666	7038665	19	4,0 m	33	39	40
F45	486756	7038639	10	4,0 m	33	38	39
F46	486752	7038730	23	4,0 m	33	39	40

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations D01

Akustikkonsulten

					After RePowering - L_{den} [dBA]		
					(D01-1)	(A01-2)	(D01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1 (RePower)	Hitra 2	Cumulative
F47	487195	7039695	32	4,0 m	34	42	43
F48	487368	7038969	25	4,0 m	33	39	40
F49	487375	7038795	8	4,0 m	33	40	41
F50	487753	7039012	10	4,0 m	33	37	38
F51	488418	7039310	11	4,0 m	35	41	42
F52	489457	7039290	11	4,0 m	36	42	43
F53	489512	7039298	5	4,0 m	36	41	42
F54	489716	7039469	25	4,0 m	36	42	43
F55	489796	7039482	24	4,0 m	37	43	44
F56	489828	7039487	23	4,0 m	36	42	43
F57	489889	7039483	17	4,0 m	36	41	42
F58	489953	7039479	15	4,0 m	37	42	43
F59	490049	7039525	12	4,0 m	36	42	43
F60	490095	7039517	16	4,0 m	37	43	44
F61	490135	7039516	18	4,0 m	36	42	43
F62	490217	7039530	15	4,0 m	37	42	44
F63	490556	7039456	5	4,0 m	36	42	43
F64	490891	7039556	15	4,0 m	37	43	44
F65	490974	7039293	7	4,0 m	36	41	42
F66	491017	7039344	7	4,0 m	36	41	43
F67	491055	7039218	5	4,0 m	34	40	41
F68	491062	7039263	10	4,0 m	36	41	42
F69	491093	7039331	10	4,0 m	36	42	43
F70	491113	7039288	10	4,0 m	36	41	42
F71	491116	7039488	13	4,0 m	35	40	41
F72	491204	7039194	9	4,0 m	35	41	42
F73	491354	7039225	13	4,0 m	33	38	39
F74	491384	7039168	7	4,0 m	34	39	40
F75	491390	7039237	15	4,0 m	34	39	40

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations D01

Akustikkonsulten

					After RePowering - L_{den} [dBA]		
					(D01-1)	(A01-2)	(D01-3)
NSA	X [m]	Y [m]	$Z_{,ground}$ [mas]	Calculation height [m]	Hitra 1 (RePower)	Hitra 2	Cumulative
F76	491444	7039152	6	4,0 m	34	39	40
F77	491491	7039150	8	4,0 m	34	40	41
F78	491648	7039341	20	4,0 m	33	38	39
F79	491662	7039195	8	4,0 m	34	39	40
F80	491816	7039235	5	4,0 m	34	38	39
F81	491818	7039239	5	4,0 m	33	38	39
F82	491894	7039263	10	4,0 m	34	39	40
F83	491947	7039308	10	4,0 m	35	39	40
F84	492095	7039290	15	4,0 m	35	39	40
F85	492138	7039357	23	4,0 m	34	38	39
F86	492158	7039292	12	4,0 m	34	38	40
F87	492202	7039259	13	4,0 m	34	38	40
F88	492234	7039387	26	4,0 m	33	37	39
F89	492058	7039140	5	4,0 m	34	39	40
F90	492200	7039112	5	4,0 m	35	39	40
F91	492224	7039097	5	4,0 m	35	38	40
F92	492243	7039114	9	4,0 m	34	38	39
F93	492034	7038935	4	4,0 m	35	38	40
F94	492068	7038919	5	4,0 m	35	38	40
F95	492133	7038841	6	4,0 m	32	36	37
F96	492328	7038741	7	4,0 m	31	35	37
F97	492493	7038928	5	4,0 m	33	37	38

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Point calculations D01

Akustikkonsulten

Information:
NSA B1-B41 are residential dwellings.
NSA F1-F9, marked with **green**, are recreational dwellings.
L_{DEN} >45 dBA are marked in **red**.

Normal rounding rules apply, in accordance with Klima- og miljødepartementets retningslinje (T-1442/2021):
"Vanlige avrundingsregler gjelder for beregning av lydnivå. Dette betyr at et beregnet lydnivå på L_{den} 55,4 avrundes til L_{den} = 55 dB, og tilfredsstiller dermed grenseverdien L_{den} ≤ 55 dB. L_{den} 55,5 avrundes oppover til L_{den} = 56 dB og tilfredsstiller ikke grenseverdien L_{den} ≤ 55 dB."

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Date: 2025-11-13
Project: Wind farm Hitra 1 RePowered

Distance NSA-WTG (D01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (D01 - Hitra 1 RePowered)

	Hitra 2																									
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**
B1	7767	6717	8245	3747	4490	5077	6583	8205	3258	8255	4051	7939	5321	6220	6970	7672	7744	5490	8567	7018	6917	4183	6369	3566	3240	8750
B2	7633	6545	8106	3571	4312	4904	6408	8038	3090	8093	3873	7794	5193	6094	6801	7545	7578	5321	8401	6876	6753	4018	6203	3425	3089	8589
B3	7553	6447	8023	3471	4212	4806	6309	7942	2995	8000	3773	7709	5117	6019	6705	7469	7483	5225	8306	6792	6659	3923	6108	3344	3002	8497
B4	6960	5478	7382	2480	3170	3835	5296	7020	2159	7142	2727	7023	4626	5531	5777	6944	6581	4315	7404	6138	5793	3077	5223	2819	2386	7655
B5	6980	5471	7399	2474	3157	3829	5284	7017	2170	7144	2715	7037	4653	5558	5773	6967	6579	4314	7402	6155	5794	3084	5224	2848	2412	7658
B6	6860	5320	7274	2325	3004	3679	5131	6868	2039	6999	2561	6908	4549	5451	5625	6854	6432	4168	7255	6029	5650	2946	5079	2749	2305	7515
B7	7110	5160	7470	2311	2817	3583	4902	6746	2314	6960	2407	7067	4955	5828	5519	7165	6344	4140	7153	6240	5629	3091	5050	3242	2771	7487
B8	7202	5235	7561	2399	2895	3664	4973	6822	2409	7041	2488	7156	5050	5923	5597	7259	6423	4224	7231	6331	5712	3183	5133	3336	2866	7568
B9	7155	5114	7502	2330	2784	3563	4841	6703	2399	6937	2389	7090	5043	5906	5484	7224	6311	4132	7115	6278	5615	3134	5037	3360	2890	7465
B10	7266	5209	7611	2439	2884	3664	4931	6798	2511	7037	2492	7198	5155	6018	5582	7336	6409	4236	7211	6388	5717	3245	5139	3469	2999	7565
B11	7211	5141	7554	2382	2818	3600	4862	6731	2468	6972	2429	7140	5111	5971	5516	7285	6343	4173	7144	6332	5653	3191	5075	3435	2965	7500
B12	6871	4752	7202	2034	2435	3221	4471	6342	2193	6588	2055	6782	4823	5668	5129	6958	5956	3798	6756	5987	5274	2859	4697	3200	2733	7117
B13	7227	5131	7565	2394	2814	3598	4847	6721	2497	6967	2430	7149	5140	5997	5509	7304	6336	4174	7135	6346	5652	3208	5074	3473	3002	7496
B14	7327	5123	7648	2491	2841	3633	4819	6712	2665	6983	2482	7223	5295	6139	5514	7421	6340	4219	7130	6439	5682	3322	5107	3667	3199	7512
B15	7452	5221	7770	2618	2952	3745	4912	6810	2799	7088	2601	7343	5428	6270	5617	7549	6442	4334	7230	6563	5792	3451	5219	3802	3334	7618
B16	7559	5329	7879	2724	3061	3855	5018	6917	2896	7197	2709	7452	5528	6372	5725	7655	6551	4443	7337	6671	5901	3556	5328	3892	3424	7726
B17	7470	5156	7774	2651	2926	3720	4833	6740	2889	7037	2598	7339	5498	6326	5561	7581	6384	4314	7163	6577	5755	3491	5186	3910	3446	7567
B18	7636	5293	7935	2821	3081	3874	4962	6874	3063	7180	2761	7499	5672	6499	5702	7750	6523	4470	7298	6742	5904	3662	5337	4084	3619	7709
B19	7573	5153	7857	2789	2988	3776	4811	6728	3088	7050	2694	7414	5666	6477	5570	7702	6388	4376	7153	6675	5790	3632	5228	4125	3666	7579
B20	7915	5463	8196	3135	3324	4111	5111	7031	3425	7366	3038	7751	6011	6823	5885	8047	6700	4711	7458	7018	6116	3978	5556	4458	3996	7893
B21	7863	5334	8127	3129	3256	4033	4971	6892	3471	7244	2998	7676	6020	6814	5764	8009	6573	4633	7320	6963	6013	3969	5460	4516	4060	7770
B22	5433	4900	4906	7895	7207	6545	5079	3462	8364	3627	7648	4779	7221	6729	4661	5888	3948	6136	3175	5514	4813	7456	5301	8359	8516	3295
B23	5460	4968	4929	7964	7279	6613	5151	3522	8430	3675	7719	4810	7268	6768	4725	5912	4006	6201	3228	5554	4871	7521	5362	8418	8578	3335
B24	5289	4801	4760	7799	7117	6447	4990	3347	8260	3497	7556	4637	7090	6592	4553	5743	3831	6030	3051	5377	4695	7350	5189	8243	8405	3158
B25	4686	4631	4137	7619	6978	6264	4882	3081	8026	3093	7410	4067	6641	6075	4323	5124	3540	5798	2721	4869	4383	7101	4916	7915	8114	2678
B26	4168	4319	3615	7280	6665	5930	4604	2738	7657	2670	7090	3561	6173	5581	3979	4602	3173	5440	2348	4382	3992	6726	4542	7498	7715	2221
B27	3514	4325	2941	7167	6620	5849	4675	2754	7466	2473	7025	2988	5714	5034	3925	3911	3098	5309	2326	3881	3818	6535	4394	7185	7449	1951
B28	3194	3974	2626	6801	6259	5486	4333	2415	7096	2108	6662	2644	5356	4690	3568	3606	2743	4943	1986	3527	3451	6166	4028	6816	7079	1584
B29	3069	3840	2504	6658	6120	5345	4203	2288	6952	1967	6521	2509	5215	4554	3431	3486	2606	4800	1859	3387	3308	6021	3885	6671	6934	1442
B30	3091	3874	2524	6692	6154	5379	4237	2322	6985	2002	6555	2534	5244	4580	3465	3506	2641	4834	1893	3415	3342	6055	3919	6702	6966	1476
B31	2735	4037	2159	6720	6235	5447	4433	2571	6955	2122	6617	2271	5029	4300	3600	3110	2803	4876	2157	3194	3394	6034	3971	6585	6882	1603
B32	2803	4348	2233	6975	6512	5721	4751	2909	7184	2434	6887	2415	5170	4404	3904	3140	3120	5143	2500	3346	3672	6270	4245	6774	7086	1926
B33	2474	4301	1915	6817	6390	5596	4720	2949	6990	2413	6750	2154	4884	4091	3847	2783	3099	5008	2564	3083	3566	6087	4129	6531	6860	1942
B34	2440	4288	1882	6795	6371	5577	4709	2944	6964	2404	6730	2125	4853	4057	3834	2748	3089	4988	2562	3053	3549	6063	4110	6502	6832	1937
B35	2378	4285	1824	6767	6351	5557	4709	2962	6930	2411	6707	2081	4799	3998	3830	2679	3093	4966	2585	3006	3536	6031	4094	6457	6791	1953
B36	2560	5350	2241	7387	7113	6338	5797	4282	7401	3660	7408	2704	4937	4037	4891	2585	4286	5739	3965	3435	4487	6579	4973	6731	7132	3310
B37	2441	5305	2158	7276	7019	6249	5753	4286	7274	3657	7306	2631	4788	3884	4848	2437	4268	5651	3984	3326	4430	6462	4903	6587	6992	3330
B38	2684	5583	2426	7521	7277	6510	6032	4568	7504	3939	7558	2903	4992	4085	5127	2649	4551	5913	4263	3576	4706	6703	5174	6797	7209	3609
B39	2707	5668	2488	7538	7314	6552	6118	4692	7503	4059	7586	2971	4966	4057	5214	2637	4658	5958	4397	3605	4783	6715	5238	6775	7193	3745
B40	2880	5911	2714	7687	7491	6739	6361	4982	7623	4344	7750	3201	5051	4144	5461	2760	4930	6149	4696	3781	5017	6857	5455	6862	7289	4046
B41	3361	6406	3208	8149	7968	7220	6856	5466	8067	4831	8220	3695	5474	4571	5956	3217	5422	6632	5174	4260	5512	7316	5947	7283	7717	4521
F1	5707	6197	6273	4187	4852	4935	6302	7256	3476	7034	4586	6143	3449	4105	6222	5431	6770	4980	7491	5253	5921	3902	5550	2704	2888	7412
F2	4266	4449	4802	2743	3293	3250	4565	5533	2111	5347	3112	4598	1838	2646	4476	4082	5044	3244	5786	3674	4188	2267	3803	1111	1470	5754
F3	4340	4474	4874	2707	3272	3250	4581	5575	2065	5398	3081	4664	1905	2721	4509	4160	5087	3260	5834	3739	4229	2255	3835	1084	1424	5809
F4	7015	5567	7442	2568	3265	3923	5389	7106	2229	7221	2822	7087	4668	5575	5862	6992	6664	4397	7488	6198	5872	3151	5304	2858	2433	7734

	Hitra 1 RePowered														
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
B1	3164	3725	6707	6029	7505	5469	4559	4544	7274	4817	6810	6175	4852	3985	6993
B2	2988	3558	6576	5893	7359	5313	4396	4371	7141	4672	6663	6016	4695	3829	6837
B3	2889	3463	6498	5813	7274	5222	4302	4273	7062	4588	6576	5924	4605	3740	6746
B4	1932	2620	5955	5240	6584	4454	3475	3313	6490	3959	5877	5119	3846	3026	5954
B5	1932	2628	5978	5262	6598	4465	3483	3308	6512	3980	5891	5126	3858	3043	5961
B6	1788	2493	5865	5147	6468	4331	3346	3160	6394	3862	5762	4988	3727	2920	5823
B7	1930	2690	6183	5460	6631	4479	3481	3116	6674	4181	5934	5065	3917	3223	5890
B8	2024	2784	6277	5554	6721	4569	3572	3201	6767	4275	6024	5153	4010	3318	5976
B9	1997	2752	6247	5525	6657	4510	3518	3114	6727	4253	5964	5077	3963	3300	5895
B10	2109	2863	6358	5637	6765	4619	3628	3219	6838	4365	6073	5183	4073	3412	6001
B11	2062	2814	6308	5587	6707	4563	3572	3158	6786	4318	6016	5123	4020	3366	5939
B12	1769	2504	5987	5269	6352	4214	3232	2789	6454	4012	5664	4759	3686	3072	5570
B13	2088	2836	6329	5609	6717	4575	3587	3162	6804	4342	6027	5130	4037	3393	5944
B14	2242	2975	6453	5736	6795	4666	3690	3223	6914	4483	6111	5194	4147	3544	5998
B15	2376	3106	6582	5866	6916	4791	3817	3342	7042	4614	6234	5313	4275	3677	6114
B16	2474	3208	6687	5970	7024	4898	3923	3451	7148	4716	6342	5422	4381	3777	6223
B17	2457	3169	6622	5910	6916	4806	3847	3340	7069	4673	6241	5305	4309	3747	6096
B18	2632	3342	6792	6081	7077	4972	4016	3502	7237	4846	6404	5465	4479	3921	6252
B19	2652	3337	6753	6047	6996	4912	3973	3430	7184	4830	6331	5380	4438	3922	6155
B20	2990	3681	7098	6393	7334	5255	4319	3772	7529	5175	6672	5717	4784	4265	6488
B21	3033	3696	7072	6373	7265	5211	4295	3722	7487	5176	6612	5646	4761	4284	6403
B22	8466	7904	6226	6493	5019	6348	7107	7076	5792	7196	5459	5637	6918	7760	4958
B23	8534	7970	6262	6537	5056	6406	7170	7144	5824	7251	5503	5694	6977	7821	5008
B24	8367	7799	6086	6359	4880	6230	6998	6977	5650	7075	5326	5518	6803	7647	4831
B25	8172	7559	5551	5889	4354	5897	6731	6785	5080	6708	4863	5177	6492	7353	4431
B26	7822	7187	5052	5413	3861	5485	6349	6443	4570	6276	4395	4765	6088	6954	3995
B27	7678	6997	4488	4940	3350	5212	6143	6334	3961	5934	3967	4508	5829	6697	3688
B28	7310	6627	4146	4583	2996	4842	5773	5968	3629	5566	3603	4138	5458	6327	3318
B29	7166	6483	4012	4443	2857	4697	5629	5826	3499	5421	3460	3993	5313	6181	3173
B30	7200	6516	4037	4471	2884	4729	5662	5860	3523	5452	3490	4026	5346	6214	3205
B31	7201	6491	3749	4254	2669	4668	5635	5901	3202	5326	3331	3992	5284	6143	3157
B32	7444	6724	3852	4398	2833	4891	5870	6163	3289	5515	3516	4232	5505	6356	3398
B33	7267	6535	3541	4120	2587	4696	5687	6018	2969	5276	3286	4063	5303	6142	3237
B34	7243	6510	3508	4088	2559	4671	5663	5997	2936	5247	3258	4040	5278	6116	3216
B35	7211	6476	3450	4037	2516	4637	5631	5973	2876	5203	3218	4012	5242	6077	3191
B36	7745	6986	3563	4270	3105	5207	6194	6667	3019	5551	3765	4722	5752	6498	4003
B37	7624	6863	3420	4133	3019	5098	6080	6567	2886	5417	3665	4633	5634	6368	3932
B38	7859	7099	3637	4354	3284	5346	6323	6820	3115	5642	3921	4895	5874	6595	4204
B39	7865	7104	3627	4347	3339	5370	6339	6850	3121	5636	3959	4940	5886	6592	4269
B40	7994	7235	3742	4465	3549	5532	6488	7018	3263	5752	4144	5133	6030	6711	4490
B41	8444	7686	4191	4913	4040	6003	6951	7491	3729	6195	4627	5618	6491	7155	4983
F1	3799	3672	4657	4206	5782	4435	4049	4533	5216	3548	5227	5090	3993	3386	5702
F2	2524	2146	3183	2613	4203	2688	2348	2903	3762	1802	3589	3355	2251	1731	4007
F3	2473	2117	3256	2679	4267	2722	2350	2892	3835	1837	3648	3395	2270	1721	4058
F4	2014	2692	6004	5291	6647	4523	3548	3399	6543	4013	5941	5192	3913	3086	6026

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (D01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (D01 - Hitra 1 RePowered)

	Hitra 2																										Hitra 1 RePowered													
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
F5	6839	5396	7264	2396	3100	3751	5222	6931	2050	7044	2658	6908	4498	5403	5688	6819	6488	4222	7313	6020	5695	2972	5127	2689	2259	7556	1839	2514	5830	5116	6469	4344	3370	3225	6367	3837	5763	5013	3734	2908	5848
F6	6698	5247	7121	2248	2955	3602	5075	6782	1902	6894	2513	6763	4366	5271	5538	6682	6338	4072	7163	5877	5545	2823	4978	2560	2125	7406	1689	2365	5693	4978	6323	4196	3221	3076	6228	3697	5617	4865	3587	2765	5699
F7	6947	5408	7362	2413	3089	3768	5217	6957	2128	7089	2647	6997	4632	5535	5713	6940	6521	4258	7344	6118	5740	3036	5169	2831	2389	7605	1878	2583	5951	5234	6557	4421	3436	3249	6481	3949	5851	5078	3816	3008	5913
F8	6767	5136	7168	2151	2806	3501	4935	6693	1928	6841	2365	6793	4494	5390	5451	6778	6263	4005	7085	5925	5493	2813	4919	2713	2256	7359	1639	2368	5789	5068	6353	4207	3214	2988	6309	3780	5648	4850	3610	2827	5685
F9	6957	5305	7358	2327	2968	3674	5096	6866	2117	7020	2529	6981	4682	5579	5625	6967	6439	4184	7260	6115	5673	3000	5098	2897	2442	7540	1823	2557	5978	5258	6542	4395	3401	3165	6499	3970	5837	5035	3799	3017	5870
F10	6830	5144	7225	2172	2806	3515	4933	6708	1988	6867	2368	6844	4575	5468	5467	6848	6282	4030	7102	5983	5520	2859	4945	2803	2342	7387	1679	2420	5860	5138	6405	4255	3259	3009	6375	3849	5700	4890	3663	2894	5724
F11	6903	5073	7279	2154	2725	3467	4838	6650	2077	6838	2298	6885	4705	5587	5415	6943	6236	4005	7052	6042	5498	2897	4920	2967	2498	7362	1720	2478	5957	5234	6448	4293	3293	2979	6459	3949	5746	4902	3717	2989	5732
F12	7070	5188	7440	2298	2840	3594	4941	6769	2252	6970	2420	7042	4885	5764	5538	7115	6361	4142	7174	6205	5634	3058	5055	3152	2683	7495	1885	2645	6130	5407	6606	4451	3452	3115	6629	4123	5905	5051	3881	3164	5879
F13	7208	5258	7570	2411	2916	3682	4998	6844	2408	7060	2506	7166	5047	5922	5618	7262	6443	4240	7252	6339	5729	3190	5150	3328	2858	7587	2027	2788	6279	5557	6731	4578	3580	3216	6772	4276	6033	5165	4016	3318	5990
F14	7298	5167	7632	2462	2860	3648	4876	6757	2586	7012	2485	7213	5226	6080	5549	7380	6376	4228	7173	6415	5701	3282	5124	3568	3098	7541	2172	2917	6407	5688	6782	4643	3658	3220	6878	4424	6093	5190	4110	3477	6001
F15	7597	5380	7919	2761	3107	3900	5071	6969	2920	7246	2752	7493	5556	6403	5775	7690	6601	4488	7388	6709	5948	3591	5374	3911	3442	7775	2501	3238	6721	6003	7065	4937	3960	3493	7184	4747	6382	5464	4416	3805	6267
F16	7416	5059	7711	2612	2851	3644	4729	6640	2885	6946	2538	7273	5477	6296	5468	7536	6289	4241	7064	6521	5672	3454	5105	3917	3456	7475	2450	3146	6581	5872	6851	4753	3803	3279	7021	4645	6181	5238	4267	3729	6022
F17	7449	5082	7742	2647	2881	3673	4750	6663	2923	6971	2571	7304	5514	6332	5493	7570	6314	4270	7087	6553	5699	3490	5133	3956	3494	7500	2488	3183	6616	5907	6883	4786	3837	3311	7054	4681	6213	5269	4301	3766	6052
F18	7596	5240	7893	2786	3035	3827	4908	6821	3041	7129	2719	7455	5643	6467	5650	7713	6472	4424	7245	6701	5856	3628	5289	4066	3602	7658	2608	3313	6757	6046	7034	4932	3979	3460	7199	4815	6362	5421	4443	3894	6206
F19	7490	5107	7781	2694	2917	3708	4772	6686	2977	6999	2612	7341	5564	6380	5520	7614	6340	4306	7111	6594	5731	3537	5166	4011	3550	7528	2541	3233	6661	5953	6921	4828	3882	3351	7098	4730	6253	5306	4347	3817	6087
F20	7511	5129	7802	2713	2938	3730	4794	6708	2993	7021	2632	7362	5582	6399	5542	7634	6362	4328	7133	6615	5753	3556	5188	4026	3565	7550	2558	3252	6681	5973	6942	4849	3902	3372	7118	4749	6274	5328	4367	3835	6109
F21	7497	5105	7786	2704	2920	3711	4768	6683	2992	6998	2618	7345	5576	6390	5519	7622	6338	4309	7108	6601	5732	3547	5167	4027	3567	7527	2556	3246	6671	5963	6926	4835	3891	3356	7106	4742	6258	5311	4356	3830	6090
F22	7531	5135	7820	2739	2954	3744	4797	6713	3026	7029	2652	7379	5611	6425	5549	7657	6369	4343	7138	6635	5764	3582	5200	4061	3600	7558	2590	3281	6705	5998	6959	4869	3926	3391	7140	4776	6292	5344	4391	3865	6123
F23	7528	5124	7815	2739	2948	3738	4785	6701	3031	7019	2649	7373	5613	6426	5539	7654	6358	4336	7126	6631	5756	3582	5192	4067	3607	7548	2595	3283	6704	5997	6954	4866	3924	3386	7138	4777	6288	5339	4389	3867	6116
F24	7723	5304	8009	2934	3140	3929	4960	6878	3218	7202	2844	7567	5806	6621	5722	7850	6540	4528	7304	6826	5943	3777	5381	4251	3789	7731	2783	3476	6900	6193	7148	5062	4120	3581	7333	4972	6483	5532	4585	4059	6308
F25	8426	5867	8688	3687	3818	4593	5495	7414	4006	7781	3562	8236	6574	7374	6302	8573	7106	5193	7843	7527	6562	4528	6013	5042	4582	8305	3569	4247	7635	6935	7825	5775	4857	4286	8051	5733	7174	6207	5324	4834	6959
F26	8402	5773	8648	3714	3791	4552	5390	7306	4076	7689	3561	8190	6609	7392	6214	8563	7010	5151	7735	7501	6492	4550	5951	5123	4668	8210	3638	4292	7635	6942	7784	5762	4866	4273	8038	5761	7144	6168	5332	4880	6905
F27	7067	4681	7353	2290	2486	3277	4351	6262	2622	6570	2188	6911	5174	5978	5091	7196	5912	3875	6686	6170	5299	3132	4734	3670	3218	7099	2184	2848	6249	5544	6492	4406	3469	2925	6679	4334	5826	4877	3935	3435	5655
F28	7068	4610	7340	2335	2467	3251	4267	6184	2715	6508	2199	6893	5229	6017	5028	7211	5845	3851	6610	6169	5254	3173	4694	3769	3324	7037	2278	2913	6272	5574	6478	4414	3496	2926	6690	4382	5820	4860	3962	3501	5627
F29	4858	1957	4997	1866	1117	1239	1572	3492	2570	3872	1479	4517	3781	4281	2405	5121	3191	1674	3921	3983	2734	2087	2247	3270	3080	4392	2417	2287	4331	3762	4151	2501	2083	1452	4591	2996	3601	2615	2405	2623	3217
F30	4712	1593	4631	3612	2840	2497	1247	2401	4261	2984	3261	4155	4605	4770	1939	5104	2353	2489	2792	4004	2455	3554	2328	4730	4664	3409	4192	3889	4598	4268	3929	3237	3372	2963	4631	4033	3650	2900	3484	4044	3036
F31	4819	2136	4608	4652	3887	3446	1982	2129	5271	2773	4319	4173	5236	5226	2287	5261	2311	3304	2409	4266	2773	4499	2871	5636	5623	3064	5237	4872	4949	4766	4055	3930	4264	3948	4853	4790	3964	3435	4293	4954	3300
F32	5503	5110	4964	8108	7429	6756	5303	3643	8565	3769	7868	4863	7357	6839	4856	5950	4125	6334	3336	5626	4987	7653	5487	8536	8703	3410	8676	8103	6327	6620	5122	6520	7299	7286	5878	7360	5588	5806	7097	7945	5107
F33	5380	5040	4840	8039	7365	6685	5242	3558	8489	3667	7804	4744	7252	6726	4778	5826	4037	6257	3242	5514	4898	7574	5403	8446	8619	3299	8605	8026	6212	6512	5008	6430	7217	7214	5759	7265	5480	5714	7010	7860	5007
F34	5246	4977	4703	7977	7310	6622	5191	3477	8417	3564	7747	4615	7143	6605	4704	5689	3953	6184	3151	5394	4811	7499	5323	8358	8537	3184	8540	7952	6088	6399	4886	6339	7139	7149	5630	7169	5368	5622	6924	7777	4905
F35	5225	4965	4682	7964	7299	6609	5180	3463	8403	3547	7736	4595	7125	6586	4691	5668	3938	6171	3135	5375	4796	7485	5309	8342	8522	3166	8527	7939	6069	6381	4866	6324	7124	7137	5609	7153	5350	5606	6908	7762	4888
F36	5027	4808	4484	7806	7146	6450	5033	3292	8236	3361	7582	4398	6934	6390	4525	5470	3764	6004	2956	5180	4619	7316	5137	8163	8347	2973	8366	7771	5872	6188	4670	6144	6953	6976	5412	6970	5158	5426	6731	7587	4702
F37	4969	4762	4426	7759	7101	6403	4989	3242	8187	3306	7537	4340	6877	6333	4476	5413	3713	5955	2904	5123	4567	7266	5086	8110	8296	2916	8318	7722	5815	6131	4613	6091	6903	6929	5354	6916	5102	5373	6679	7535	4647
F38	5029	4865	4482	7861	7205	6505	5095	3340	8286	3393	7641	4406	6959	6406	4576	5469	3809	6055	2998	5197	4661	7364	5184	8203	8391	2996	8420	7820	5885	6210	4685	6184	7000	7030	5419	7005	5182	5465	6774	7631	4734
F39	4972	4813	4426	7809	7154	6453	5045	3286	8232	3336	7589	4348	6901	6348	4522	5413	3754	6001	2942	5140	4606	7310	5129	8147	8336	2938	8367	7766	5828	6153	4627	6128	6945	6978	5362	6949	5124	5409	6718	7575	4677
F40	4971	4841	4423	7836	7184	6480	5077	3310	8257	3352	7618	4350	6912	6354	4548	5410	3777	6026	2963	5147	4626	7334	5152	8166	8357	2949	8393	7790	5832	6162	4633	6147	6968	7004	5363	6965	5135	5427	6738	7596	4692
F41	4889	4714	4345	7709	7056	6354	4947	3186	8133	3239	7490	4261	6806	6258	4423	5332	3655	5902	2843	5048	4506	7211	5029	8048	8237	2844	8267	7667	5738	6059	4537	6029	6846	6878	5275	6851	5030	5310	6619	7476	4580
F42	4898	4762	4351	7756	7105	6401	4999	3229	8176	3271	7540	4275	6833	6277	4467	5338	3696	5946	2882	5069	4545	7253	5071	8085	8276	2869	8313	7710	5756	6083	4556	6066	6887	6925	5289	6884	5055	5347	6657	7515	4611
F43	4855	4734	4308	7727	7078	6372	4973	3197	8145	3234	7512	4233	6793	6235	4437	5295	3663	5914	2847	5028	4511	7221	5038	8049	8242	2830	8283	7678	5714	6043	4514	6031	6854	6895	5246	6848	5016	5311	6622	7481	4574
F44	4818	4698	4272	7690	7042	6335	4938	3160	8107	3195	7476	4195	6755	6197	4399	5259	3625	5877	2809	4990	4473	7184	5000	8011	8204	2791	8246	7640	5676	6005	4476	5992	6817	6858	5209	6809	4977	5273	6584	7443	4535
F45	4766	4707	4216	7696	7053	6341	4955	3160	8106	3176	7485	4149	6725	6158	4401	5204	3620	5877	2801	4952	4464	7181	4996	7997	8196	2762	8250	7638	5634	5972	4437	5979	6812	6863	5162	6791	4947	5259	6574	7434	4515
F46	4711	4618	4164	7608	6964	6253	4865	3073	8020	3098	7397	4089	6652	6092	4314	5151	3535	5791	2718	4885	4381	7095	4911	7916	8113	2689	8162	7553	5570	5901	4371	5898	6727	6775	5102	6712	4875	5178	6491	7351	4437
F47	3781	3599	3264	6574	5948	5221	3876	2030	6969	2038	6376	3122	5609	5082	3274	4240	2481	4744	1660	3869	3321	6042	3857	6854	7053	1653	7122	6501	4573	4866	3367	4836	5671	5738	4135	5651	3835	4116	5430	6291	3379
F48	4090	4311	3534	7262	6655	5915	4604	2726	7631	2634	7078	3489	6117	5515	3964	4521	3152	5418	2329	4319	3963	6700	4517	7458	7681	2174	7801	7161	4984	5355	3797	5448	6320	6425	4497	6232	4340	4729	6053	6920	3952
F49	4205	4484	3644	7434	6828	6087	4778	2898	7799	2797	7251	3617	6263	5650	4136	4629	3323	5589	2500	4458	4130	6868	4686	7619	7845	2330	7972	7329	5115	5499	3933	5610	6487	6596	4620	6390	4487	4892	6217	7085	4110

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (D01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (D01 - Hitra 1 RePowered)

	Hitra 2																									
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**
F50	3785	4267	3220	7175	6595	5839	4589	2678	7512	2496	7010	3212	5889	5252	3893	4203	3069	5321	2260	4072	3843	6580	4410	7289	7532	2001
F51	3121	4055	2549	6848	6321	5543	4424	2513	7127	2168	6719	2597	5331	4643	3640	3521	2818	4992	2085	3496	3499	6199	4077	6821	7094	1639
F52	2618	4410	2060	6949	6516	5722	4826	3033	7127	2513	6879	2298	5029	4236	3958	2925	3200	5136	2640	3227	3687	6223	4252	6674	7001	2030
F53	2592	4426	2037	6950	6522	5728	4844	3061	7123	2534	6883	2285	5010	4212	3974	2892	3220	5140	2671	3212	3697	6220	4260	6661	6992	2056
F54	2367	4370	1824	6818	6413	5619	4797	3067	6968	2507	6764	2107	4804	3991	3912	2649	3186	5026	2695	3025	3607	6074	4160	6478	6818	2059
F55	2333	4398	1797	6821	6424	5630	4827	3113	6963	2546	6772	2097	4778	3958	3940	2604	3222	5036	2746	3009	3626	6072	4176	6462	6806	2106
F56	2321	4410	1788	6823	6429	5636	4840	3133	6961	2562	6776	2094	4768	3945	3952	2587	3237	5041	2768	3003	3634	6072	4183	6456	6801	2126
F57	2311	4445	1785	6840	6452	5659	4877	3179	6972	2604	6796	2103	4764	3935	3986	2568	3278	5063	2817	3007	3663	6085	4209	6458	6807	2173
F58	2303	4483	1784	6858	6476	5683	4915	3228	6984	2649	6818	2114	4759	3926	4023	2548	3320	5087	2869	3012	3694	6100	4237	6461	6813	2224
F59	2242	4496	1735	6836	6465	5673	4931	3268	6951	2680	6802	2083	4703	3862	4035	2473	3345	5075	2917	2970	3696	6072	4233	6415	6771	2268
F60	2243	4528	1743	6855	6488	5696	4964	3309	6966	2718	6823	2099	4706	3862	4068	2467	3382	5099	2959	2982	3724	6088	4259	6423	6781	2309
F61	2240	4551	1746	6866	6503	5712	4988	3339	6973	2746	6836	2108	4704	3856	4090	2456	3408	5113	2992	2986	3744	6097	4277	6425	6785	2341
F62	2218	4587	1737	6873	6519	5729	5025	3393	6972	2795	6849	2114	4684	3830	4126	2420	3453	5130	3050	2980	3771	6101	4300	6413	6777	2398
F63	2294	4848	1871	7041	6717	5931	5291	3705	7108	3096	7034	2291	4747	3871	4387	2430	3741	5331	3374	3111	4012	6254	4525	6506	6884	2720
F64	2248	4987	1896	7058	6769	5991	5434	3923	7088	3299	7070	2352	4661	3768	4528	2315	3923	5391	3612	3107	4126	6255	4616	6443	6835	2958
F65	2523	5239	2169	7333	7041	6262	5685	4139	7364	3523	7344	2621	4930	4035	4779	2581	4158	5662	3815	3382	4385	6531	4881	6715	7109	3160
F66	2484	5229	2142	7300	7015	6237	5675	4145	7326	3526	7315	2598	4883	3987	4769	2533	4156	5637	3825	3348	4370	6496	4862	6671	7066	3170
F67	2615	5349	2272	7432	7145	6366	5795	4249	7457	3633	7446	2726	5012	4115	4889	2661	4268	5766	3923	3480	4494	6628	4989	6801	7197	3268
F68	2574	5320	2235	7392	7108	6330	5766	4228	7416	3611	7407	2691	4968	4071	4860	2617	4243	5730	3905	3440	4462	6587	4955	6758	7154	3251
F69	2517	5289	2189	7340	7061	6285	5736	4215	7359	3594	7358	2649	4904	4005	4830	2552	4222	5685	3898	3387	4427	6533	4916	6696	7094	3243
F70	2564	5335	2236	7388	7109	6332	5781	4256	7406	3637	7406	2696	4949	4050	4876	2597	4265	5733	3937	3435	4474	6581	4963	6741	7140	3282
F71	2374	5189	2063	7203	6933	6159	5637	4149	7215	3522	7226	2530	4751	3851	4731	2399	4139	5560	3842	3250	4320	6394	4801	6544	6944	3188
F72	2681	5465	2362	7508	7234	6458	5912	4384	7521	3765	7529	2824	5054	4152	5006	2701	4395	5859	4062	3556	4604	6700	5092	6849	7250	3408
F73	2702	5543	2412	7537	7277	6506	5991	4492	7536	3868	7566	2882	5045	4141	5085	2695	4490	5907	4177	3586	4674	6724	5153	6846	7253	3522
F74	2766	5606	2476	7601	7342	6570	6053	4548	7599	3926	7631	2946	5106	4201	5147	2757	4549	5972	4231	3651	4737	6788	5217	6908	7315	3577
F75	2704	5559	2421	7540	7284	6513	6007	4515	7535	3890	7571	2893	5039	4134	5101	2691	4510	5915	4202	3590	4688	6726	5165	6841	7249	3548
F76	2804	5658	2522	7640	7385	6614	6106	4607	7633	3984	7672	2994	5132	4227	5200	2785	4606	6016	4291	3690	4788	6825	5265	6936	7345	3637
F77	2824	5692	2550	7661	7409	6640	6140	4647	7650	4023	7694	3023	5143	4236	5235	2798	4643	6043	4333	3713	4820	6844	5295	6948	7358	3679
F78	2719	5667	2491	7553	7324	6561	6117	4681	7521	4049	7598	2973	4988	4080	5213	2656	4651	5966	4383	3616	4784	6730	5242	6797	7213	3730
F79	2856	5779	2614	7691	7456	6692	6229	4768	7663	4140	7733	3094	5134	4226	5324	2800	4750	6096	4462	3751	4900	6869	5364	6942	7358	3808
F80	2894	5862	2681	7721	7502	6742	6312	4880	7679	4248	7772	3165	5131	4223	5408	2812	4850	6149	4581	3793	4977	6896	5431	6941	7362	3928
F81	2891	5860	2679	7719	7500	6740	6310	4879	7676	4247	7770	3163	5128	4219	5407	2809	4849	6146	4581	3790	4975	6893	5429	6938	7359	3928
F82	2909	5899	2712	7731	7520	6762	6349	4933	7681	4299	7786	3197	5124	4216	5446	2814	4897	6170	4638	3809	5011	6904	5460	6935	7358	3986
F83	2899	5908	2716	7715	7511	6756	6358	4958	7659	4323	7774	3202	5095	4187	5457	2793	4915	6164	4667	3800	5017	6887	5462	6906	7331	4016
F84	2997	6030	2833	7800	7607	6856	6480	5097	7732	4460	7865	3320	5155	4249	5580	2871	5048	6267	4809	3898	5137	6969	5574	6966	7395	4159
F85	2968	6019	2818	7762	7576	6828	6469	5104	7688	4466	7830	3306	5105	4199	5570	2831	5047	6239	4821	3868	5123	6930	5555	6915	7346	4172
F86	3032	6076	2877	7829	7641	6892	6526	5151	7755	4514	7896	3365	5173	4267	5627	2898	5099	6303	4866	3932	5181	6997	5616	6983	7414	4216
F87	3085	6131	2932	7879	7693	6944	6581	5206	7803	4569	7947	3420	5218	4313	5682	2947	5154	6356	4920	3985	5236	7046	5670	7028	7459	4269
F88	3002	6073	2870	7782	7606	6861	6522	5176	7699	4537	7856	3358	5107	4204	5626	2850	5112	6275	4898	3901	5174	6948	5600	6917	7350	4250
F89	3101	6103	2914	7915	7712	6957	6553	5137	7856	4504	7975	3399	5288	4380	5651	2991	5102	6365	4840	4001	5214	7086	5661	7099	7525	4187
F90	3203	6227	3033	8007	7814	7062	6677	5274	7937	4640	8072	3519	5357	4451	5776	3077	5234	6472	4980	4104	5335	7176	5777	7168	7597	4327
F91	3229	6255	3060	8031	7839	7088	6705	5302	7961	4668	8097	3547	5379	4473	5804	3101	5263	6498	5008	4130	5363	7200	5804	7189	7619	4355
F92	3226	6258	3062	8026	7836	7086	6708	5311	7953	4676	8092	3549	5369	4463	5807	3095	5269	6496	5018	4127	5365	7194	5804	7179	7610	4366
F93	3262	6227	3051	8087	7872	7113	6676	5221	8038	4593	8140	3533	5478	4570	5772	3170	5203	6519	4912	4162	5344	7260	5801	7289	7713	4258
F94	3294	6262	3085	8117	7904	7145	6712	5258	8065	4630	8171	3568	5502	4595	5808	3198	5240	6552	4950	4193	5379	7290	5835	7314	7739	4296

	Hitra 1 RePowered														
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
F50	7702	7042	4713	5120	3543	5292	6193	6338	4209	6050	4120	4578	5904	6773	3778
F51	7350	6659	4096	4556	2965	4861	5804	6018	3568	5567	3591	4163	5478	6345	3337
F52	7402	6672	3686	4264	2729	4833	5823	6148	3115	5418	3427	4196	5441	6282	3368
F53	7400	6668	3663	4247	2718	4829	5820	6151	3090	5406	3417	4196	5436	6274	3370
F54	7255	6517	3445	4046	2545	4678	5674	6028	2868	5227	3250	4063	5280	6109	3247
F55	7254	6514	3414	4023	2536	4676	5673	6035	2836	5213	3242	4068	5275	6100	3256
F56	7254	6513	3402	4015	2533	4675	5672	6038	2824	5208	3239	4070	5273	6097	3260
F57	7267	6525	3394	4013	2543	4688	5686	6058	2815	5212	3249	4089	5285	6106	3282
F58	7282	6538	3386	4011	2554	4703	5701	6079	2807	5217	3260	4109	5297	6115	3305
F59	7254	6508	3325	3959	2522	4674	5674	6062	2746	5175	3227	4090	5265	6078	3294
F60	7270	6523	3327	3965	2538	4691	5691	6083	2747	5185	3243	4112	5280	6090	3318
F61	7279	6531	3323	3965	2546	4700	5700	6096	2743	5188	3250	4124	5288	6096	3333
F62	7282	6532	3300	3949	2550	4705	5704	6108	2721	5180	3252	4137	5289	6092	3352
F63	7431	6676	3358	4034	2717	4863	5860	6292	2787	5289	3408	4326	5434	6217	3564
F64	7426	6667	3277	3974	2759	4876	5867	6329	2721	5248	3428	4377	5430	6189	3648
F65	7701	6943	3548	4247	3031	5151	6142	6602	2994	5522	3703	4649	5705	6464	3914
F66	7665	6907	3503	4205	3005	5119	6109	6573	2951	5481	3673	4623	5670	6424	3894
F67	7797	7038	3633	4335	3134	5250	6240	6704	3082	5613	3804	4752	5802	6556	4020
F68	7756	6997	3589	4293	3097	5211	6200	6666	3040	5570	3765	4716	5761	6514	3986
F69	7701	6942	3527	4232	3052	5159	6147	6617	2980	5511	3715	4670	5707	6456	3946
F70	7748	6989	3572	4278	3099	5207	6195	6665	3026	5557	3763	4717	5754	6503	3994
F71	7559	6800	3376	4083	2926	5023	6009	6485	2832	5364	3583	4543	5566	6311	3830
F72	7866	7106	3681	4389	3225	5328	6315	6788	3138	5670	3886	4843	5873	6617	4122
F73	7885	7125	3680	4394	3274	5359	6341	6826	3148	5679	3925	4890	5896	6629	4183
F74	7949	7189	3743	4456	3339	5423	6405	6891	3211	5742	3989	4954	5960	6693	4246
F75	7886	7126	3677	4391	3283	5363	6344	6832	3147	5677	3930	4898	5897	6628	4194
F76	7985	7224	3772	4487	3384	5463	6443	6932	3244	5773	4031	4999	5996	6726	4295
F77	8003	7242	3786	4502	3411	5484	6463	6955	3261	5789	4055	5024	6016	6742	4324
F78	7881	7121	3646	4366	3344	5383	6354	6862	3137	5655	3968	4948	5901	6611	4272
F79	8022	7262	3789	4509	3470	5519	6492	6996	3277	5797	4101	5078	6041	6753	4394
F80	8043	7283	3800	4522	3531	5556	6522	7037	3301	5810	4148	5130	6068	6768	4462
F81	8040	7280	3797	4519	3529	5553	6519	7034	3298	5807	4146	5128	6065	6765	4460
F82	8047	7288	3801	4523	3557	5569	6531	7052	3308	5811	4167	5152	6076	6769	4492
F83	8028	7268	3778	4501	3557	5556	6516	7041	3292	5788	4161	5147	6059	6747	4495
F84	8105	7346	3852	4575	3668	5647	6601	7134	3377	5861	4262	5251	6143	6820	4609
F85	8062	7304	3809	4532	3648	5613	6563	7100	3340	5816	4234	5224	6104	6775	4591
F86	8129	7371	3876	4599	3709	5678	6630	7166	3406	5884	4298	5288	6171	6843	4651
F87	8178	7420	3925	4647	3763	5730	6680	7218	3457	5931	4351	5341	6221	6891	4706
F88	8076	7319	3823	4545	3693	5639	6584	7128	3364	5827	4270	5262	6124	6787	4638
F89	8226	7467	3976	4699	3757	5757	6716	7242	3492	5985	4362	5348	6259	6944	4693
F90	8310	7552	4058	4781	3871	5854	6808	7341	3584	6066	4467	5456	6349	7025	4810
F91	8334	7575	4081	4804	3898	5879	6832	7366	3608	6089	4494	5482	6374	7048	4838
F92	8327	7568	4074	4796	3898	5875	6827	7362	3603	6081	4491	5481	6368	7040	4839
F93	8404	7644	4157	4880	3901	5923	6888	7406	3665	6168	4518	5501	6432	7126	4831
F94	8432	7673	4184	4907	3935	5954	6917	7437	3694	6195	4550	5534	6462	7153	4866

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Distance NSA-WTG (D01)

Akustikkonsulten

Horizontal distance NSA-WTG [m] (D01 - Hitra 1 RePowered)

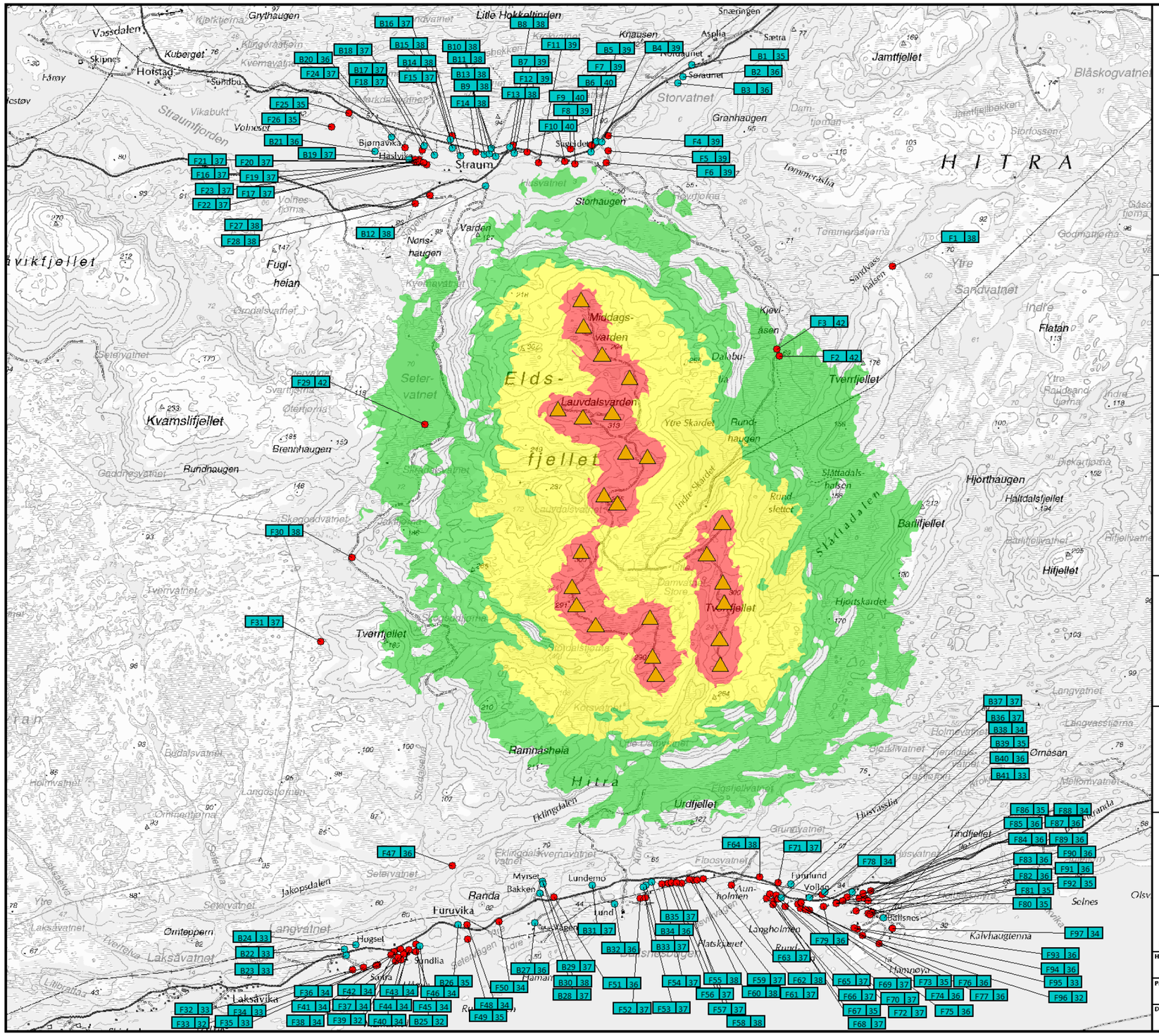
	Hitra 2																									Hitra 1 RePowered													
NSA	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
F95	3394	6363	**3186**	8215	8004	7246	6812	5354	8162	4727	8271	3669	5596	4688	5908	3295	5339	6653	5044	4294	5480	7388	5936	7407	7833	4390	8530	7770	4281	5004	4036	6054	7016	7537	3792	6291	4651	5635	6560	7250	4967
F96	3583	6573	**3391**	8395	8194	7439	7023	5573	8329	4946	8456	3875	5750	4844	6120	3467	5555	6847	5264	4483	5688	7564	6139	7560	7990	4609	8701	7942	4449	5172	4237	6238	7195	7723	3971	6457	4844	5830	6738	7417	5171
F97	3524	6568	**3371**	8310	8131	7384	7018	5620	8224	4986	8382	3858	5627	4725	6118	3377	5580	6796	5324	4424	5675	7476	6110	7435	7870	4671	8602	7845	4350	5072	4204	6165	7111	7654	3891	6353	4791	5781	6651	7312	5146

Information on distance
The distance corresponds to the horizontal distance in m between the NSA and the WTG. The WTG with the shortest distance to each NSA are marked with blue color in the table.

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Noise Map - Case A01-1

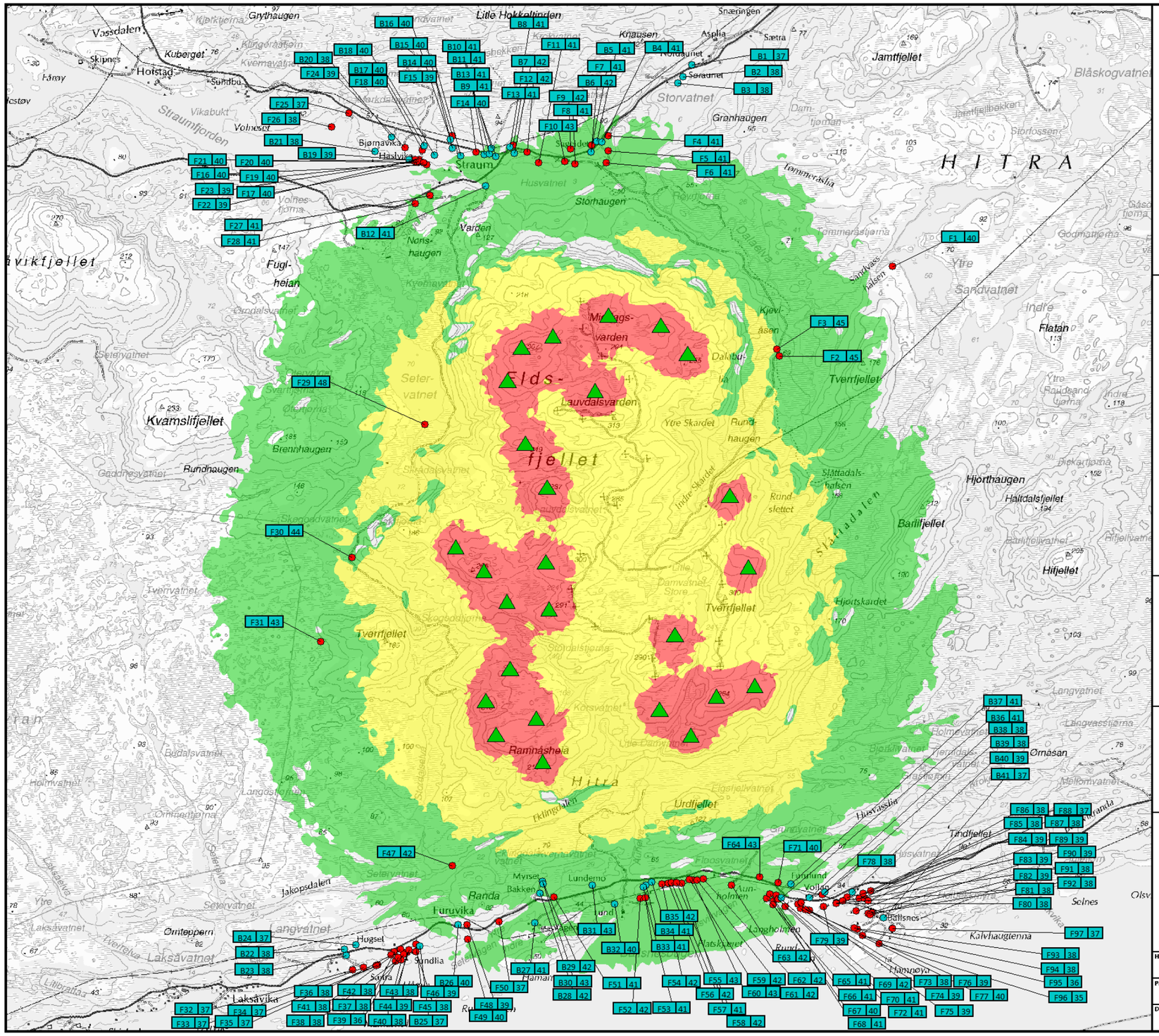
Akustikkonsulten



Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Noise Map - Case A01-2

Akustikkonsulten



Yearly Average, $L_{den,365\ days}$, in dBA
Result 4 m above ground

40 <	<= 45
45 <	<= 55
55 <	

- NSA Residential (B1-B41)
- NSA Recreational (F1-F97)
- WTG Hitra 2

NSA	L_{den} [dBA]	Index NSA

N

0 0,5 1 2 3 km

Windfarm Hitra
Current Situation

Hitra 2: 26 Vestas V117 3,6 MW
Full Power, no curtailment

Case: A01-2

Akustikkonsulten

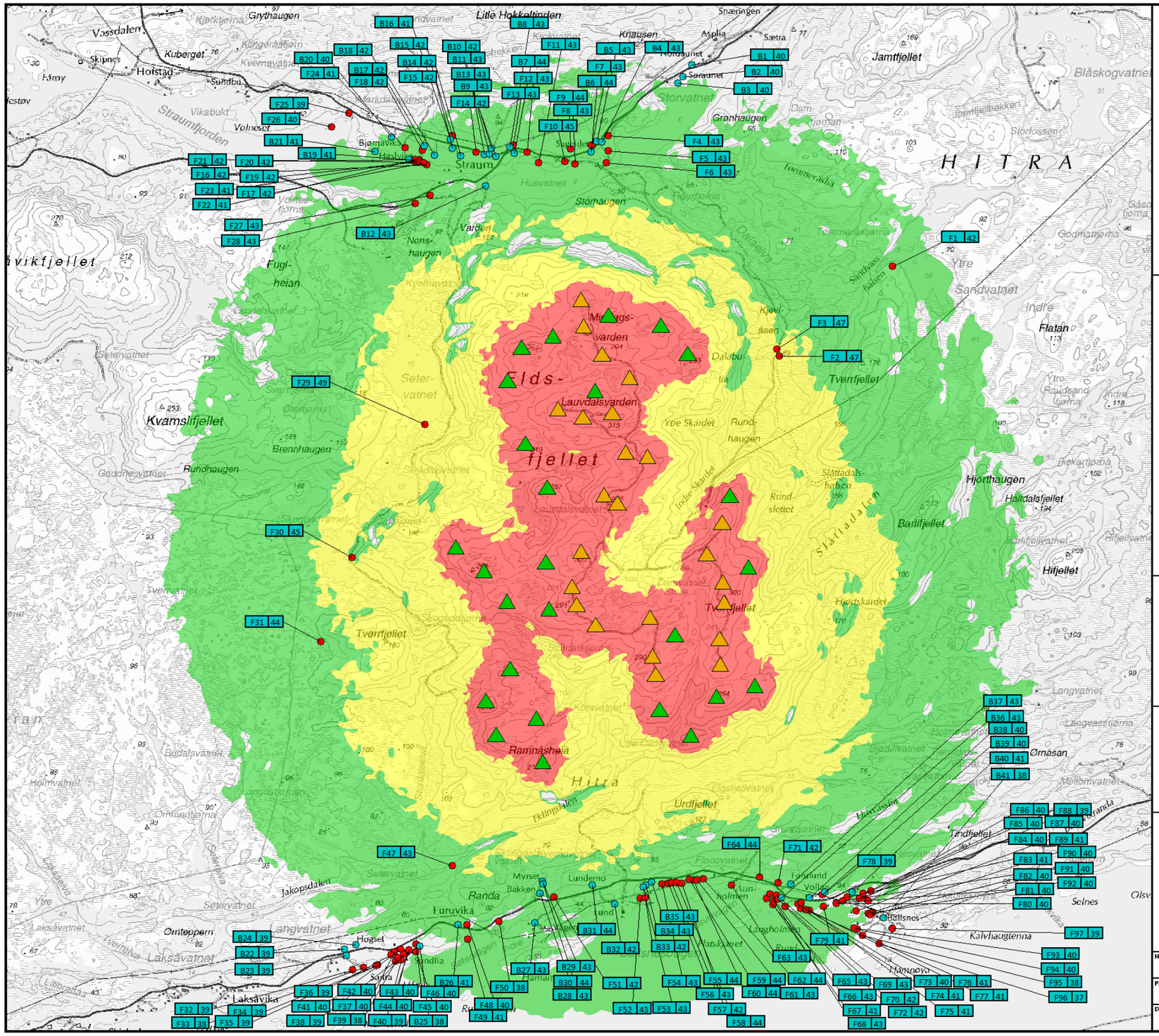
Beräknad med SoundPLAN 8.2 uppdatering 2024-10-18 www.akustikkonsulten.se

Handläggare	Kvalitetsgranskare
Jens Fredriksson	Paul Appelqvist
Projekt nr.	**Ritning**
10-16163	A01-2
Datum	
2025-11-11	

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Noise Map - Case A01-3

Akustikkonsulten



Yearly Average, $L_{den,365\ days}$, in dBA
Result 4 m above ground

40 <	<= 45
45 <	<= 55
55 <	

- NSA Residential (B1-B41)
- NSA Recreational (F1-F97)
- WTG Hitra 1
- WTG Hitra 2

NSA	L_{den} [dBA]	Index NSA

N

0 0,5 1 2 3 km

Windfarm Hitra
Current Situation
Hitra 1: 24 Bonus 2,3 MW
Hitra 2: 26 Vestas V117 3,6 MW
Full Power, no curtailment

Case: A01-1+A01-2

Akustikkonsulten

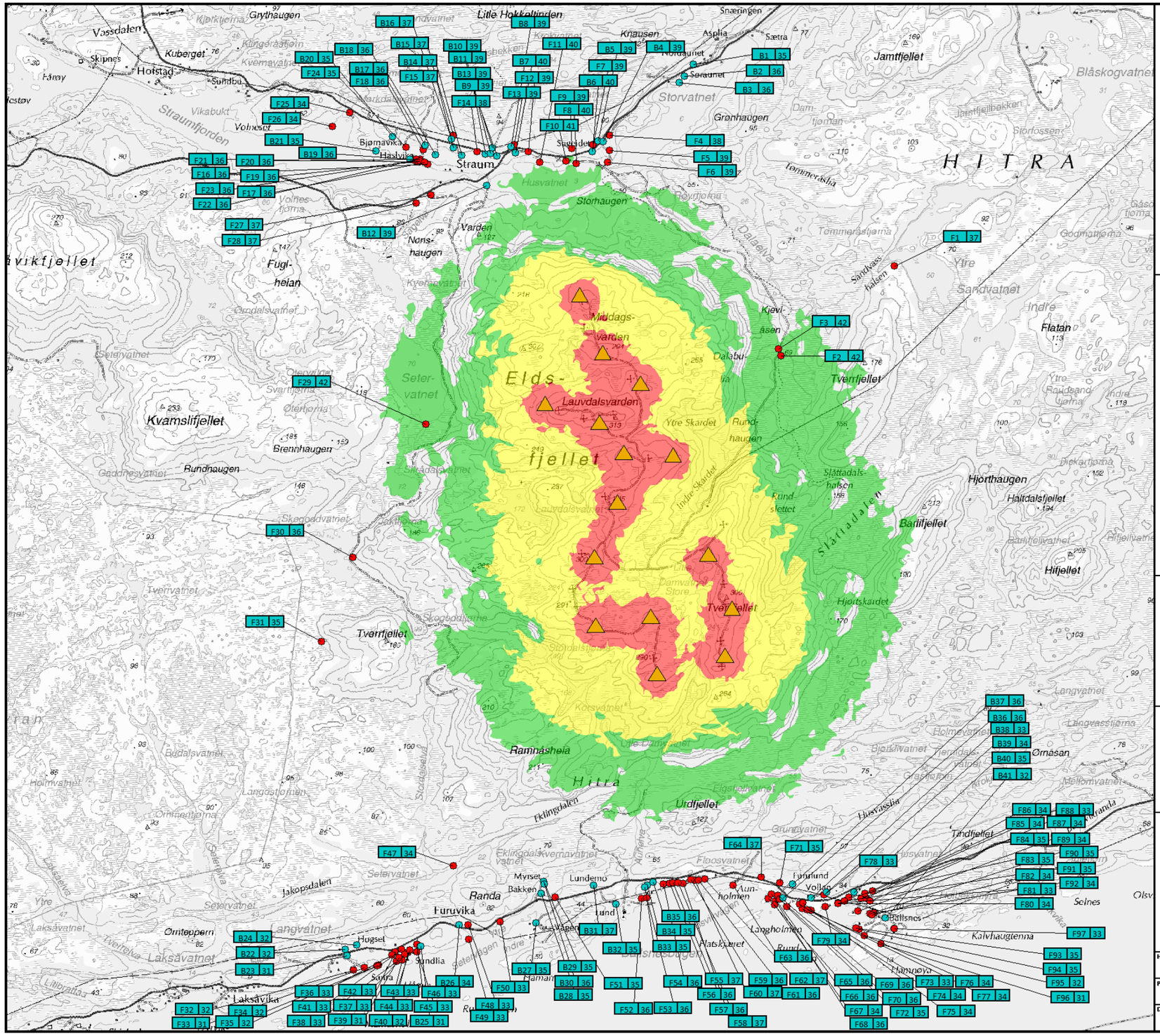
Beräknad med SoundPLAN 8.2 uppdatering 2024-10-18 www.akustikkonsulten.se

Handläggare	Kvalitetsgranskare
Jens Fredriksson	Paul Appelqvist
Projekt nr. 10-16163	**Ritning** A01-3
Datum 2025-11-11	

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

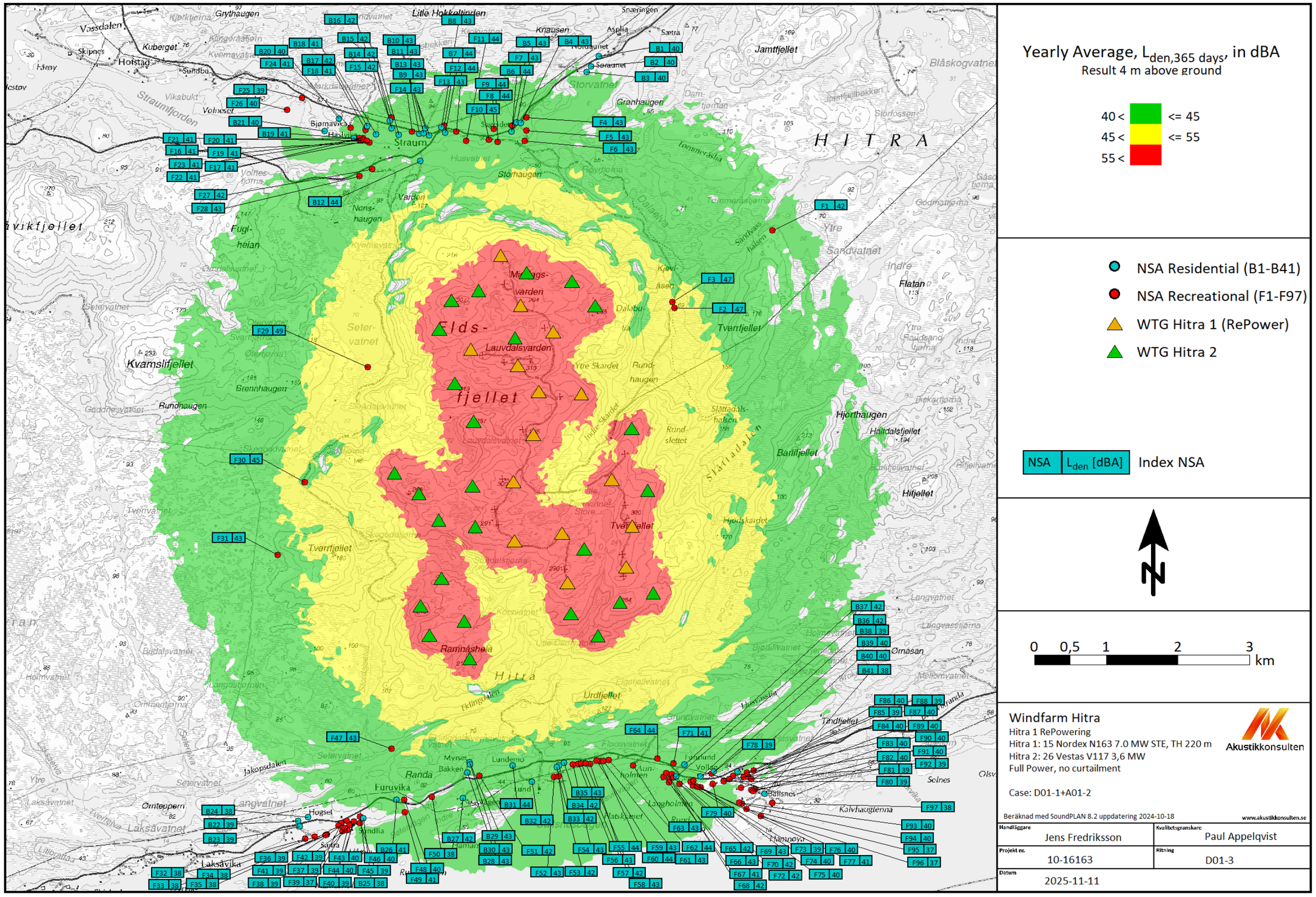
Noise Map - Case D01-1

Akustikkonsulten


Straum
Bjørnavika
Haslvik
Vikabukt
Volnesøt
Straumfjorden
Grythaugen
Vassdalen
Skipnes
Kuberget
Horstad
Håøy
Sundbu
Lille Hokkelvatnet
Knausen
Asplia
Sætra
Snæringen
Jamtfjellet
Blåskogvatnet
Storvatnet
Granhaugen
Jamtfjellbekken
Dam-tjønan
Storlossen
Tømmeråsvatnet
Tømmeråsbekken
Tømmeråsbekken
Tømmeråsbekken

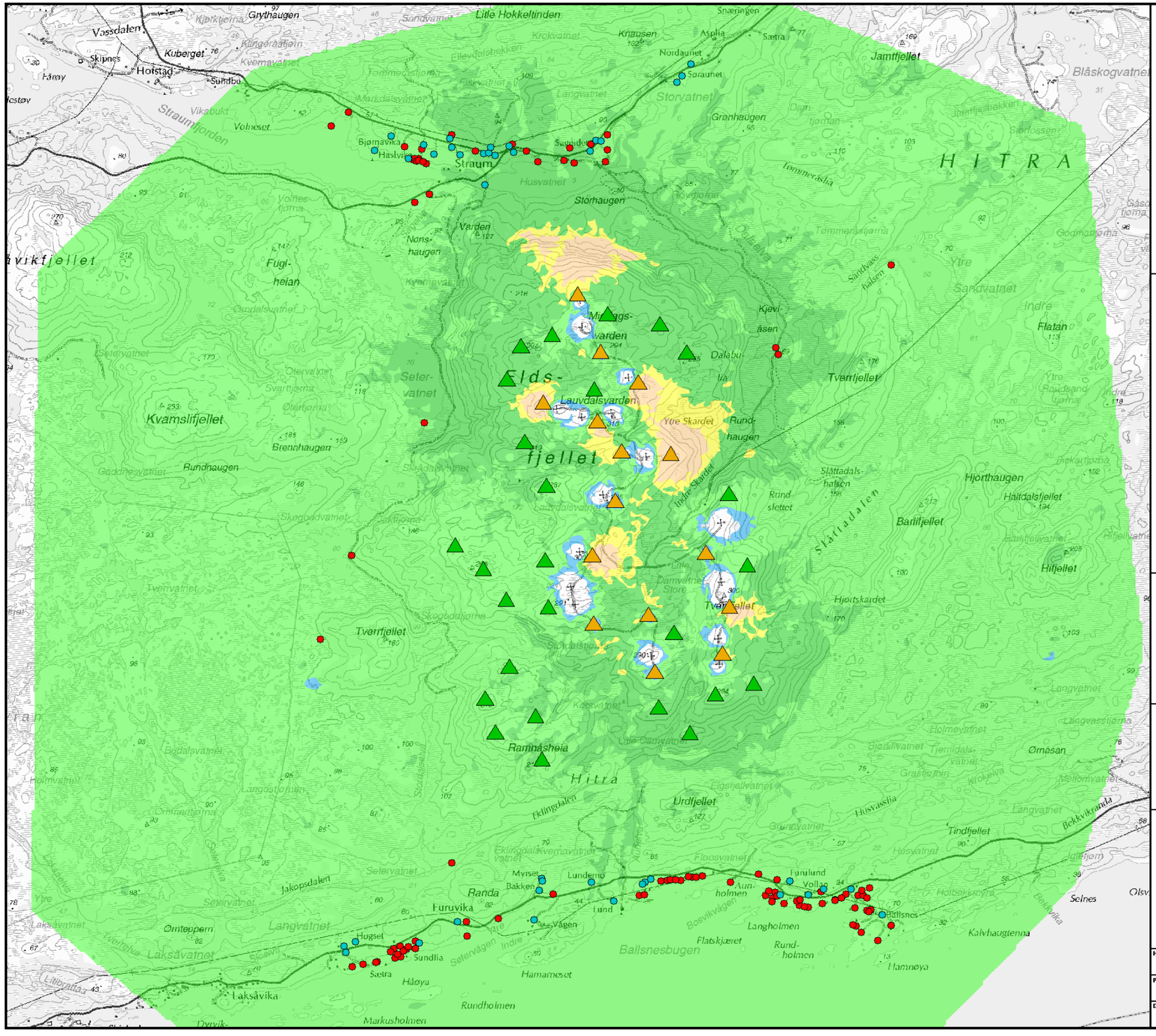
Noise Map - Case D01-3

Akustikkonsulten


Yearly Average, $L_{den,365\ days}$, in dBA
Result 4 m above ground
40 < <= 45
45 < <= 55
55 <
NSA Residential (B1-B41)
NSA Recreational (F1-F97)
WTG Hitra 1 (RePower)
WTG Hitra 2
NSA | L_{den} [dBA] | Index NSA
N
0 0,5 1 2 3 km
Windfarm Hitra
Hitra 1 RePowering
Hitra 1: 15 Nordex N163 7.0 MW STE, TH 220 m
Hitra 2: 26 Vestas V117 3,6 MW
Full Power, no curtailment
Case: D01-1+A01-2
Beräknad med SoundPLAN 8.2 uppdatering 2024-10-18
www.akustikkonsulten.se
Handläggare: Jens Fredriksson
Kvalitetsgranskare: Paul Appelqvist
Projekt nr.: 10-16163
Ritning: D01-3
Datum: 2025-11-11
Akustikkonsulten
HITRA
Straum
Fjellsfjellet
Lauvdalsfjellet
Ramnåsheia
Tverrfjellet
Kvamslifjellet
Furuvika
Banda
Hitra
Ørnøsan
Hallsnes
Tindfjellet
Hiflellet
Barlifjellet
Halldalsfjellet
Jamtfjellet
Storvatnet
Sandvatnet
Tverrfjellet
Kalvhaugtjenna
Hjorthaugen
Granhaugen
Stormhaugen
Urdfjellet
Lauvdalsvarden
Ytre Skardet
Indre Skardet
Rundhaugen
Rundslettet
Slåttadalen
Dalabua
Dalavika
Kjevåsen
Sandvasshalsen
Slåttadalshalsen
Tverrfjellet
Hiflellet
Brennhaugen
Rundhaugen
Nonshaugen
Fuglheian
Kjevåsen
Dalabua
Ytre Skardet
Indre Skardet
Rundhaugen
Rundslettet
Slåttadalshalsen
Sandvasshalsen
Dalavika
Tverrfjellet
Kalvhaugtjenna
Hjorthaugen
Halldalsfjellet
Barlifjellet
Hiflellet
Ørnøsan
Tindfjellet
Hallsnes
Furuvika
Banda
Hitra
Straum
Kvamslifjellet
Fjellsfjellet
Lauvdalsfjellet
Ramnåsheia
Tverrfjellet
Tverrfjellet
Sandvatnet
Storvatnet
Granhaugen
Stormhaugen
Urdfjellet
Jamtfjellet
Hiflellet
Barlifjellet
Halldalsfjellet
Hjorthaugen
Kalvhaugtjenna
Tindfjellet
Ørnøsan

Level difference RePower - Current Situation

Akustikkonsulten



Yearly Average, $L_{den,365\ days}$, in dBA
Result 4 m above ground

-2 <	<=	-1
-1 <	<=	0
0 <	<=	1
1 <	<=	2
2 <		

- NSA Residential
- NSA Recreational
- WTG Hitra 1 RePower
- WTG Hitra 2

NSA	L_{den} [dBA]	Index NSA

N

0 0,5 1 2 3 km

Windfarm Hitra
Change in sound level compared to today
Hitra 1: 15 Nordex N163 7.0 MW STE, TH 220 m
Hitra 2: 26 Vestas V117 3,6 MW
Full Power, no curtailment

Case: D01-3 - A01-3 (linear sub.)

Akustikkonsulten

Beräknad med SoundPLAN 8.2 uppdatering 2024-10-18 www.akustikkonsulten.se

Handläggare	Kvalitetsgranskare
Jens Fredriksson	Paul Appelqvist
Projekt nr. 10-16163	**Ritning** D01-4
Datum 2025-11-12	

Prepared by: Jens Fredriksson, jens@akustikkonsulten.se
Checked by: Paul Appelqvist, paul@akustikkonsulten.se

Fagrapport:

Skyggekast

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Skyggekast

DATO / REVISJON: 16. mars 26 / 02

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIEn-RAP-001



Multiconsult

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	**Nye Hitra 1 vindkraftverk**	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIEn-RAP-001
EMNE	Skyggekast	TILGJENGELIGHET	
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Martine Bjugg
KOORDINATER	Sone: / Øst: / Nord:	ANSVARLIG ENHET	10234052 Vindkraft midt
GNR./BNR./SNR.	/ /		

SAMMENDRAG

På oppdrag fra Statkraft Energi AS er det utført en skyggekastanalyse for nye Hitra 1 vindkraftverk i Hitra kommune, Trøndelag fylke.

Analysen er gjort i henhold til NVE sin veileder nr. 2/2014 som ble utarbeidet for å vurdere skyggekast fra vindturbiner. I tillegg er rapport fra 2022 om oppdatert kunnskapsgrunnlag om skyggekast fra vindturbiner anvendt i fastsettelse av influensområde.

Rapporten kartlegger hvor og i hvilken grad skyggekast kan oppstå fra nye Hitra 1 vindkraftverk. Det er gjennomført analyser der det er vurdert hvordan skyggekast påvirker nærliggende boliger, friluftsområder og andre relevante steder. Det er utarbeidet kart som viser omfanget av skyggekast i de ulike scenarioene. I tillegg er det gjort en vurdering på omfanget av sumvirkninger av skyggekast fra eksisterende Hitra 2 vindkraftverk.

Skyggekastanalysen viser at områdene i umiddelbar nærhet til nye Hitra 1 vindkraftverk vil bli utsatt for skyggekast. Når det ikke tas hensyn til sumvirkninger fra Hitra 2 vindkraftverk er det ingen mottakere som overskrider NVEs anbefalte grenseverdi. Ser man derimot på sumvirkningen av nye Hitra 1 vindkraftverk og Hitra 2 vindkraftverk viser analysen at én mottaker vil overskride NVEs anbefalte grenseverdi. Det er allerede på plass en avtale og er ikke behov for ytterligere avbøtende tiltak for denne mottakeren. Analysen viser at boligene nord for vindkraftverket vil oppleve skyggekast, men vil ligge under grenseverdiene både med og uten sumvirkninger.

Flere friluftsområder og turruter kan også bli påvirket av skyggekast fra nye Hitra 1 vindkraftverk.

Det er kun én mottaker som overskrider anbefalte grenseverdiene, og det foreligger allerede en avtale for denne. Det er derfor ikke behov for ytterligere avbøtende tiltak. Samtidig er det områder som påvirkes av skyggekast, og her kan avbøtende tiltak bidra til å redusere belastningen. Før utbygging kan skyggekastkalendere utarbeides for å vise når skyggekast er forventet å kunne inntreffe. Sammen med automatiserte lyssensorer kan turbinene stoppes dersom det både er klarvær og man ser i skyggekastkalenderen at en mottaker kan være utsatt. Dette vil minimere ulempene for naboer og andre berørte.

REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV
02	16.03.26	Endelig versjon etter mindre justeringer	Martine Bjugg	Håvard Finanger	Håvard Finanger
01	13.02.26	Revisjon etter kommentarer fra Statkraft	Martine Bjugg	Jonas Ghini	Håvard Finanger
00	21.11.25	Leveranse av rapport	Martine Bjugg	Jonas Ghini	Håvard Finanger

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Bakgrunn 5

2 Skyggekast 5

2.1 Skyggekastmottakere 6

2.2 Anbefalte grenseverdier for vindturbiner 6

2.3 NVEs krav til beregningsmetodikk 7

3 Skyggekastmottakere og analyseområde 7

3.1 Definerte skyggekastmottakere 8

4 Modellering 10

4.1 Hvordan beregningene utføres 10

5 Resultater for nye Hitra 1 vindkraftverk 10

5.1 Verst tenkelig scenario 11

5.1.1 Kart 11

5.1.2 Individuelle mottakere 12

5.2 Realistisk scenario 14

5.2.1 Kart 14

5.2.2 Individuelle mottakere 15

6 Resultater med sumvirkninger fra Hitra 2 vindkraftverk 16

6.1 Verst tenkelig scenario 16

6.1.1 Kart 16

6.1.2 Individuelle mottakere 17

6.2 Realistisk scenario 18

6.2.1 Kart 18

6.2.2 Individuelle mottakere 19

7 Dagens situasjon 20

7.1 Realistisk scenario 20

8 Nullalternativet 23

9 Avbøtende tiltak 25

10 Påvirkning på bebyggelse og friluftsliv 26

11 Konklusjon 26

12 Vedlegg 27

13 Referanser 28

1 Bakgrunn

Det planlegges en fornyelse av det eksisterende Hitra 1 vindkraftverk, som ligger på Eldsfjellet i Hitra kommune, Trøndelag fylke. Fornyelsen innebærer utskifting av turbinene og etablering av nye turbiner innenfor samme område.

I forbindelse med konsekvensutredningen av nye Hitra 1 vindkraftverk er det utført en skyggekastanalyse for det planlagte vindkraftverket. I samme området er også Hitra 2 vindkraftverk etablert. Selv om Hitra 2 ikke inngår direkte i tiltaket, vil sumvirkninger bli tatt i betraktning i utredningen.

Analysen er gjort i henhold til NVE sin veileder nr. 2/2014 som ble utarbeidet for å vurdere skyggekast fra vindturbiner, og den følger kravene fastsatt i planprogrammet fra både kommunen og NVE.

For utredningen av skyggekast er det lagt til grunn et utredningsutlegg på inntil 15 turbiner. Turbinene har en totalhøyde på 220 meter til vingetipp, en rotordiameter på inntil 175 meter og en kapasitet på inntil 7 MW. Figur 3-1 viser det analyserte turbinutlegget.

For sumvirkninger og sammenligning med dagens situasjon og nullalternativet er det lagt til grunn turbinspesifikasjonene til de eksisterende Hitra 1 og Hitra 2. For Hitra 1 er det benyttet en turbin med totalhøyde 111 meter til vingetipp og rotordiameter på 82 meter. For Hitra 2 er det benyttet en turbin med totalhøyde på 145,5 meter til vingetipp og rotordiameter på 117 meter.

Dagens Hitra vindkraftverk består av Hitra 1 og Hitra 2. Hitra 1 begynner å nærme seg slutten av konsesjonsperioden, mens Hitra 2 vil fortsatt driftes videre. Det medfører at nullalternativet vil være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

2 Skyggekast

Et punkt er skyggelagt dersom det står et legeme mellom punktet og solskiven langs strålen fra solskiven mot punktet. Dersom det skyggende legemet beveger seg vil også den resulterende skyggen bevege seg, og dette vil kunne oppleves som sjenerende.

En vindturbin skiller seg fra andre høye byggverk og installasjoner med sine roterende blader. Normalt vil man bare observere den direkte bevegelsen når man ser rett på turbinene. Men, dersom en observatør står bak turbinen i forhold til solen slik at turbinens rotor kommer mellom observatøren og solskiven (for eksempel når solen står lavt på himmelen kveldstid), vil observatøren kunne oppleve skyggekast. Rotorbladene sveiper foran solskiven og kaster en bevegelig skygge som projiseres mot observatøren i et repeterende mønster. Dels vil man oppleve dette som en sveipende skygge over en flate, dels vil man merke en hurtig veksling mellom direkte lys og korte «glimt» med skygge. Dette kan være sjenerende mens fenomenet pågår. Et slikt betraktningssted, som mottar skyggekast, kalles for en skyggekastmottaker. En skyggekastmottaker er altså eksponert for en roterende skygge i løpet av mer eller mindre avgrensende tidsrom ettersom solen beveger seg gjennom året.

Fordi skyggen kastes lengst når solbanen er lav, er det typisk om morgen og kveld skyggekast inntreffer, og oftere i vintermånedene enn om sommeren. Imidlertid er det nødvendig med eksakte beregninger for å få en klar forståelse av skyggekastproblematikken.

For skyggekast fra vindturbiner er det etablert solide metoder og grenseverdier (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2022b) og NVE har publisert en veileder til gjennomføring av slike beregninger (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2014).

2.1 Skyggekastmottakere

Flere typer mottakere defineres som følsomme for skyggekastmottak. Det er i stor grad snakk om bygg der mennesker oppholder seg over tid, og i noen grad uteareal med spesielle bruksmønster. NVE definerer følgende typer mottakere som sensitive for skyggekast fra vindturbiner:

- Helårsboliger, samt fritidsboliger i aktiv bruk
- Skoler og barnehager
- Sykehus, samt alders- og sykehjem
- Hoteller og andre overnattingsbygg, kafeer, restauranter og veikroer
- Kontor- og næringslokaler med regelmessige dagaktiviteter som samtidig har eksponerte vindusflater

I tillegg til dette kan NVE trekke inn følgende kategorier som sensitive, etter skjønn:

- Kulturminner/kulturmiljøer med stor opplevelsesverdi/pedagogisk verdi
- Kirker, kirkegårder, parker, idrettsanlegg og lekeplasser
- Turmål, utsiktspunkter og lignende
- Havneanlegg, marinaer

2.2 Anbefalte grenseverdier for vindturbiner

Grenseverdiene NVE oppgir referer til antallet timer i året en skyggekastsensitiv mottaker kan utsettes for skyggekast fra en vindturbin før omfanget av belastningen vil regnes som sjenerende. Verdiene gis for to forskjellige scenarioer: verst tenkelig grad av skyggekast, og realistisk grad av skyggekast. Verdiene er anbefalinger, og grenseverdiene kan fravikes i unntakstilfeller.

Verst tenkelig scenario

En skyggekastmottaker, som f.eks. en helårsbolig, regnes som et slags drivhus, med vinduer i alle retninger, slik at all skygge som faller på boligen også legges til total belastningsgrad. I tillegg regner man at solen alltid skinner i alle timer med dagslys, at turbinen alltid står vinkelrett på mottakerpunktet, og man tar ikke høyde for driftsstans på anlegg (for vindturbiner er det snakk om vedlikehold og dårlige vindforhold).

NVEs anbefalinger er at skyggekastmottakere ikke utsettes for mer enn 30 timer verst-tenkelig skyggekast per år, eller mer enn 30 minutter per dag.

Realistisk scenario

Samme som for verst tenkelig scenario regnes en skyggekastmottaker som et slags drivhus, med vinduer i alle retninger, slik at all skygge som faller på boligen også legges til total belastningsgrad. Videre vil det realistiske scenarioet utføre beregninger med en viss sannsynlighet for solskinn i løpet av timene med dagslys, som altså reduserer total belastning siden under overskyet vær er lyset fra solskiven altfor diffust til at en skygge regnes som sjenerende. I tillegg tar man hensyn til realistisk driftstid for anlegget, basert på vindrosen for området. Ved å bruke vindrosen blir turbinene orientert slik at de vender mot vindretningen. En viktig effekt av dette er at når vinden dreier turbinene kan det oppstå perioder der skyggen slutter å flakke over mottakeren og dermed reduseres skyggekastbelastningen til null i en slik periode. Dette skyldes at dersom turbinen roterer i et plan (tilnærmet) parallelt med linjen mellom en mottaker og solskiven, så vil skyggen fra bladene være fast, ikke «blinkende». I tillegg blir arealet skyggen dekker mindre.

For realistisk skyggekastmottak anbefaler NVE at en mottaker ikke utsettes for mer enn 8 timer per år. NVE trekker også inn at i en situasjon der vest tenkelig skyggekast overskrider grenseverdien kan man fravike denne dersom realistisk skyggekast kan reduseres til under 8 timer per år ved avbøtende tiltak.

2.3 NVEs krav til beregningsmetodikk

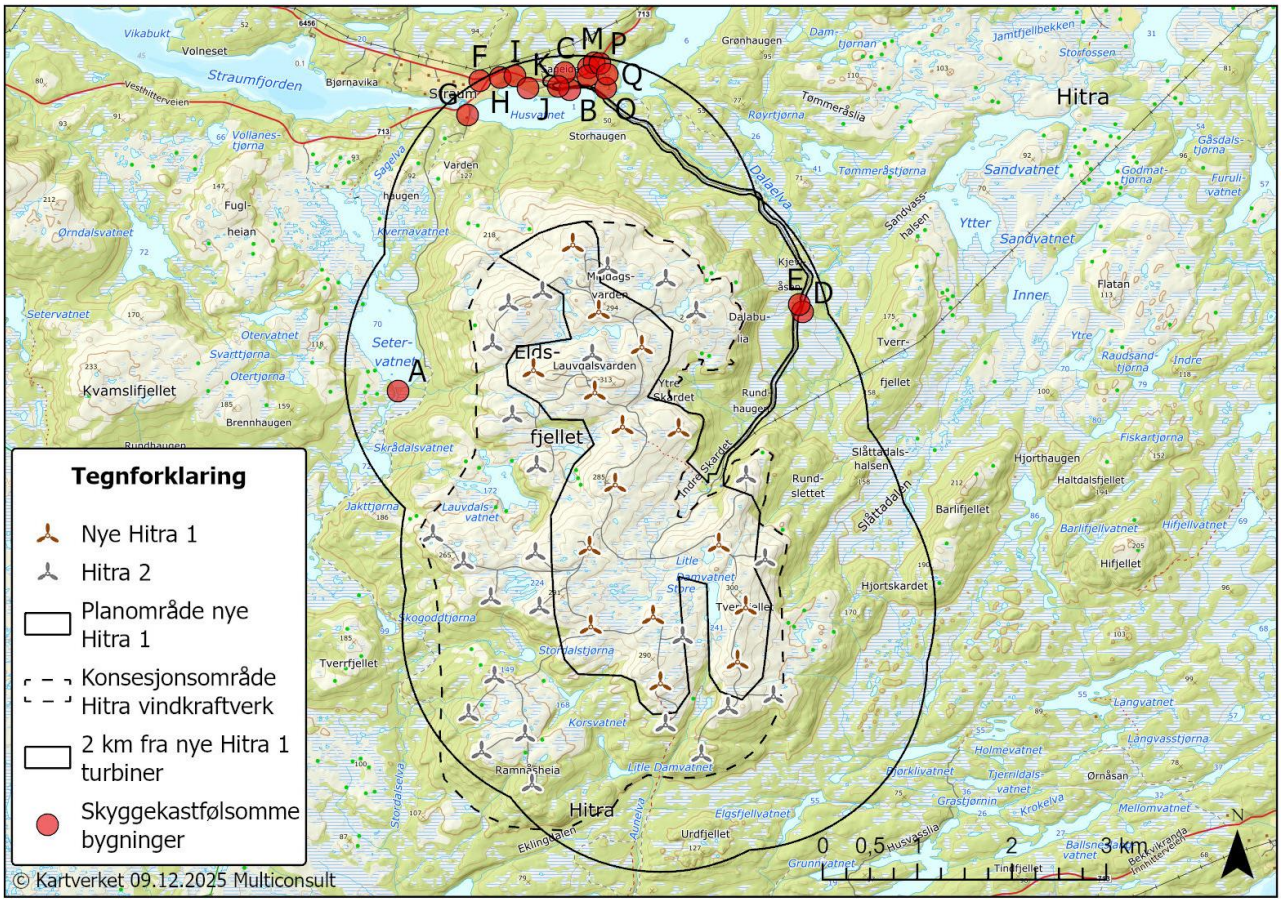
NVEs veileder beskriver noen detaljer rundt fremgangsmåten for skyggekastberegninger.

- Beregningene skal ta hensyn til terrengets høydeprofil i området som vurderes, og dette inkluderer skjermingseffekter av terreng som ligger mellom en mottaker og en kilde til skygge.
- Beregningene av teoretisk skyggekast skal baseres på drivhustilstand, det vil si at bygningene ikke har én bestemt retning mot vindturbinene og at mottakeren har vinduer i alle retninger. Mottakeren skal være en standard vertikal flate på 2 x 2 meter hevet 2 meter over bakken med mindre spesielle forhold tilsier noe annet.
- I det realistiske scenarioet skal en solskinnssannsynlighet på 50% benyttes. Dette er stort sett en overvurdering for de fleste steder i Norge, som forsikrer at man holder seg til et konservativt estimat for skyggekastbelastning. Det skal benyttes en retningsfordeling på vind fordelt på minst 8 sektorer og en årlig driftstid på 7000 timer.
- For beregningene regnes skyggekast fra en kilde som er mer enn 1500 m[1] fra en mottaker som så svakt at det ikke bidrar til total belastning.

3 Skyggekastmottakere og analyseområde

NVEs krav til beregningsmetodikk innebærer at ingen områder som er lenger enn 1500 meter fra vindkraftverket er relevante for skyggekastanalysen. Det er planlagt å bruke mer moderne og større turbiner som vil ha bredere blader enn det som ble lagt til grunn for NVEs krav fra 2014. Det vil derfor bli anvendt en radius på 2000 meter etter anbefalinger i rapport utarbeidet av Norconsult på oppdrag fra NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE], 2022a). Figur 3-1 viser området som er relevant for skyggekastanalysen, der det er lagt til grunn en avstand på 2000 meter og de skyggekastfølsomme bygningene innenfor denne avstanden.

[1] Som omtalt i avsnitt 3 vil analysen her ta utgangspunkt i et strengere avstandskrav enn det NVE legger opp til, det vil bli benyttet 2000 meter.



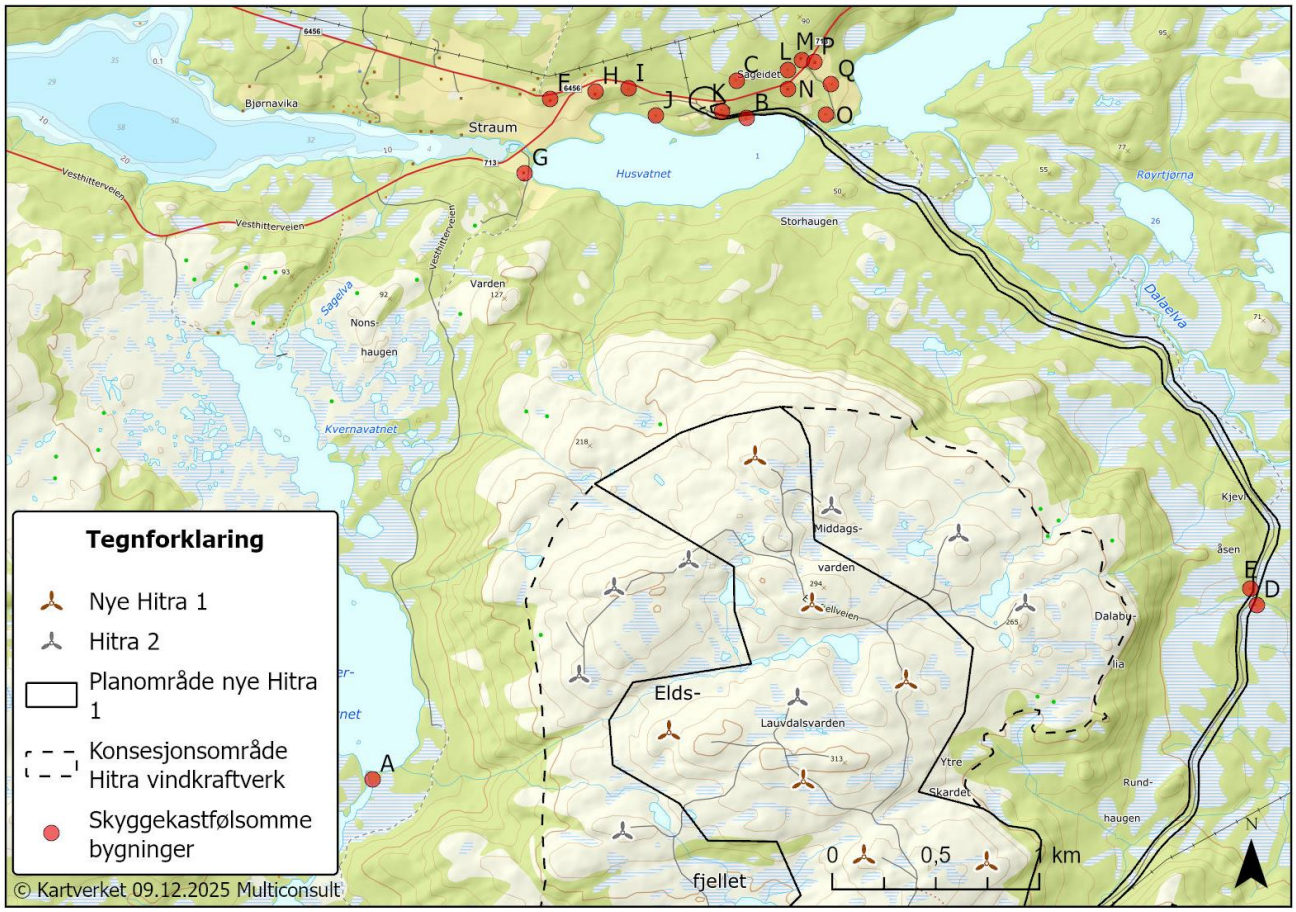
Figur 3-1: Området som er relevant for skyggekastanalysen og skyggekastfølsomme mottakere, med en avstand på 2000 meter fra turbinene.

Eksisterende Hitra 2 vindkraftverk vil bli tatt med i betraktningen ved vurdering av sumvirkninger. Siden turbinene fra Hitra 1 og Hitra 2 står spredt innimellom hverandre på Eldsfjellet, er det forventet at begge anleggene vil bidra til skyggekast. Derfor må begge inngå i vurderingen av skyggekast i området. I den delen av analysen som ser på sumvirkninger av Hitra 1 og Hitra 2 vil Hitra 2 sitt bidrag til skyggekast vurderes innenfor en radius på 2 km fra Hitra 1. Vi ser ikke på en radius på 2 km fra Hitra 2 individuelt, siden dette er for langt unna Hitra 1 til at relevante sumvirkninger oppstår

3.1 Definerte skyggekastmottakere

Figur 3-2 viser de identifiserte skyggekastmottakere rundt Hitra 1. Tabell 3-1 viser en oversikt over mottakerne, deres posisjon og avstand til nærmeste turbin. Mottakerne er i all hovedsak lokalisert nord for vindkraftverket. Det er noen få mottakere på øst- og vestsiden av vindkraftverket.

Totalt er det 17 aktuelle skyggekastfølsomme mottakere for nye Hitra 1 vindkraftverk. Alle mottakerne er vist i Figur 3-2.



Figur 3-2: De identifiserte skyggekastfølsomme mottakerne innenfor 2000 meter fra de nye turbinene.

I tråd med NVEs krav for beregningsmetodikk (se avsnitt 2.3) for verst tenkelig scenario utføres beregningene med skyggekastmottakerne vist i Figur 3-2 definert som «drivhus», hvor hver mottaker er et 2x2 meter vindu som alltid peker rett mot skyggekilden/turbinen. For det realistiske scenarioet, der solskinnsannsynligheten er 50% og driftstiden satt til 7000 timer, brukes samme størrelse og mål på mottakerne som for verst tenkelig scenario.

Tabell 3-1: Oversikt over skyggekastmottakere, deres lokasjon og avstand til nærmeste vindturbin. Koordinatsystemet er EU39, UTM 33.

	Mottaker	Lokasjon		Avstand til nærmeste turbin (m)
		Østlig	Nordlig	
A	Eiendom 32/93 – Skogs- og utmarkskoie	188 883	7 060 319	1 453
B	Eldsfjellveien 47 – Fritidsbygg	190 985	7 063 332	1 641
C	Vesthitterveien 141 – Fritidsbygg	190 951	7 063 519	1 826
D	Eldsfjellveien 86 – Fritidsbygg	193 219	7 060 757	1 733
E	Eldsfjellveien 85 – Fritidsbygg	193 197	7 060 840	1 723
F	Straumfjordveien 4 – Våningshus	190 046	7 063 516	1 999
G	Vesthitterveien 182 – Enebolig	189 889	7 063 168	1 771
H	Vesthitterveien 168 – Enebolig	190 266	7 063 530	1 933
I	Vesthitterveien 162 – Fritidsbygg	190 427	7 063 529	1 888
J	Eldsfjellveien 3 – Fritidsbygg	190 548	7 063 386	1 722

K	Eldsfjellveien 8 – Fritidsbygg	190 868	7 063 376	1 681
L	Vesthitterveien 135 – Fritidsbygg	191 204	7 063 546	1 881
M	Vesthitterveien 131 – Enebolig	191 276	7 063 587	1 935
N	Vesthitterveien 154 – Enebolig	191 194	7 063 456	1 790
O	Vesthitterveien 142 – Fritidsbygg	191 366	7 063 313	1 692
P	Vesthitterveien 132 – Enebolig	191 334	7 063 573	1 935
Q	Vesthitterveien 136 – Fritidsbygg	191 404	7 063 458	1 842

4 Modellering

Modellen tar inn de planlagte turbinplasseringene, høyde på turbinene, rotordiameter og terrenget i området.

4.1 Hvordan beregningene utføres

Beregningen av skyggekast skjer ved en kombinasjon av:

- Kjent geografisk posisjon, for å finne solbanen gjennom året.
- Definert terreng, så man kan bestemme når solens bane er under horisonten sett fra ethvert relevant punkt i simuleringen.
- Turbinenes posisjon og størrelse.

For å sikre en grundig analyse av området rundt Hitra vindkraftverk, er det lagt til grunn et influensområde som dekker en avstand på omtrent 10 x 10 km. Dette gir tilstrekkelig rom for å inkludere de omkringliggende omgivelsene som kan ha innvirkning på resultatene. Influensområdet deles inn i et rutenett med 30 x 30 meter oppløsning. Dette rutenettet utgjør en stor samling individuelle punkt (altså små «lapper» á 30 x 30 m), og modellen stiller seg i hvert slikt punkt, og ser mot solen. Dersom en av turbinene står mellom observasjonspunktet og solskiven uten at det er skyggende terreng i veien, tikkes det opp en teller som holder styr på hvor mange minutter skyggekast dette ene punktet mottar per år. Solbanen representeres ved at man hopper tre dager av gangen (dette håndterer årstider), og vurderer hvert døgn oppstykket i 2-minuttersbolker[2]. Etter at alle punkt i rutenettet har gått gjennom en slik solbaneberegning blir det satt sammen kart som beskriver forskjellige karakteristikker ved skyggekastbelastningen.

I tillegg til kartene brukes de spesifikke skyggekastmottakerne, omtalt i avsnitt 3.1, for mer detaljerte beregninger.

5 Resultater for nye Hitra 1 vindkraftverk

I dette kapittelet presenteres skyggekastberegningene for nye Hitra 1 vindkraftverk. Det er ikke tatt hensyn til sumvirkninger i dette kapittelet, de vises i kapittel 7. Resultatene, og diskusjonen rundt disse, som presenteres i dette kapitlet starter med kart over maksimal teoretisk skyggekastbelastning

[2] Selv om beregningen forenkles ved å hoppe tre dager av gangen og beregnes med 2-minutters oppløsning innenfor hver tredje dag, blir det totale resultatet justert for dette. Analysen antar at dersom det inntreffer 2 minutter skyggekast den ene dagen, så antas det at de to andre dagene, som ikke sjekkes eksplisitt, har samme belastning.

på en flate 1.5 meter over bakkenivå. Dette vil representere den typen skyggekast en person ute på en plen vil kunne motta. Deretter vises skyggekastmottak for mottakerne vist i Tabell 3-1.

Etter dette presenteres et kart der sannsynligheten for solskinn er satt til 50% og driftstiden til turbinen satt til 7000 timer i tråd med NVEs retningslinjer for beregninger av vindturbiner. For å oppnå en mer realistisk orientering av turbinene, er vindrosen for Hitra 1 benyttet i fordelingen av driftstid per sektor/vindretning. Deretter presenteres beregnet realistisk skyggekast for de definerte mottakerne.

Noter at sammenligningen av kartene med de individuelt definerte mottakerne er ikke rett frem; geometrien for modellen er annerledes. Kartene viser skyggekast ned på en tenkt horisontal flate, hvor oppgitt belastning er et gjennomsnitt for en rute på 10 x 10 meter, mens de individuelle beregningene ser på et vertikalt 2 x 2 meter vindu med senter 2 meter over bakken. Kartene vil gi en kvalitativ indikasjon på hvilke deler av et område som er tungt belastet, men ikke nødvendigvis et nøyaktig tall på hvor mange timer skyggekast et kjøkkenvindu utsettes for per år. Generelt viser kartene et lavere antall timer med skyggekastbelastning enn det man finner ved den detaljerte beregningen for mottakere representert med vinduer.

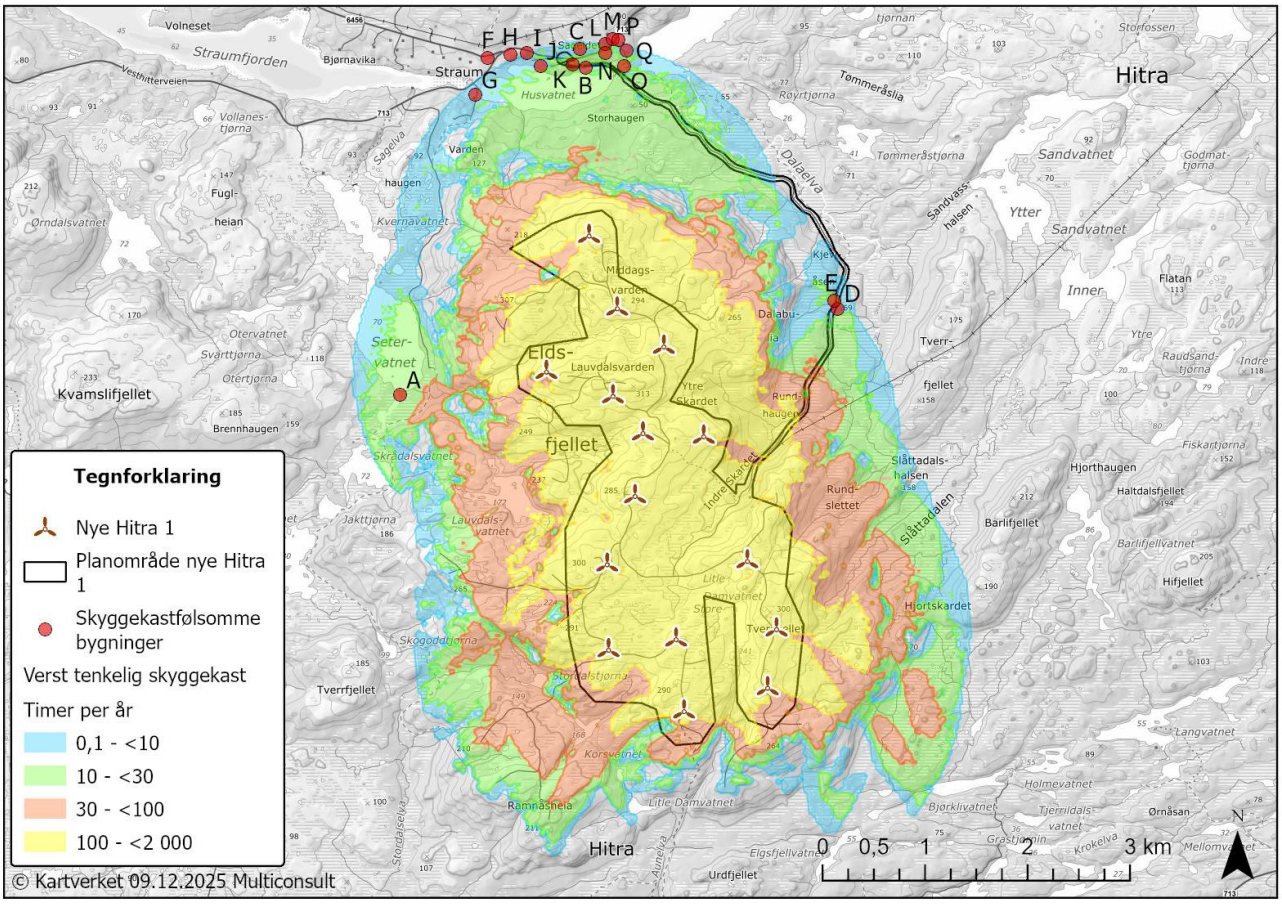
5.1 Verst tenkelig scenario

5.1.1 Kart

Figur 5-1 viser kartet over teoretisk verst tenkelig skyggekast, målt i antall timer per år. For denne beregningen antas det at solen skinner alle timer mellom sol opp- og nedgang i løpet av en dag og at turbinen alltid står vinkelrett på mottakerpunktet. Man ender da opp med en beskrivelse av den maksimale skyggekastbelastningen man forventer fra vindkraftverket.

De tykke linjene i kartet representerer koter eller konturlinjer, tilsvarende de som brukes på et terrengkart, men i denne sammenhengen viser de mengden skyggekast i løpet av et år. Innenfor hver konturlinje er skyggekastvarigheten høyere enn verdien angitt i tegnforklaringen. Dette betyr at områdene som befinner seg innenfor en bestemt kontur vil oppleve lengre perioder med skyggekast sammenlignet med områdene utenfor. Fargene grønn og blå indikerer akseptable nivåer av skyggekast, som ligger under de anbefalte grenseverdiene for maksimalt teoretisk skyggekast. Fargene rød og gul indikerer områder som er over akseptable nivåer for skyggekast, der gul er områder som er mest utsatt. Kartet gir en klar visualisering av hvor man kan forvente mest skyggekast fra vindkraftverket; som forventet er størst skyggekastbelastning innenfor vindkraftverkets planområde.

Boligene nord for planområdet kan bli påvirket, men simuleringen viser at alle boligene ligger innenfor grønn og blå soner for skyggekast. Dette innebærer at påvirkningen er under anbefalte grenseverdier. Fra figuren kan man se at det er størst utstrekning av skyggekast mot nord, men her dominerer grønne og blå soner. Østlige og vestlige deler av området har størst utbredelse av røde og gule soner, som indikerer overskridelse av grenseverdiene. Skyggekast på øst- og vestsiden er dominert av kvelds- og morgensol gjennom året, mens på nordsiden av anlegget oppstår det stort sett bare skyggekast midt på dagen vinterstid når sola står lavt. Men da er også dagene korte, tillegg til at det bare er et relativt lite antall turbiner som i praksis er nær nok mottakerne til å være innenfor 2 km-grensen.



Figur 5-1: Teoretisk verst tenkelig scenario, målt i antall timer per år.

5.1.2 Individuelle mottakere

Tabell 5-1 viser resultatet av beregningene av maksimalt teoretisk skyggekast for alle de definerte mottakerne i avsnitt 3.1. Det kommer tre delresultater fra beregningen. Det første er vist i kolonnen «Timer/år». Dette er antall timer per år med skyggekast på mottakeren (på format *timer:minutter*). Det andre delresultatet, vist i kolonnen «Dager/år», gir hvor mange dager i løpet av året det inntreffer skyggekast på mottakeren uavhengig av intensitet. Det sier ikke i seg selv noe om intensiteten per dag. Det tredje delresultatet er vist i kolonnen «Timer/dag (verste dag)» (på format *timer:minutter)*. Dette angir den maksimale belastningen på én enkelt dag – altså den dagen med mest skyggekast.

Tabell 5-1: Maksimalt teoretisk skyggekast for skyggekastmottakerne for Hitra 1 vindkraftverk. Kolonnen «Timer/år» gir totalt antall timer skyggekast på mottakeren per år. Kolonnen «Dager/år» gir antallet dager per år det inntreffer skyggekast i det hele tatt. Kolonnen «Timer/dag (verste dag)» gir antallet timer skyggekast på den dagen med aller størst belastning.

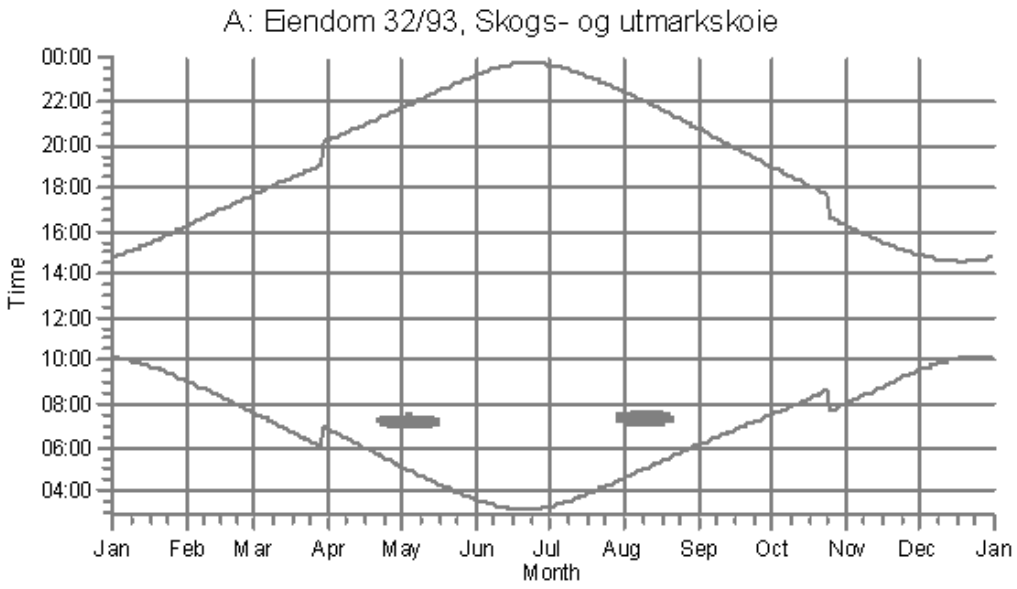
	Mottaker	Timer/år	Dager/år	Timer/dag (verste dag)
A	Eiendom 32/93	17:05	47	0:29
B	Eldsfjellveien 47	11:09	34	0:25
C	Vesthitterveien 141	10:23	35	0:23
D	Eldsfjellveien 86	11:11	48	0:23
E	Eldsfjellveien 85	10:14	45	0:23

F	Straumfjordveien 4	0:00	0	0:00
G	Vesthitterveien 182	8:39	29	0:23
H	Vesthitterveien 168	0:00	0	0:00
I	Vesthitterveien 162	0:00	0	0:00
J	Eldsfjellveien 3	9:59	34	0:24
K	Eldsfjellveien 8	11:06	35	0:25
L	Vesthitterveien 135	0:00	0	0:00
M	Vesthitterveien 131	0:00	0	0:00
N	Vesthitterveien 154	10:20	34	0:23
O	Vesthitterveien 142	10:38	34	0:24
P	Vesthitterveien 132	0:00	0	0:00
Q	Vesthitterveien 136	9:41	34	0:23

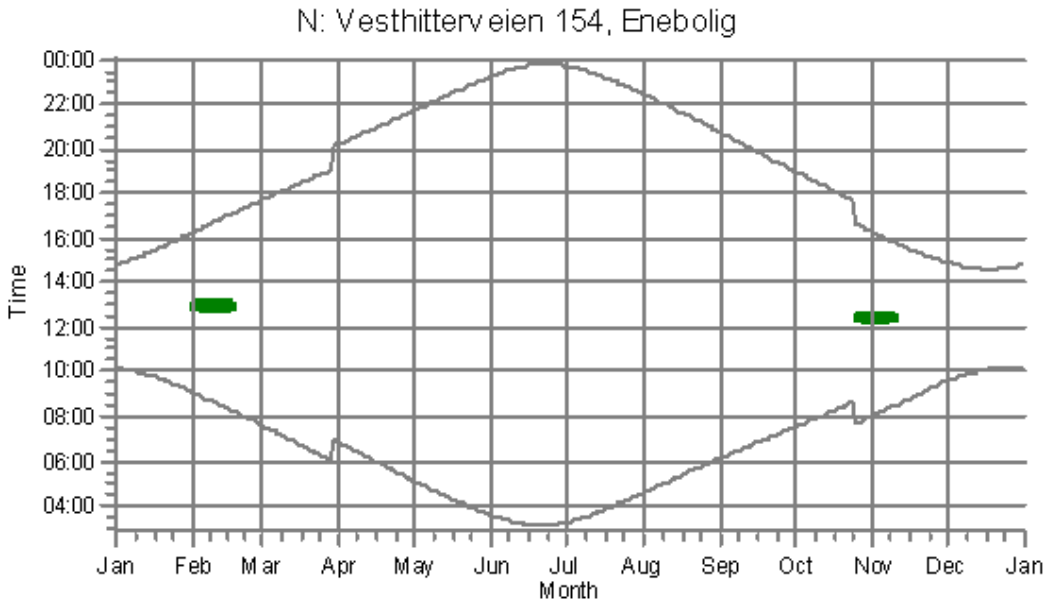
Det er anslått at alle 17 mottakerne ligger under NVEs anbefalte grenseverdi for teoretisk maksimalt skyggekast når man bare tar nye Hitra 1 til betraktning. Det er flere som er opp mot grensen av hva som er anbefalt for timer per dag. Spesielt mottaker A (eiendom 32/93) som kan på det verste oppleve 29 min med skyggekast på en dag, der grenseverdien er 30 min.

Mange av de utsatte boligene og fritidsbygningene er lokalisert i en klynge nord for vindkraftverket, noe som gjør det sannsynlig at de vil oppleve skyggekast i samme tidsperiode i løpet av dagen. Grunnet boligenes posisjon i forhold til vindkraftverket og solens bane vil de mottakerne som opplever skyggekast oppleve det på dagtid, mellom 10–14. Mottakernes lokalisering kombinert med solens bevegelsesmønster gjør at belastningen av skyggekast på mottakerne er høyest i løpet av vinterhalvåret da solen står lavt selv midt på dagen og skyggene strekker seg langt. Da strekker skyggen fra vindturbinene seg lenger og mottakerne i nord opplever skyggekast. De fleste av mottakerne vil oppleve skyggekast kun om vinteren, mens noen få vil kunne merke det også sent om høsten og tidlig om våren.

Figur 5-2 og Figur 5-3 illustrerer når to mottakere forventes å oppleve skyggekast gjennom året (x-aksen), samt på hvilke tidspunkter av døgnet dette skjer (y-aksen). De ulike fargene representerer de ulike vindturbiner som vil bidra til skyggekast, som man ser av figurene er det to ulike turbiner som vil føre til skyggekast. De tynne grå kurvene representerer sol opp- og nedgang hver dag, og området mellom kurvene i y-retning er da timene med dagslys en gitt dag. Mottakerne A og N (eiendom 32/93 og Vesthitterveien 154) er valgt for å illustrere den forventede skyggekastbelastningen for de områdene som ligger vest og nord for planområdet. Disse mottakerne er valgt spesielt fordi det antas at de vil oppleve ulike resultater, basert på deres beliggenhet i forhold til vindkraftverket og solens bane. Som man ser fra Figur 5-2 vil mottaker A (eiendom 32/93) vil oppleve skyggekast i august og mai, tidlig på morgenen mellom 6–8. En fullstendig oversikt over når hver mottaker kan forvente skyggekast for alle fire scenarioene legges ved rapporten som vedlegg. For grafisk framstilling av forventet skyggekast for dette scenarioet se vedlegg 1.2 *Skyggekastkalender – Grafisk – Verst tenkelig scenario Hitra 1 vindkraftverk*.



Figur 5-2: Forventet tidspunkt for skyggekast for mottaker A (eiendom 32/93). Mottakeren er lokalisert vest for vindkraftverket.



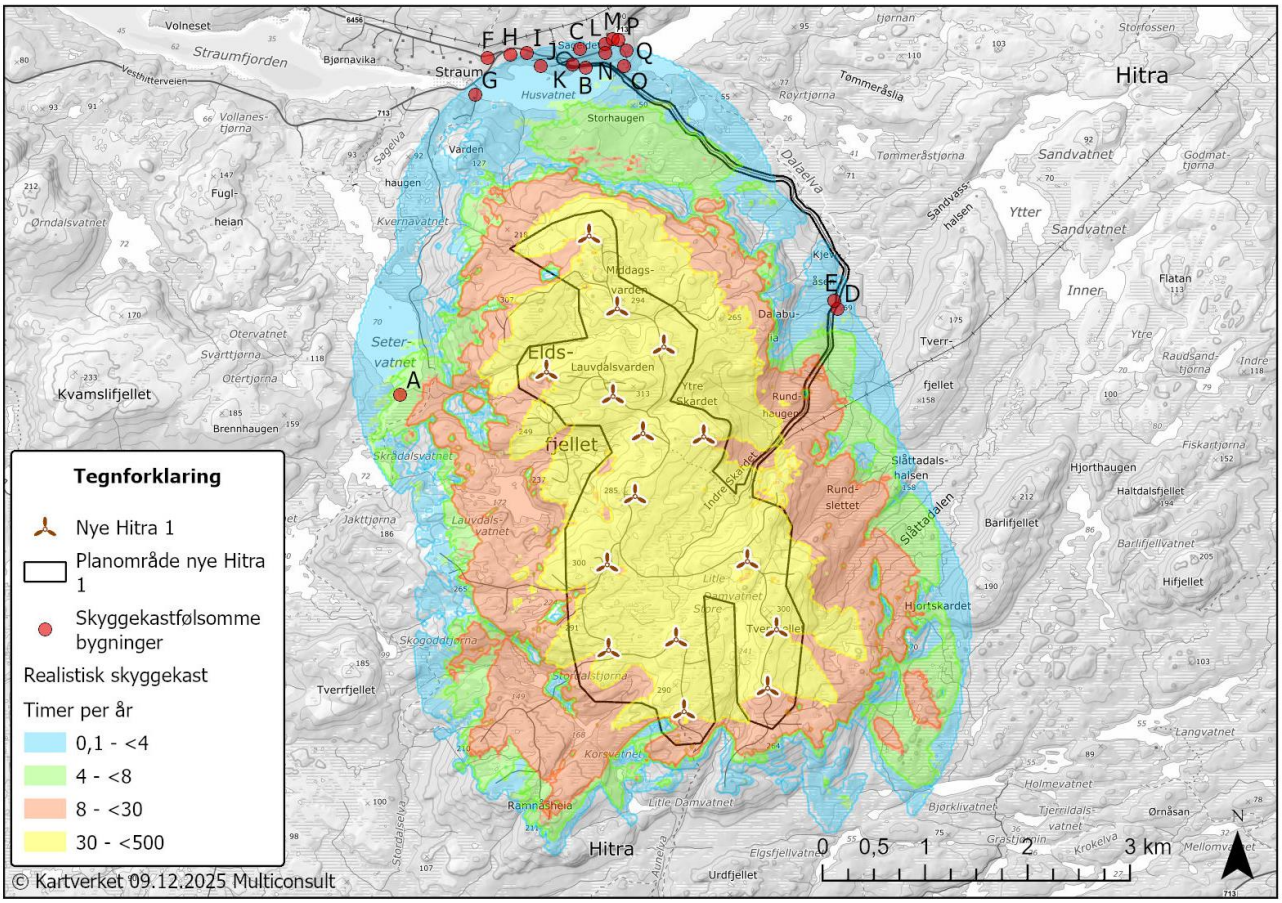
Figur 5-3: Forventet tidspunkt skyggekast for mottaker N (Vesthitterveien 154). Mottakeren er lokalisert nord for vindkraftverket.

5.2 Realistisk scenario

5.2.1 Kart

Figur 5-4 viser et tilsvarende kart som Figur 5-1, men nå er en solskinnssannsynlighet på 50% og 7000 timer driftstid med turbinorientering gitt av vindrosen tatt med. Forskjellen i resultatet er at simuleringen først beregner teoretisk maksimum som om sola skinner hele tiden (nøyaktig på samme vis som vist i Figur 5-1), og deretter reduseres denne teoretiske maksimumsbelastningen med 50%, basert på antakelsen om at faktisk solskinn bare inntreffer halvparten av tiden. I tillegg justeres belastningen med en driftstid på totalt 7000 timer, basert på vindrosen og driftstid per sektor/vindretning.

Sammenlignet med maksimalt teoretisk skyggekast reduseres utstrekningen av skyggekast noe, og områdene som viser verdier over anbefalt nivå krymper. Denne reduksjonen er imidlertid ikke betydelig nok til å være visuelt fremtredende. Kartet indikerer at arealene med høy belastning oppe på fjellområdet også forekommer i det realistiske scenariet. Områdene med mest belastning ligger i hovedsak innenfor vindkraftverkets planområde. De fleste mottakerne er i områder der belastningen er liten.



Figur 5-4: Skyggekastbelastning under realistisk forhold, målt i antall timer per år.

5.2.2 Individuelle mottakere

I det realistiske scenarioet justeres tallene i tabellen for verst tenkelig skyggekastbelastning (se Tabell 5-1) med 50% solskinnsannsynlighet og en årlig driftstid på 7000 timer basert på vindrosen. Dette gir en mer realistisk belastning enn for det verst tenkelig scenarioet.

Tabell 5-2 oppsummerer resultatet av den realistiske beregningen.

Tabell 5-2: Realistisk skyggekast for skyggekastmottakerne for nye Hitra 1 vindkraftverk definert i avsnitt 3.1. Tredje kolonne «Timer/dag (verste dag)» er hentet fra Tabell 5-1 for sammenligningsgrunnlag.

	Mottaker	**Timer/år**	***Timer/år (verst tenkelig)***
A	Eiendom 32/93	4:48	17:05
B	Eldsfjellveien 47	2:44	11:09
C	Vesthitterveien 141	2:31	10:23
D	Eldsfjellveien 86	3:11	11:11

E	Eldsfjellveien 85	2:54	10:14
F	Straumfjordveien 4	0:00	0:00
G	Vesthitterveien 182	1:49	8:39
H	Vesthitterveien 168	0:00	0:00
I	Vesthitterveien 162	0:00	0:00
J	Eldsfjellveien 3	2:13	9:59
K	Eldsfjellveien 8	2:39	11:06
L	Vesthitterveien 135	0:00	0:00
M	Vesthitterveien 131	0:00	0:00
N	Vesthitterveien 154	2:36	10:20
O	Vesthitterveien 142	2:43	10:38
P	Vesthitterveien 132	0:00	0:00
Q	Vesthitterveien 136	2:28	9:41

I det realistiske scenarioet observeres samme hovedtrender som i det maksimale teoretiske scenarioet. Alle mottakerne holder seg under NVEs anbefalte grenseverdi på 8 timer årlig skyggekast. For det verst tenkelige scenarioet var flere mottakere var i nærheten av den anbefalte grenseverdien for antall minutter per dag, men var godt under grenseverdien for antall timer per år. For mottakerne i det realistiske scenarioet er det ingen som er tett opp mot den anbefalte grenseverdien.

For mottakerne som opplever skyggekast rundt midt på dagen, reduseres varigheten av skyggekast primært på grunn av lavere sannsynlighet for solskinn. Dette betyr at selv om skyggekast teoretisk sett kan vare lenger, vil faktiske værforhold, som perioder med overskyet vær, bidra til å korte ned skyggekastets varighet. Dermed oppstår en reduksjon i skyggekastets påvirkning, selv i de mest utsatte periodene, noe som fører til en lavere faktisk eksponering enn beregningene for teoretisk maksimalt skyggekast skulle tilsi.

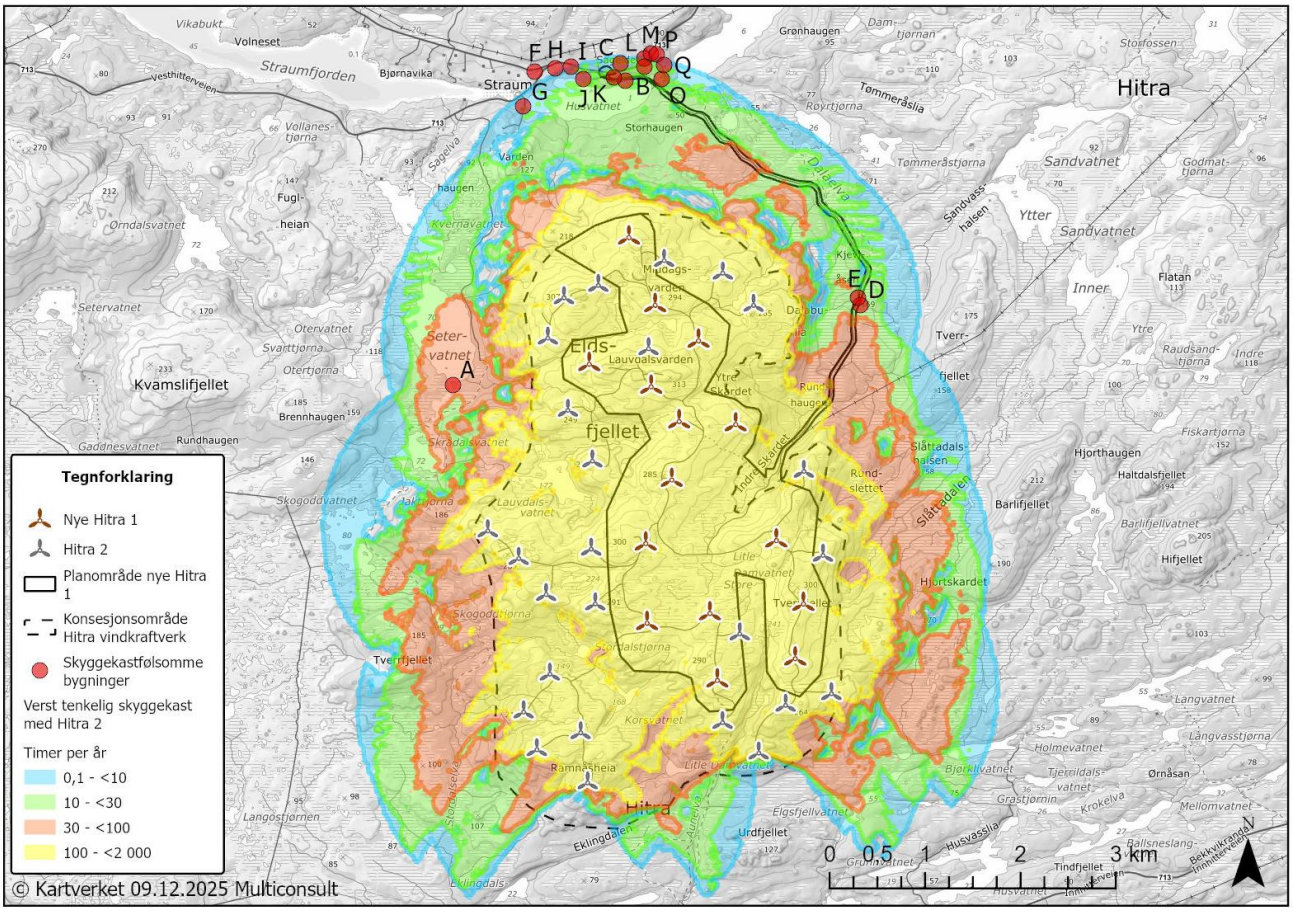
6 Resultater med sumvirkninger fra Hitra 2 vindkraftverk

I dette kapittelet presenteres skyggekastberegningene for nye Hitra 1 vindkraftverk sammen med virkningen av skyggekast fra eksisterende Hitra 2 vindkraftverk. Resultatene og diskusjonen rundt disse vil ha samme oppsett som i forrige kapittel for å gi et godt sammenligningsgrunnlag, og tydelig vise hvilke skyggekastmottakere som får ekstra belastning på grunn av sumvirkningen fra de to vindkraftverkene.

6.1 Verst tenkelig scenario

6.1.1 Kart

Figur 6-1 viser kartet over teoretisk verst tenkelig skyggekast, målt i antall timer per år. For denne beregningen antas at solen skinner alle timer i løpet av en dag og at turbinen alltid står vinkelrett på mottakerpunktet, og man ender da opp med en beskrivelse av den maksimale skyggekastbelastningen man forventer som følge av både nye Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk.



Figur 6-1: Teoretisk verst tenkelig skyggekast med hensyn til Hitra 2 vindkraftverk med definerte skyggekastmottakere.

Når man tar hensyn til Hitra 2 vindkraftverk ser man en større utstrekning av arealer som ligger over anbefalt grenseverdi, spesielt røde arealer har blitt større sammenlignet med Figur 5-1. Dette er naturlig siden disse to vindkraftverkene hver for seg vil lage skyggekast som nå legges sammen for en større total belastning. Figuren viser at skyggekast vil få større utbredelse både over fjellområdet og i områdene øst og vest for vindkraftverkene.

6.1.2 Individuelle mottakere

Tabell 6-1 viser resultatet av beregningene av maksimalt teoretisk skyggekast for alle de definerte mottakerne i Figur 3-2 og tar hensyn til sumvirkninger fra Hitra 2 vindkraftverk. Resultatene er vist med de samme oppsettet som delresultatene i avsnitt 5.1.2, der første er vist i kolonnene «Timer/år». Dette er antall timer med skyggekast på mottakeren (på format *timer:minutter*). Det andre delresultatet, vist i kolonne «Dager/år», gir hvor mange dager i løpet av året det inntreffer skyggekast på mottakeren. Den tredje kolonnen «Timer/dag (verste dag)» (på format *timer:minutter*), gir belastningen på den verste dagen.

Tabell 6-1: Teoretisk skyggekast for skyggekastmottakerne for nye Hitra 1 vindkraftverk med hensyn til Hitra 2 vindkraftverk. Kolonne 6, 7 og 8 (i grått) er hentet fra tabell 5-1 for skyggekast for nye Hitra 1 uten Hitra 2 vindkraftverk for sammenligningsgrunnlag.

	Mottaker	Timer/år	Dager/år	Timer/dag (verste dag)	*Timer/år*	*Dager/år*	*Timer/dag (verste dag)*
A	Eiendom 32/93	50:09	158	0:29	17:05	47	0:29
B	Eldsfjellveien 47	11:09	34	0:25	11:09	34	0:25

C	Vesthitterveien 141	10:23	35	0:23	10:23	35	0:23
D	Eldsfjellveien 86	26:56	99	0:25	11:11	48	0:23
E	Eldsfjellveien 85	26:03	99	0:25	10:14	45	0:23
F	Straumfjordveien 4	0:00	0	0:00	0:00	0	0:00
G	Vesthitterveien 182	8:39	29	0:23	8:39	29	0:23
H	Vesthitterveien 168	0:00	0	0:00	0:00	0	0:00
I	Vesthitterveien 162	0:00	0	0:00	0:00	0	0:00
J	Eldsfjellveien 3	9:59	34	0:24	9:59	34	0:24
K	Eldsfjellveien 8	11:06	35	0:25	11:06	35	0:25
L	Vesthitterveien 135	0:00	0	0:00	0:00	0	0:00
M	Vesthitterveien 131	0:00	0	0:00	0:00	0	0:00
N	Vesthitterveien 154	10:20	34	0:23	10:20	34	0:23
O	Vesthitterveien 142	10:38	34	0:24	10:38	34	0:24
P	Vesthitterveien 132	0:00	0	0:00	0:00	0	0:00
Q	Vesthitterveien 136	9:41	34	0:23	9:41	34	0:23

Tabellen viser at flere mottakere har samme skyggekastbelastning også når Hitra 2 tas med, som betyr at det bare er Hitra 1 de faktisk mottar skyggekast fra. Det er tre mottakere som opplever mer skyggekast. Det er mottaker A, D og E. De tre mottakerne er lokalisert vest (A) og øst (D og E) for planområdet. Det er kun én mottaker som overskrider de anbefalte grenseverdiene, mottaker A.

Basert på den maksimerte teoretiske analysen vil det ikke bli stor endring for mottakerne når man ser på sumeffekten av de to vindkraftverkene. Det vil kunne bli en endring på antall timer over et helt år, men ingen endring i hva som maksimalt kan oppleves gjennom en dag. Dette betyr at når man vurderer sumvirkninger fra Hitra 2 vindkraftverk, kan det for noen få mottakere oppstå endringer på mengden skyggekast gjennom året. Selv om den verste dagen fortsatt vil ha samme belastning, kan det bli flere dager med høy skyggekastbelastning, noe som kan merkes av enkelte mottakere.

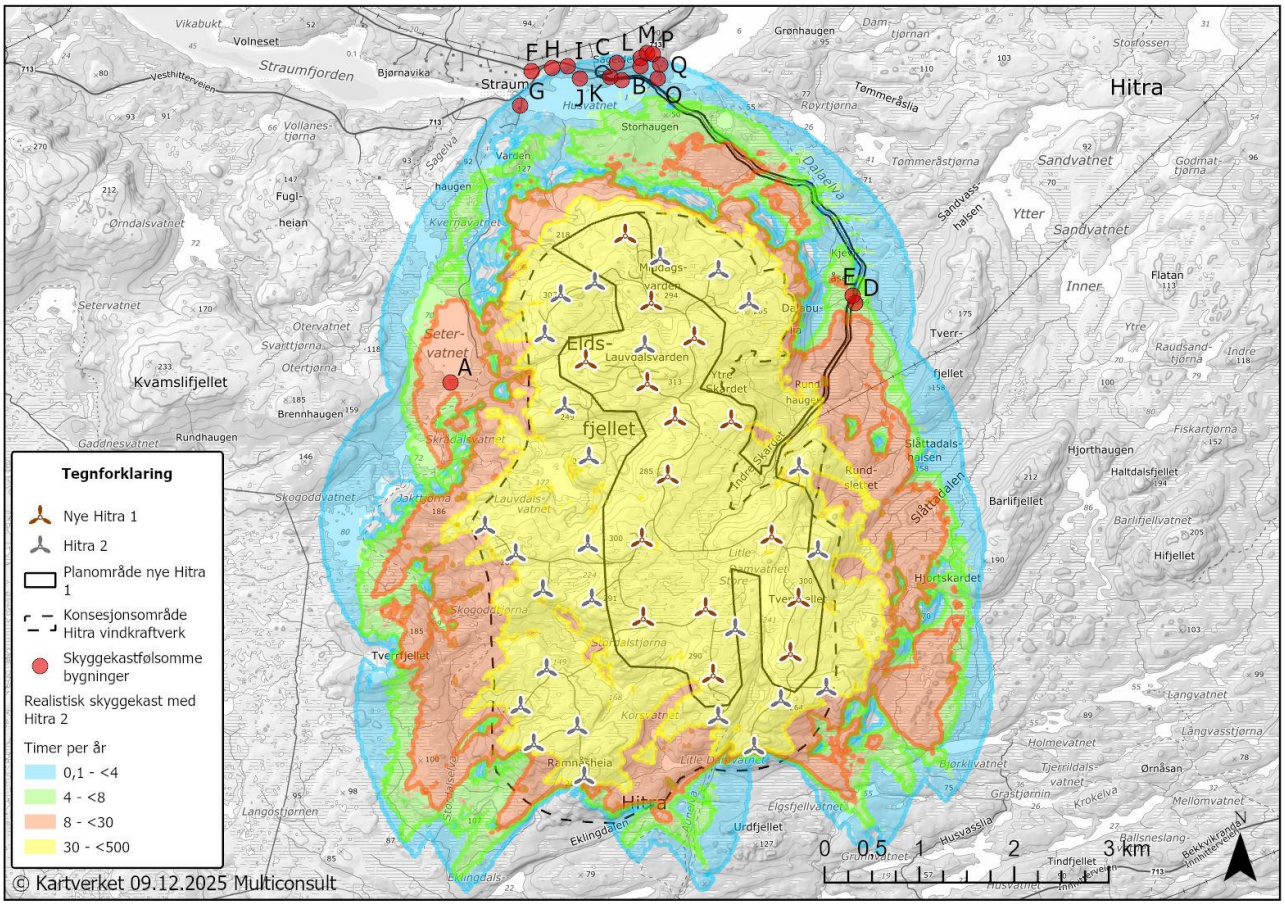
6.2 Realistisk scenario

6.2.1 Kart

Figur 6-2 viser et tilsvarende kart som Figur 6-1, men nå er en solskinnssannsynlighet på 50% tatt med og driftstid basert på vindrosen tatt med. Forskjellen i resultatet er at simuleringen først beregner teoretisk maksimum som om sola skinner hele tiden (nøyaktig på samme vis som vist i Figur 6-1), og deretter reduseres denne teoretiske maksimumsbelastningen med 50%, basert på antakelsen om at faktisk solskinn bare inntreffer halvparten av tiden. I tillegg justeres belastningen med en driftstid på totalt 7000 timer, basert på vindrosen og driftstid per sektor/vindretning.

Sammenlignet med maksimalt teoretisk i avsnitt 6.1 ser man kun en liten endring. Kartet viser at arealene er noe redusert. Spesielt ser man at andelen av røde og gule områder har minsket, og disse strekker seg ikke like langt ut som tidligere. Denne reduksjonen er imidlertid ikke betydelig nok til å være visuelt fremtredende.

Dersom man sammenligner med de tilsvarende figurene i kapittel 5 (som omtaler skyggekast fra nye Hitra 1 vindkraftverk alene) ser man derimot en litt større endring. De arealene som viser utsatte områder er større og strekker seg lengre utover fjellområdet. Dette antyder at sumvirkninger fra begge vindkraftverkene vil kunne påvirke nærområdene, men trolig ikke medføre en stor endring for mottakerne.



Figur 6-2: Realistisk skyggekastbelastning med hensyn til Hitra 2 vindkraftverk med definerte skyggekastmottakere, målt i timer per år.

6.2.2 Individuelle mottakere

Tabell 6-2 oppsummerer resultatet av det realistiske scenarioet. Det er benyttet samme metodikk som i avsnitt 5.2.2. Sammenlignet med tallene for teoretisk maksimum (se Tabell 6-1) er disse tallene redusert både på grunn av 50% solskinnssannsynlighet og driftstiden til turbinene. Antall timer er betraktelig redusert. Tabellen viser i tillegg økningen av forventet skyggekasttimer per år når man tar med sumvirkninger. Mottakeren som anses å være mest utsatt for skyggekast opplever nesten 14 timer per år (mottaker A). Denne skog- og utmarkskoien ligger vest for planområdet, omtrent 1453 meter unna nærmeste nye Hitra 1-turbin, og 1117 meter unna nærmeste Hitra 2-turbin og det er derfor forventet at belastningen vil være høy her.

Tabell 6-2: Realistisk skyggekastbelastning for skyggekastmottakerne for nye Hitra 1 vindkraftverk sammen med det eksisterende Hitra 2 vindkraftverk. Tabellen viser økning i antatt skyggekast når det tas hensyn til sumvirkninger.

	Mottaker	Timer/år	Økning
A	Eiendom 32/93	13:42	08:53

B	Eldsfjellveien 47	2:44	-
C	Vesthitterveien 141	2:31	-
D	Eldsfjellveien 86	7:20	04:09
E	Eldsfjellveien 85	7:10	04:16
F	Straumfjordveien 4	0:00	-
G	Vesthitterveien 182	1:49	-
H	Vesthitterveien 168	0:00	-
I	Vesthitterveien 162	0:00	-
J	Eldsfjellveien 3	2:13	-
K	Eldsfjellveien 8	2:39	-
L	Vesthitterveien 135	0:00	-
M	Vesthitterveien 131	0:00	-
N	Vesthitterveien 154	2:36	-
O	Vesthitterveien 142	2:43	-
P	Vesthitterveien 132	0:00	-
Q	Vesthitterveien 136	2:28	-

I motsetning til teoretisk skyggekast, tar realistisk skyggekast mer hensyn til realistiske forhold som vær og solskinnsvariasjoner, og gir dermed et mer nøyaktig bilde av hvordan mottakerne vil bli påvirket av nærliggende vindkraftverk. Mens teoretisk skyggekast antar maksimal påvirkning basert på ideelle solforhold, reflekterer realistisk skyggekast hvordan mottakerne faktisk vil oppleve skyggekast under varierende værforhold, noe som ofte resulterer i kortere varighet og mindre intensitet enn de maksimale beregningene tilsier. Det er derfor ulike resultater mellom de to scenarioene.

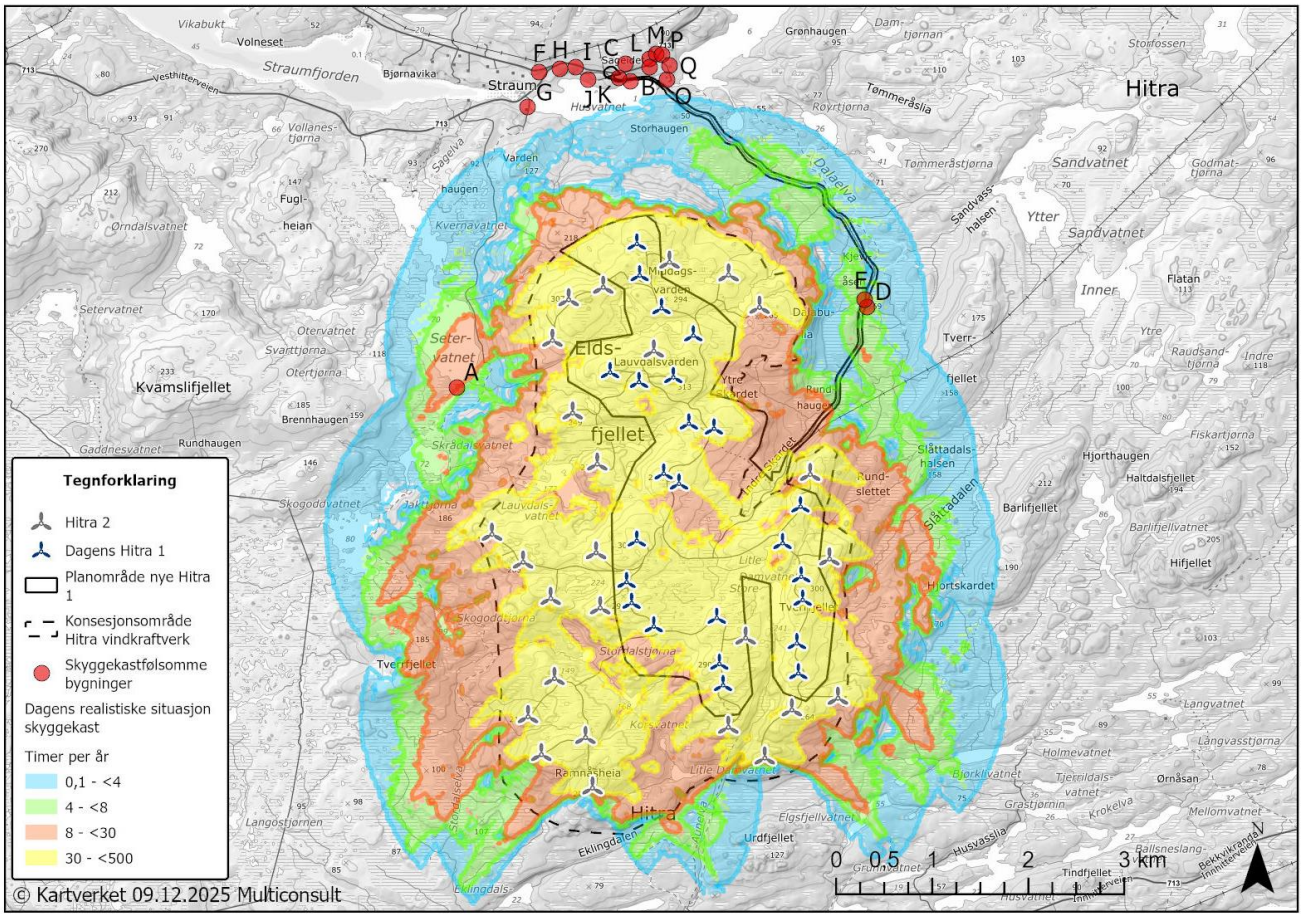
Tabellen viser at det kun er tre mottakere som vil oppleve endringer når man ser på de samlede virkningene fra Hitra 2. Dette er de samme mottakerne som ble identifisert i den maksimale teoretiske simuleringen. Av disse er det bare mottaker A som får en endring som medfører overskridelse av anbefalte grenseverdier. Mottaker D og E vil få mer enn syv timer med skyggekast per år, men dette ligger fortsatt under grenseverdien på åtte timer.

7 Dagens situasjon

For beregningen av dagens situasjon er det lagt til grunn eksisterende Hitra 1 vindkraftverk og Hitra 2 vindkraftverk. Spesifikasjonene rundt turbinene er nevnt i avsnitt 1.

7.1 Realistisk scenario

For å gi et godt sammeligningsgrunnlag er det gjort simuleringer for dagens situasjon med eksiterende Hitra 1 og Hitra 2. Det er bare gjort realistiske simuleringer, altså med en solskinnssannsynlighet på 50% tatt med og driftstid på totalt 7000 timer, basert på vindrosen og driftstid per sektor/vindretning.



Figur 7-1: Realistisk skyggekastbelastning for dagens situasjon med eksisterende Hitra 1 og Hitra 2, målt i timer per år.

Figuren viser at simuleringen av dagens situasjon med eksisterende vindkraftverk gir mindre utstrekning av områder utsatt for skyggekast. De røde og gule områdene, som indikerer høy belastning, er betydelig redusert.

Tabell 7-1 viser at dagens situasjon med de eksisterende vindkraftverkene gir begrenset skyggekast for de definerte mottakerne. De fleste mottakerne opplever ingen skyggekast. Kun tre mottakere (A, D og E) er berørt, og bare én av dem overstiger grenseverdiene. Denne mottakeren, mottaker A, er den samme som også vil være over grenseverdiene ved en eventuell utbygging av nye Hitra 1.

Tabell 7-1: Realistisk skyggekast for dagens situasjon med eksisterende Hitra 1 og Hitra 2.

	Mottaker	**Timer/år**
A	Eiendom 32/93	8:53
B	Eldsfjellveien 47	0:00
C	Vesthitterveien 141	0:00
D	Eldsfjellveien 86	4:09
E	Eldsfjellveien 85	4:16
F	Straumfjordveien 4	0:00
G	Vesthitterveien 182	0:00

H	Vesthitterveien 168	0:00
I	Vesthitterveien 162	0:00
J	Eldsfjellveien 3	0:00
K	Eldsfjellveien 8	0:00
L	Vesthitterveien 135	0:00
M	Vesthitterveien 131	0:00
N	Vesthitterveien 154	0:00
O	Vesthitterveien 142	0:00
P	Vesthitterveien 132	0:00
Q	Vesthitterveien 136	0:00

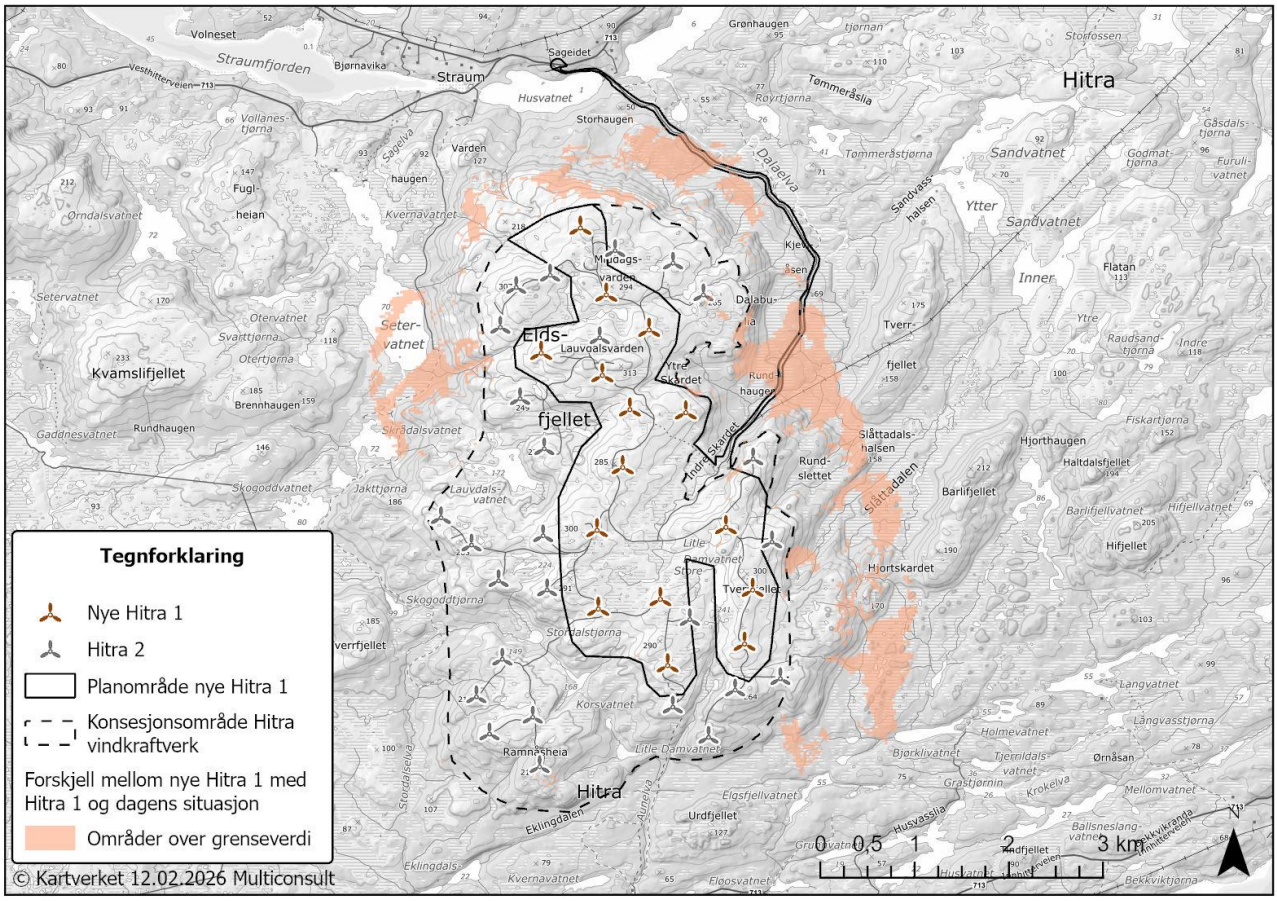
Sammenlignet med dagens situasjon viser analysen at utbyggingen av nye Hitra 1 vil føre til en økt utbredelse av skyggekast. Den største utbredelsen gjelder imidlertid områder hvor påvirkningen fortsatt ligger under anbefalte grenseverdier. Gjennom simuleringene er det kun én mottaker, mottaker A, som fremstår som særlig utsatt. Dette er en mottaker som allerede opplever skyggekast i dag, og den nye utbyggingen vil medføre en økning i belastningen, i henhold til beregningen vil mottakeren gå fra 8:53 til 13:42 timer per år.

Ifølge simuleringen av dagens situasjon ligger mottaker A over anbefalt grenseverdi allerede i dag. Når Hitra 2 inkluderes i beregningene for nye Hitra 1 vindkraftverk (se avsnitt 6.2.2), tilsvarer økningen det mottaker A opplever i dag, noe som indikerer at dagens turbiner fra Hitra 1 ikke bidrar til skyggekast på denne mottakeren. Det foreligger en avtale for denne mottakeren som følge av skyggekast fra Hitra 2.

Mottakere som ligger nord for vindkraftverket opplever i dag ikke skyggekast, men vil kunne få noe skyggekast gjennom året som følge av utbyggingen. Denne påvirkningen er imidlertid under grenseverdiene, som vist i Tabell 6-2 .

Sammenlignet med dagens eksisterende vindkraftverk vil nye Hitra 1 medføre en økning i samlet skyggekastbelastning. For mottakere som ikke har skyggekast i dag, vil den nye belastningen skal være relativt lav, rundt 2 timer per år under realistiske forhold, og innenfor grenseverdiene. For mottakere som allerede er berørt, vil det kunne merkes en økning. Mottaker D og E går fra rundt fire timer til omtrent syv timer med skyggekast per år, nær en dobling. Ifølge de detaljerte resultatene i vedlegg Skyggekastkalender – Grafisk – Realistisk scenario med Hitra 2 vindkraftverk viser at skyggekast for disse to mottakerne hovedsakelig forekomme på ettermiddager om høsten og våren.

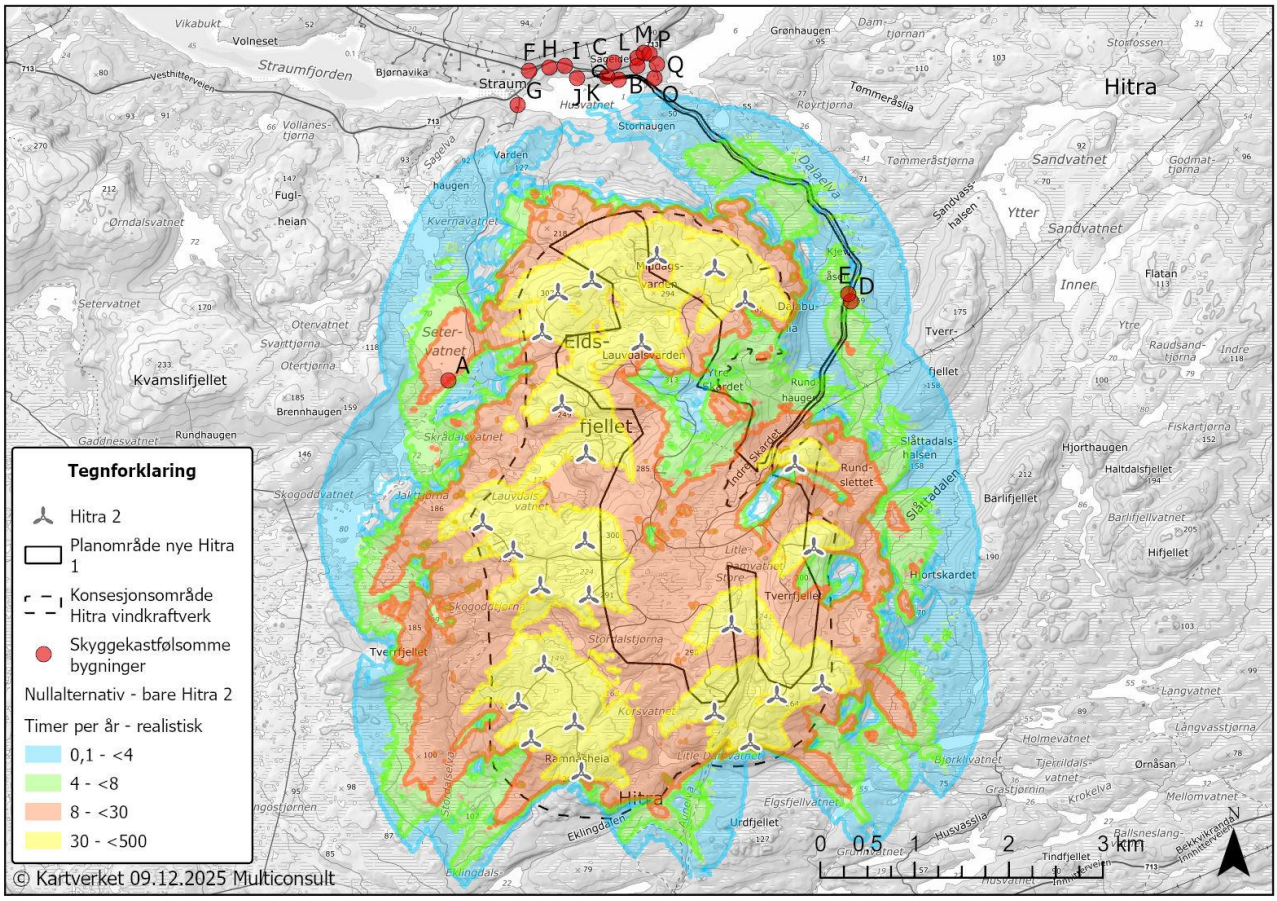
For å sammenligne dagens situasjon og det nye Hitra 1 vindkraftverket er det vurdert hvilke områder som vil oppleve en endring og som vil overskride anbefalte grenseverdier ved en eventuell utbygging. Som vist i Figur 7-2, er det særlig områdene mot øst og delvis mot nord som forventes å oppleve størst endring. Dette gjelder spesielt flere strekninger langs adkomstveien.



Figur 7-2: Områder som kommer over grenseverdi for skyggekast ved utbygging av nye Hitra 1 vindkraftverk ved sammenligning av dagens situasjon. Merk at det ikke er gjort skille på hvor mange timer skyggekast bare at det overskrider grenseverdier for skyggekast.

8 Nullalternativet

Nullalternativet er sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for gamle Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2. Dette innebærer fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen.



Figur 8-1: Nullalternativet med realistiske forhold, målt i timer per år.

Fra kartet ser man at Hitra 2 ikke påvirker boligene i nord. Boligene langs adkomstveien blir påvirket av skyggekast, men under grenseverdier. Mottaker A ligger i rød sone og vil skyggekast over grenseverdiene i nullalternativet, men som nevnt foreligger det en avtale for denne allerede.

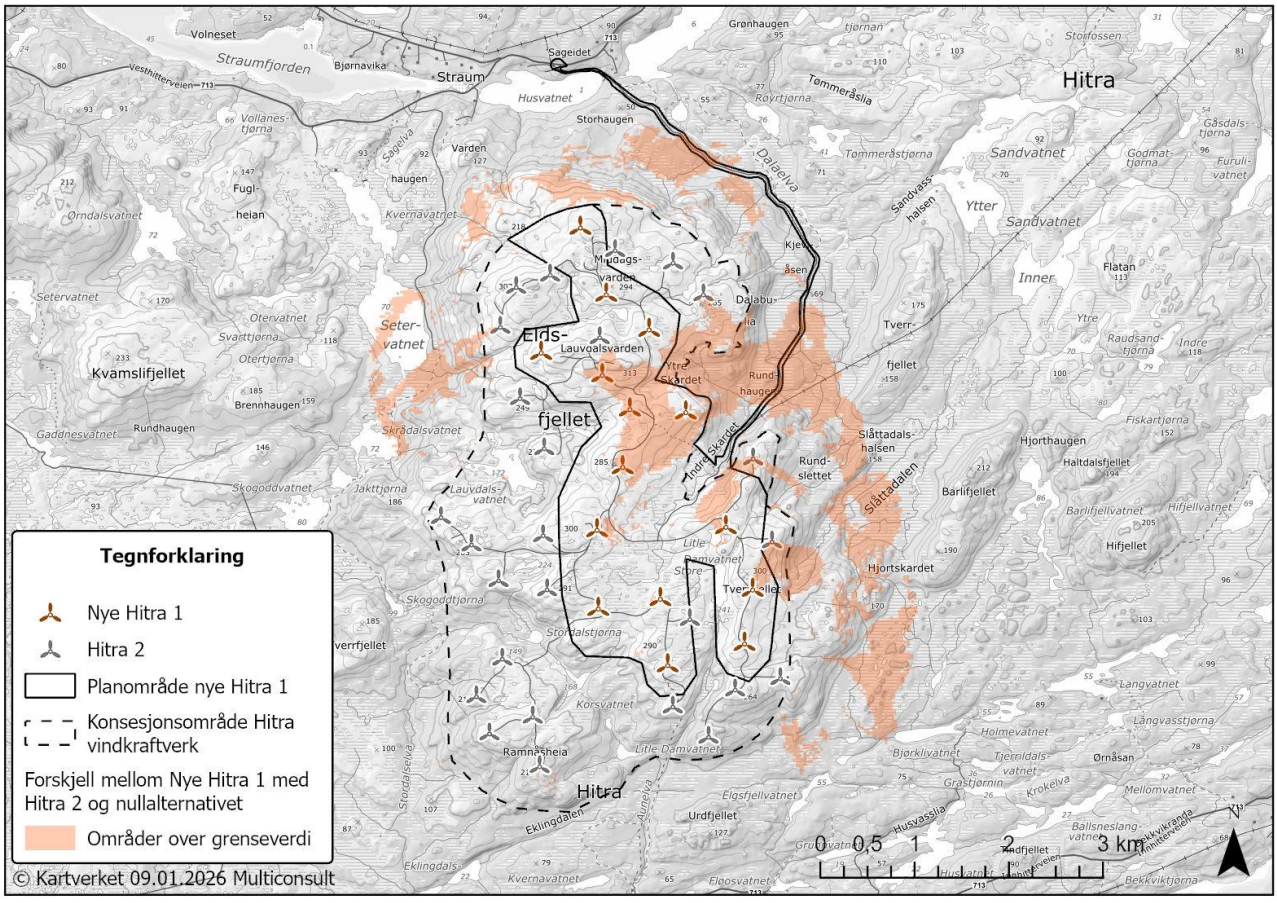
Tabell 8-1. Realistisk skyggekastbelastning for nullalternativet.

	Mottaker	Timer/år
A	Eiendom 32/93	8:53
B	Eldsfjellveien 47	0:00
C	Vesthitterveien 141	0:00
D	Eldsfjellveien 86	4:09
E	Eldsfjellveien 85	4:16
F	Straumfjordveien 4	0:00
G	Vesthitterveien 182	0:00
H	Vesthitterveien 168	0:00
I	Vesthitterveien 162	0:00
J	Eldsfjellveien 3	0:00
K	Eldsfjellveien 8	0:00

L	Vesthitterveien 135	0:00
M	Vesthitterveien 131	0:00
N	Vesthitterveien 154	0:00
O	Vesthitterveien 142	0:00
P	Vesthitterveien 132	0:00
Q	Vesthitterveien 136	0:00

Det kommer fram av sammenligning mellom nullalternativet og dagens situasjon at eksisterende Hitra 1 ikke bidrar med skyggekast på nærliggende boliger. Det er bare Hitra 2 som bidrar med belastning på de nærliggende boligene.

For å oppnå en god sammenligning mellom nullalternativet og det nye Hitra 1 vindkraftverket er det vurdert hvilke områder som vil overskride anbefalte grenseverdier ved en eventuell utbygging. Som vist i Figur 8-2, er det særlig områdene mot øst og delvis mot nord som forventes å oppleve størst endring. Dette gjelder spesielt flere strekninger langs adkomstveien.



Figur 8-2: Forskjell mellom nye Hitra 1 vindkraftverk med Hitra 2 og nullalternativet. Merk at det ikke er gjort skille på hvor mange timer skyggekast bare at det overskrider grenseverdier for skyggekast.

9 Avbøtende tiltak

Det er kun én mottaker som overskrider anbefalte grenseverdiene, og det foreligger allerede en avtale for denne. Det er derfor ikke behov for ytterligere avbøtende tiltak. Samtidig er det områder som påvirkes av skyggekast, og her kan avbøtende tiltak bidra til å redusere belastningen. Før utbygging

kan skyggekastkalendere utarbeides for å vise når skyggekast er forventet å kunne inntreffe. Sammen med automatiserte lyssensorer kan turbinene stoppes dersom det både er klarvær og man ser i skyggekastkalenderen at en mottaker kan være utsatt. Dette vil minimere ulempene for naboer og andre berørte.

10 Påvirkning på bebyggelse og friluftsliv

Siden det er flere boliger i nærheten av vindkraftverket, forventes det at bebyggelsen kan påvirkes av skyggekast. Også flere friluftsområder kan bli utsatt. Gjennom kartlegging av friluftsliv er Eldsjellet gitt «noe verdi» og Håvikfjellet til Sætervassdraget gitt «stor verdi»[3].

Deler av disse områdene er innenfor områder som kan oppleve skyggekast over anbefalt grenseverdi. I tillegg kan tre registrerte turruter bli berørt av skyggekast. Dette kan føre til at turgåere opplever skyggekast i perioder med sollys, noe som kan påvirke brukervennligheten av områdene. Det er viktig å påpeke at store deler av områdene allerede i dag utsettes for skyggekast fra det eksisterende anlegget. Utbyggingen av nye Hitra 1 vil medføre en liten økning av skyggekastbelastning i disse områdene. Flere av turrutene i området følger dessuten dagens adkomstveier til anlegget.

11 Konklusjon

Skyggekastanalysen viser at en mottaker rundt nye Hitra 1 vindkraftverk kan bli utsatt for skyggekast. Det er en av 17 identifiserte skyggekastfølsomme mottakere som utsettes for belastning som overskrider NVEs anbefalte grenseverdi for skyggekast når man tar hensyn til Hitra 2 vindkraftverk. Det foreligger en avtale med denne mottakeren, og er ikke behov for ytterligere avbøtende tiltak for denne. Når man bare ser på nye Hitra 1 vindkraftverk er det ingen mottakere som overskrider grenseverdiene. Mesteparten av mottakerne som kan oppleve skyggekast vil oppleve det midt på dagen gjennom vinterhalvåret, men noen få vil oppleve skyggekast på morgen og ettermiddag/kveld i sommerhalvåret. Den største utbredelsen av skyggekast skjer mot nord med lave belastningsnivåer, mens østlige og vestlige deler har flest overskridelser, hovedsakelig på grunn av morgen- og kveldssol. Områdene med høyest belastning ligger hovedsakelig på fjellområdet innenfor planområdet. På nordsiden oppstår skyggekast midt på dagen vinterstid, begrenset av korte dager og få turbiner innenfor 2 km.

Sammenlignet med dagens situasjon og nullalternativet viser analysen at utbyggingen av nye Hitra 1 vindkraftverk vil føre til en økt utbredelse av skyggekast. Den største utbredelsen gjelder imidlertid områder hvor påvirkningen fortsatt ligger under anbefalte grenseverdier.

Det er ikke nødvendig med avbøtende tiltak, men kan innføres dersom for å minske belastningen. Før utbygging kan det lages skyggekastkalendre som viser når skyggekast er forventet å inntreffe. Sammen med automatiserte lyssensorer kan turbinene stoppes dersom det både er klarvær og man ser i skyggekastkalenderen at en mottaker kan være utsatt. Dette vil minimere ulempene for naboer og andre berørte.

Flere friluftsområder og turruter kan bli påvirket av skyggekast fra nye Hitra 1 vindkraftverk, særlig i perioder med direkte sollys. Dette kan skape ubehag for turgåere, som kan oppleve forstyrrende skyggeeffekter når de ferdes langs disse rutene. Det er viktig å påpeke at store deler av områdene allerede i dag utsettes for skyggekast fra det eksisterende anlegget. Utbyggingen av nye Hitra 1 vil medføre en mindre økning av skyggekast i disse områdene.

[3] For utdypende informasjon om friluftsområdene se egen utredning om friluftsliv, *Nye Hitra 1 vindkraftverk – KU – Friluftsliv*.

12 Vedlegg

1.1 Skyggekastkalender – Tabell – Verst tenkelig scenario Hitra 1 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-1.1_Tabell-Hitra1-worst-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen kalender.

1.2 Skyggekastkalender – Grafisk – Verst tenkelig scenario Hitra 1 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-1.2_Grafisk-Hitra1-worst-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen belastningsfigur som eksempelvis vist i Figur 5-2.

2.1 Skyggekastkalender – Tabell – Realistisk scenario Hitra 1 vindkraftverk

Dokument: *10252119-01-RIVIND-RAP-001-Vedlegg-2.1_Tabell-Hitra1-real-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen kalender.

2.2 Skyggekastkalender – Grafisk – Realistisk scenario Hitra 1 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-2.2_Grafisk-Hitra1-real-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen belastningsfigur som eksempelvis vist i Figur 5-2.

3.1 Skyggekastkalender – Tabell – Verst tenkelig scenario med Hitra 2 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-3.1_Tabell-med-Hitra2-worst-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen kalender.

3.2 Skyggekastkalender – Grafisk – Verst tenkelig scenario med Hitra 2 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-3.2_Grafisk-med-Hitra2-worst-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen belastningsfigur som eksempelvis vist i Figur 5-2.

4.1 Skyggekastkalender – Tabell – Realistisk scenario med Hitra 2 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-4.1_Tabell-med-Hitra2-real-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen kalender.

4.2 Skyggekastkalender – Grafisk – Realistisk scenario med Hitra 2 vindkraftverk

Dokument: *10258198-01-RIEn-RAP-001-Vedlegg-4.2_Grafisk-med-Hitra2-real-case*
Vedlegget representerer råresultatet fra WindPRO sin SHADOW-modul der hver skyggekastmottaker har sin egen belastningsfigur som eksempelvis vist i Figur 5-2.

13 Referanser

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2014). *Skyggekast fra vindkraftverk: Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis* (Veileder nr. 2/2014). NVE. https://publikasjoner.nve.no/veileder/2014/veileder2014_02.pdf

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2022a). *Oppdatert kunnskapsgrunnlag om skyggekast fra vindturbiner* (Ekstern rapport nr. 4/2022). NVE. https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2022/eksternrapport2022_04.pdf

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2022b). *Skyggekast fra vindturbiner*. NVE. https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/skyggekast-fra-vindturbiner/

Multiconsult

Vedlegg 1.1

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** A - Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April		May		June	July		August		September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48		05:05	06:57 (4)	03:33	03:15		04:35	07:11 (4)	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13		21:42 28	07:25 (4)	23:15	23:42		22:26 19	07:30 (4)	20:42	18:58	16:15	14:55
2	10:08	09:01	07:31	06:45		05:02	06:57 (4)	03:31	03:17		04:38	07:11 (4)	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:51	16:18	17:46	20:16		21:46 28	07:25 (4)	23:18	23:41		22:23 21	07:32 (4)	20:39	18:55	16:12	14:53
3	10:07	08:58	07:28	06:41		04:59	06:58 (4)	03:29	03:18		04:41	07:09 (4)	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:53	16:22	17:49	20:19		21:49 28	07:26 (4)	23:20	23:40		22:20 23	07:32 (4)	20:36	18:51	16:09	14:51
4	10:06	08:55	07:25	06:38		04:55	06:57 (4)	03:27	03:20		04:44	07:09 (4)	06:16	07:40	08:12	09:41
	14:55	16:25	17:52	20:22		21:52 29	07:26 (4)	23:23	23:38		22:17 24	07:33 (4)	20:32	18:48	16:06	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34		04:52	06:57 (4)	03:24	03:22		04:47	07:08 (4)	06:19	07:43	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25		21:55 28	07:25 (4)	23:25	23:37		22:14 25	07:33 (4)	20:29	18:45	16:02	14:48
6	10:04	08:49	07:18	06:31		04:49	06:57 (4)	03:22	03:24		04:50	07:07 (4)	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28		21:58 27	07:24 (4)	23:27	23:35		22:10 27	07:34 (4)	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:15	06:27		04:46	06:58 (4)	03:21	03:26		04:54	07:06 (4)	06:24	07:48	08:21	09:48
	15:02	16:34	18:01	20:31		22:01 26	07:24 (4)	23:30	23:33		22:07 28	07:34 (4)	20:22	18:38	15:56	14:45
8	10:01	08:43	07:11	06:24		04:42	06:58 (4)	03:19	03:28		04:57	07:06 (4)	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:04	16:38	18:04	20:33		22:04 25	07:23 (4)	23:32	23:31		22:04 28	07:34 (4)	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20		04:39	06:59 (4)	03:17	03:30		05:00	07:07 (4)	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:41	18:07	20:36		22:07 24	07:23 (4)	23:34	23:29		22:01 28	07:35 (4)	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:57	08:37	07:04	06:17		04:36	06:59 (4)	03:16	03:33		05:03	07:06 (4)	06:33	07:57	08:31	09:55
	15:09	16:44	18:09	20:39		22:10 23	07:22 (4)	23:36	23:27		21:57 28	07:34 (4)	20:11	18:27	15:47	14:41
11	09:56	08:34	07:01	06:13		04:33	07:00 (4)	03:14	03:35		05:06	07:06 (4)	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:12	16:47	18:12	20:42		22:13 20	07:20 (4)	23:37	23:25		21:54 28	07:34 (4)	20:08	18:24	15:44	14:40
12	09:54	08:31	06:57	06:10		04:30	07:02 (4)	03:13	03:38		05:09	07:06 (4)	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45		22:17 18	07:20 (4)	23:39	23:22		21:51 28	07:34 (4)	20:04	18:21	15:42	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:07		04:26	07:03 (4)	03:12	03:40		05:12	07:06 (4)	06:41	08:05	08:40	10:00
	15:17	16:53	18:18	20:48		22:20 15	07:18 (4)	23:40	23:20		21:47 27	07:33 (4)	20:01	18:17	15:39	14:38
14	09:50	08:24	06:51	06:03		04:23	07:04 (4)	03:11	03:43		05:15	07:07 (4)	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:20	16:57	18:21	20:51		22:23 11	07:15 (4)	23:42	23:18		21:44 26	07:33 (4)	19:57	18:14	15:36	14:38
15	09:48	08:21	06:47	06:00		04:20	07:09 (4)	03:10	03:46		05:18	07:07 (4)	06:47	08:11	08:46	10:03
	15:23	17:00	18:24	20:54		22:26 3	07:12 (4)	23:43	23:15		21:41 26	07:33 (4)	19:54	18:11	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56		04:17		03:09	03:48		05:21	07:07 (4)	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57		22:29		23:44	23:13		21:37 24	07:31 (4)	19:50	18:07	15:30	14:37
17	09:43	08:15	06:40	05:53		04:14		03:08	03:51		05:24	07:08 (4)	06:52	08:17	08:52	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00		22:32		23:45	23:10		21:34 22	07:30 (4)	19:47	18:04	15:28	14:37
18	09:41	08:11	06:37	05:49		04:11		03:08	03:54		05:27	07:10 (4)	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03		22:35		23:46	23:07		21:30 19	07:29 (4)	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46		04:08		03:07	03:57		05:30	07:10 (4)	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:36	21:06		22:38		23:47	23:05		21:27 17	07:27 (4)	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42		04:05		03:07	03:59		05:32	07:13 (4)	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:39	21:09		22:41		23:47	23:02		21:24 11	07:24 (4)	19:36	17:54	15:20	14:37
21	09:34	08:02	06:26	05:39		04:02		03:07	04:02		05:35		07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12		22:44		23:47	22:59		21:20		19:33	17:51	15:17	14:37
22	09:31	07:58	06:23	05:36	07:12 (4)	03:59		03:07	04:05		05:38		07:06	08:32	09:08	10:10
	15:43	17:21	18:44	21:15 2	07:14 (4)	22:47		23:48	22:56		21:17		19:29	17:47	15:15	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	07:07 (4)	03:57		03:07	04:08		05:41		07:09	08:35	09:11	10:11
	15:47	17:25	18:47	21:18 12	07:19 (4)	22:50		23:48	22:54		21:13		19:26	17:44	15:12	14:38
24	09:26	07:52	06:16	05:29	07:05 (4)	03:54		03:08	04:11		05:44		07:12	08:38	09:14	10:11
	15:50	17:28	18:50	21:21 17	07:22 (4)	22:53		23:47	22:51		21:10		19:23	17:41	15:10	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	07:03 (4)	03:51		03:08	04:14		05:47		07:14	07:41	09:17	10:11
	15:53	17:31	18:53	21:24 20	07:23 (4)	22:56		23:47	22:48		21:07		19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	07:02 (4)	03:48		03:09	04:17		05:50		07:17	07:44	09:20	10:11
	15:56	17:34	18:56	21:27 22	07:24 (4)	22:59		23:47	22:45		21:03		19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:19	07:00 (4)	03:46		03:10	04:20		05:53		07:20	07:47	09:23	10:11
	15:59	17:37	18:59	21:30 24	07:24 (4)	23:02		23:46	22:42		21:00		19:12	16:31	15:03	14:41
28	09:15	07:38	06:02	05:15	06:59 (4)	03:43		03:11	04:23		05:56		07:23	07:50	09:25	10:11
	16:02	17:40	19:02	21:33 25	07:24 (4)	23:05		23:45	22:39		20:56		19:09	16:28	15:01	14:43
29	09:13		06:59	05:12	06:58 (4)	03:40		03:12	04:26	07:16 (4)	05:59		07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36 27	07:25 (4)	23:07		23:45	22:36 8	07:24 (4)	20:53		19:05	16:24	14:59	14:44
30	09:10		06:55	05:09	06:58 (4)	03:38		03:14	04:29	07:14 (4)	06:02		07:28	07:56	09:31	10:10
	16:09		20:07	21:39 27	07:25 (4)	23:10		23:44	22:33 13	07:27 (4)	20:49		19:02	16:21	14:57	14:45
31	09:07		06:52			03:36			04:32	07:12 (4)	06:04			07:59		10:10
	16:12		20:10			23:13			22:29 16	07:28 (4)	20:46			16:18		14:47
Potential sun hours	178	241	363	449		563		612	599		505		392	306	203	146
Total, worst case				176			333			37		479				

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** B - Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:52 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 19	12:11 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:53 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11 16	12:09 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:55 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 13	12:08 (1)	14:50
4	10:06	08:55		07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:59 (1)	09:42
	14:54	16:24		17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 6	12:05 (1)	14:49
5	10:05	08:52		07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		09:44
	14:56	16:28		17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02		14:47
6	10:04	08:49		07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		09:46
	14:59	16:31		17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59		14:46
7	10:02	08:46	12:28 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		09:49
	15:01	16:34 7	12:35 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56		14:44
8	10:01	08:43	12:25 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37 14	12:39 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	12:23 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40 17	12:40 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	12:23 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44 19	12:42 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	12:21 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 22	12:43 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:20 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50 23	12:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:20 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 24	12:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:20 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 24	12:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	12:20 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59 25	12:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:20 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 24	12:44 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:19 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 25	12:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	12:20 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09 24	12:44 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	12:20 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	12:57 (1)	08:59		10:08
	15:34	17:12 23	12:43 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 11	13:08 (1)	15:22		14:36
20	09:36	08:05	12:22 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	12:54 (1)	09:02		10:09
	15:37	17:15 21	12:43 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 16	13:10 (1)	15:19		14:36
21	09:34	08:01	12:22 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	12:53 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18 19	12:41 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19	13:12 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58	12:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	12:51 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21 15	12:39 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 22	13:13 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55	12:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	12:50 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24 10	12:37 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 23	13:13 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	12:50 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 24	13:14 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	11:49 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 25	12:14 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	11:50 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24	12:14 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:49 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 25	12:14 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	11:49 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24	12:13 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	11:50 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23	12:13 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:51 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22	12:13 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:51 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21	12:12 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			336									279		54	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** C - Vesthitterveien 141, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January		February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09		09:04	12:16 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:45 (1)	09:34
	14:48		16:15 18	12:34 (1)	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 21	12:06 (1)	14:54
2	10:08		09:01	12:16 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:44 (1)	09:36
	14:50		16:18 19	12:35 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11 22	12:06 (1)	14:52
3	10:07		08:58	12:15 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	11:44 (1)	09:39
	14:52		16:21 21	12:36 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 23	12:07 (1)	14:50
4	10:06		08:55	12:14 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:44 (1)	09:42
	14:54		16:24 22	12:36 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 23	12:07 (1)	14:49
5	10:05		08:52	12:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	11:44 (1)	09:44
	14:56		16:28 22	12:37 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02 22	12:06 (1)	14:47
6	10:04		08:49	12:14 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	11:44 (1)	09:46
	14:59		16:31 23	12:37 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59 22	12:06 (1)	14:46
7	10:02		08:46	12:14 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	11:45 (1)	09:49
	15:01		16:34 22	12:36 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56 21	12:06 (1)	14:44
8	10:01		08:43	12:15 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24	11:45 (1)	09:51
	15:03		16:37 22	12:37 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53 21	12:06 (1)	14:43
9	09:59		08:40	12:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27	11:46 (1)	09:53
	15:06		16:40 21	12:36 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50 20	12:06 (1)	14:42
10	09:58		08:37	12:16 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31	11:46 (1)	09:55
	15:08		16:44 21	12:37 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47 18	12:04 (1)	14:40
11	09:56		08:34	12:16 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34	11:48 (1)	09:57
	15:11		16:47 20	12:36 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44 15	12:03 (1)	14:39
12	09:54		08:31	12:17 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37	11:49 (1)	09:59
	15:14		16:50 17	12:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41 13	12:02 (1)	14:39
13	09:52		08:27	12:19 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40	11:52 (1)	10:01
	15:16		16:53 14	12:33 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38 8	12:00 (1)	14:38
14	09:50		08:24	12:21 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19		16:56 10	12:31 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48		08:21		06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22		16:59		18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46		08:18		06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25		17:03		18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44		08:15		06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28		17:06		18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41		08:11		06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31		17:09		18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39		08:08		06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34		17:12		18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:37		08:05		06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37		17:15		18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34		08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05		10:10
	15:40		17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17		14:36
22	09:32		07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08		10:11
	15:43		17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14		14:37
23	09:29		07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11		10:11
	15:46		17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12		14:37
24	09:26		07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		09:14		10:11
	15:49		17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09		14:38
25	09:24		07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		09:17		10:12
	15:52		17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37		15:07		14:39
26	09:21		07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44		09:20		10:12
	15:56		17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34		15:05		14:40
27	09:18		07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:55 (1)	09:23		10:12
	15:59		17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 1	11:56 (1)	15:02		14:41
28	09:16		07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	11:49 (1)	09:26		10:11
	16:02		17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 12	12:01 (1)	15:00		14:42
29	09:13	12:20 (1)			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	11:48 (1)	09:28		10:11
	16:05 8	12:28 (1)			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 15	12:03 (1)	14:58		14:43
30	09:10	12:18 (1)			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:47 (1)	09:31		10:11
	16:08 12	12:30 (1)			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 18	12:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07	12:17 (1)			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:45 (1)			10:10
	16:12 16	12:33 (1)			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 20	12:05 (1)			14:46
Potential sun hours	178		241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case	36		272									66		249		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** D - Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March		April		May	June	July	August	September		October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	15:31 (6)	06:48	18:14 (3)	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07		07:31		08:02	09:33
	14:49	16:15		17:42	20 15:51 (6)	20:13	6 18:20 (3)	21:42	23:15	23:42	22:26	20:42		18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	15:32 (6)	06:44	18:14 (3)	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10		07:34		08:05	09:36
	14:50	16:18		17:45	18 15:50 (6)	20:16	9 18:23 (3)	21:45	23:18	23:41	22:23	20:39		18:55		16:11	14:52
3	10:07	08:58		07:28	15:33 (6)	06:41	18:14 (3)	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13		07:37		08:08	09:39
	14:52	16:21		17:48	16 15:49 (6)	20:19	10 18:24 (3)	21:48	23:20	23:39	22:20	20:35		18:51		16:08	14:50
4	10:06	08:55		07:24	15:34 (6)	06:37	18:15 (3)	04:55	03:26	03:20	04:44	06:15		07:39		08:11	09:41
	14:54	16:24		17:51	12 15:46 (6)	20:21	11 18:26 (3)	21:51	23:23	23:38	22:16	20:32		18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21	15:39 (6)	06:34	18:16 (3)	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	18:16 (3)	07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:54	3 15:42 (6)	20:24	13 18:29 (3)	21:55	23:25	23:36	22:13	20:28	8 18:24 (3)	18:44		16:02	14:47
6	10:03	08:49		07:18		06:30	18:17 (3)	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	18:13 (3)	07:45		08:18	09:46
	14:59	16:31		17:57		20:27	13 18:30 (3)	21:58	23:27	23:35	22:10	20:25	13 18:26 (3)	18:41		15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14		06:27	18:20 (3)	04:45	03:20	03:26	04:53	06:24	18:11 (3)	07:48		08:21	09:48
	15:01	16:34		18:00		20:30	8 18:28 (3)	22:01	23:29	23:33	22:07	20:21	13 18:24 (3)	18:37		15:56	14:44
8	10:00	08:43		07:11		06:23		04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	18:09 (3)	07:51		08:24	09:50
	15:03	16:37		18:03		20:33		22:04	23:31	23:31	22:04	20:18	12 18:21 (3)	18:34		15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:07		06:20		04:39	03:17	03:30	04:59	06:29	18:08 (3)	07:54	16:11 (6)	08:27	09:53
	15:06	16:40		18:06		20:36		22:07	23:33	23:29	22:00	20:14	10 18:18 (3)	18:31	8 16:19 (6)	15:50	14:42
10	09:57	08:37		07:04		06:17		04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	18:07 (3)	07:56	16:07 (6)	08:30	09:55
	15:08	16:44		18:09		20:39		22:10	23:35	23:27	21:57	20:11	9 18:16 (3)	18:27	14 16:21 (6)	15:47	14:41
11	09:55	08:33		07:00		06:13		04:32	03:14	03:35	05:05	06:35	18:06 (3)	07:59	16:06 (6)	08:33	09:56
	15:11	16:47		18:12		20:42		22:13	23:37	23:24	21:54	20:07	6 18:12 (3)	18:24	17 16:23 (6)	15:44	14:40
12	09:53	08:30		06:57		06:10		04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	18:06 (3)	08:02	16:05 (6)	08:37	09:58
	15:14	16:50		18:15		20:45		22:16	23:39	23:22	21:50	20:04	3 18:09 (3)	18:20	19 16:24 (6)	15:41	14:39
13	09:52	08:27		06:54		06:06		04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	18:06 (3)	08:05	16:04 (6)	08:40	10:00
	15:16	16:53		18:18		20:48		22:19	23:40	23:20	21:47	20:00	1 18:07 (3)	18:17	21 16:25 (6)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03		04:23	03:10	03:42	05:14	06:43		08:08	16:03 (6)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51		22:23	23:42	23:17	21:44	19:57		18:14	22 16:25 (6)	15:35	14:37
15	09:47	08:21		06:47		05:59		04:20	03:09	03:45	05:17	06:46		08:11	16:02 (6)	08:46	10:03
	15:22	16:59		18:24		20:54		22:26	23:43	23:15	21:40	19:54		18:10	23 16:25 (6)	15:33	14:37
16	09:45	08:18		06:43		05:56		04:17	03:08	03:48	05:20	06:49		08:14	16:02 (6)	08:49	10:05
	15:25	17:03		18:27		20:57		22:29	23:44	23:12	21:37	19:50		18:07	22 16:24 (6)	15:30	14:36
17	09:43	08:14		06:40		05:52		04:14	03:08	03:51	05:23	06:52		08:17	16:02 (6)	08:52	10:06
	15:28	17:06		18:30		21:00		22:32	23:45	23:10	21:34	19:47		18:03	22 16:24 (6)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		06:36		05:49		04:11	03:07	03:53	05:26	06:55		08:20	16:03 (6)	08:55	10:07
	15:31	17:09		18:32		21:03		22:35	23:46	23:07	21:30	19:43		18:00	21 16:24 (6)	15:24	14:36
19	09:38	08:08	15:38 (6)	06:33		05:46		04:08	03:07	03:56	05:29	06:57		08:23	16:03 (6)	08:58	10:08
	15:34	17:12	9 15:47 (6)	18:35		21:06		22:38	23:46	23:05	21:27	19:40		17:57	20 16:23 (6)	15:22	14:36
20	09:36	08:04	15:35 (6)	06:29		05:42		04:05	03:07	03:59	05:32	07:00		08:26	16:03 (6)	09:01	10:09
	15:37	17:15	14 15:49 (6)	18:38		21:09		22:41	23:47	23:02	21:23	19:36		17:53	19 16:22 (6)	15:19	14:36
21	09:34	08:01	15:34 (6)	06:26		05:39		04:02	03:07	04:02	05:35	07:03		08:29	16:04 (6)	09:04	10:10
	15:40	17:18	17 15:51 (6)	18:41		21:12		22:44	23:47	22:59	21:20	19:33		17:50	16 16:20 (6)	15:17	14:36
22	09:31	07:58	15:32 (6)	06:23		05:35		03:59	03:07	04:05	05:38	07:06		08:32	16:06 (6)	09:07	10:10
	15:43	17:21	19 15:51 (6)	18:44		21:15		22:47	23:47	22:56	21:17	19:29		17:47	13 16:19 (6)	15:14	14:37
23	09:29	07:55	15:32 (6)	06:19		05:32		03:56	03:07	04:08	05:41	07:08		08:35	16:09 (6)	09:11	10:11
	15:46	17:24	21 15:53 (6)	18:47		21:18		22:50	23:47	22:53	21:13	19:26		17:44	6 16:15 (6)	15:12	14:37
24	09:26	07:51	15:31 (6)	06:16		05:28		03:53	03:07	04:11	05:44	07:11		08:38		09:13	10:11
	15:49	17:27	21 15:52 (6)	18:50		21:21		22:53	23:47	22:50	21:10	19:22		17:40		15:09	14:38
25	09:23	07:48	15:30 (6)	06:12		05:25		03:51	03:08	04:14	05:47	07:14		07:41		09:16	10:11
	15:52	17:30	22 15:52 (6)	18:53		21:24		22:56	23:47	22:47	21:06	19:19		16:37		15:07	14:39
26	09:21	07:45	15:30 (6)	06:09		05:22		03:48	03:09	04:17	05:50	07:17		07:44		09:19	10:11
	15:56	17:33	23 15:53 (6)	18:55		21:27		22:59	23:47	22:44	21:03	19:15		16:34		15:05	14:40
27	09:18	07:41	15:30 (6)	06:05		05:18		03:45	03:10	04:20	05:53	07:20		07:47		09:22	10:11
	15:59	17:36	22 15:52 (6)	18:58		21:30		23:02	23:46	22:41	20:59	19:12		16:31		15:02	14:41
28	09:15	07:38	15:31 (6)	06:02		05:15		03:43	03:11	04:23	05:55	07:22		07:50		09:25	10:11
	16:02	17:39	21 15:52 (6)	19:01		21:33		23:04	23:45	22:38	20:56	19:08		16:27		15:00	14:42
29	09:12			06:58		05:12		03:40	03:12	04:26	05:58	07:25		07:53		09:28	10:11
	16:05			20:04		21:36		23:07	23:44	22:35	20:53	19:05		16:24		14:58	14:43
30	09:10			06:55	18:14 (3)	05:08		03:38	03:13	04:29	06:01	07:28		07:56		09:31	10:10
	16:08			20:07	1 18:15 (3)	21:39		23:10	23:43	22:32	20:49	19:01		16:21		14:56	14:45
31	09:07			06:51	18:14 (3)			03:35		04:32	06:04			07:59			10:10
	16:11			20:10	4 18:18 (3)			23:13		22:29	20:46			16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449		563	612	600	505	392		306		203	145
Total, worst case			189		74		70						75		263		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** E - Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March		April		May	June	July	August	September		October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	15:26 (6)	06:48	18:06 (3)	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07		07:31		08:02	09:33
	14:49	16:15		17:42	12 15:38 (6)	20:13	8 18:14 (3)	21:42	23:15	23:42	22:26	20:42		18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	15:29 (6)	06:44	18:07 (3)	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10		07:34		08:05	09:36
	14:50	16:18		17:45	7 15:36 (6)	20:16	10 18:17 (3)	21:45	23:18	23:41	22:23	20:39		18:55		16:11	14:52
3	10:07	08:58		07:28		06:41	18:08 (3)	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13		07:37		08:08	09:39
	14:52	16:21		17:48		20:19	11 18:19 (3)	21:48	23:20	23:40	22:20	20:35		18:51		16:08	14:50
4	10:06	08:55		07:24		06:37	18:12 (3)	04:55	03:26	03:20	04:44	06:15		07:39		08:11	09:41
	14:54	16:24		17:51		20:21	5 18:17 (3)	21:51	23:23	23:38	22:16	20:32		18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21		06:34		04:52	03:24	03:21	04:47	06:18		07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:54		20:24		21:55	23:25	23:36	22:13	20:28		18:44		16:02	14:47
6	10:03	08:49		07:18		06:30		04:48	03:22	03:23	04:50	06:21		07:45		08:18	09:46
	14:59	16:31		17:57		20:27		21:58	23:27	23:35	22:10	20:25		18:41		15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14		06:27		04:45	03:20	03:26	04:53	06:24		07:48		08:21	09:48
	15:01	16:34		18:00		20:30		22:01	23:29	23:33	22:07	20:21		18:37		15:56	14:44
8	10:00	08:43		07:11		06:23		04:42	03:18	03:28	04:56	06:27		07:51		08:24	09:50
	15:03	16:37		18:03		20:33		22:04	23:31	23:31	22:04	20:18	4 18:11 (3)	18:34		15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:07		06:20		04:39	03:17	03:30	04:59	06:29		07:54		08:27	09:53
	15:06	16:40		18:06		20:36		22:07	23:33	23:29	22:00	20:14	11 18:14 (3)	18:31		15:50	14:42
10	09:57	08:37		07:04		06:17		04:36	03:15	03:32	05:02	06:32		07:56		08:30	09:55
	15:08	16:44		18:09		20:39		22:10	23:35	23:27	21:57	20:11	10 18:11 (3)	18:27		15:47	14:41
11	09:55	08:33		07:00		06:13		04:32	03:14	03:35	05:05	06:35		07:59		08:33	09:56
	15:11	16:47		18:12		20:42		22:13	23:37	23:25	21:54	20:07	8 18:06 (3)	18:24		15:44	14:40
12	09:53	08:30		06:57		06:10		04:29	03:12	03:37	05:08	06:38		08:02	16:01 (6)	08:37	09:58
	15:14	16:50		18:15		20:45		22:16	23:39	23:22	21:50	20:04	7 18:04 (3)	18:20	10 16:11 (6)	15:41	14:39
13	09:52	08:27		06:54		06:06		04:26	03:11	03:40	05:11	06:41		08:05	15:58 (6)	08:40	10:00
	15:16	16:53		18:18		20:48		22:19	23:40	23:20	21:47	20:00	5 18:01 (3)	18:17	15 16:13 (6)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03		04:23	03:10	03:42	05:14	06:43		08:08	15:56 (6)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51		22:23	23:42	23:17	21:44	19:57	2 17:57 (3)	18:14	18 16:14 (6)	15:35	14:37
15	09:47	08:21		06:47		05:59		04:20	03:09	03:45	05:17	06:46		08:11	15:55 (6)	08:46	10:03
	15:22	16:59		18:24		20:54		22:26	23:43	23:15	21:40	19:54		18:10	19 16:14 (6)	15:33	14:37
16	09:45	08:18		15:30 (6)	06:43	05:56		04:17	03:08	03:48	05:20	06:49		08:14	15:54 (6)	08:49	10:05
	15:25	17:03	7	15:37 (6)	18:27	20:57		22:29	23:44	23:12	21:37	19:50		18:07	21 16:15 (6)	15:30	14:36
17	09:43	08:14		15:27 (6)	06:40	05:52		04:14	03:08	03:51	05:23	06:52		08:17	15:53 (6)	08:52	10:06
	15:28	17:06	13	15:40 (6)	18:30	21:00		22:32	23:45	23:10	21:34	19:47		18:03	22 16:15 (6)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		15:25 (6)	06:36	05:49		04:11	03:07	03:53	05:26	06:55		08:20	15:53 (6)	08:55	10:07
	15:31	17:09	16	15:41 (6)	18:32	21:03		22:35	23:46	23:07	21:30	19:43		18:00	23 16:16 (6)	15:24	14:36
19	09:38	08:08		15:24 (6)	06:33	05:46		04:08	03:07	03:56	05:29	06:57		08:23	15:53 (6)	08:58	10:08
	15:34	17:12	18	15:42 (6)	18:35	21:06		22:38	23:46	23:05	21:27	19:40		17:57	22 16:15 (6)	15:22	14:36
20	09:36	08:05		15:23 (6)	06:29	05:42		04:05	03:07	03:59	05:32	07:00		08:26	15:53 (6)	09:01	10:09
	15:37	17:15	20	15:43 (6)	18:38	21:09		22:41	23:47	23:02	21:23	19:36		17:53	21 16:14 (6)	15:19	14:36
21	09:34	08:01		15:23 (6)	06:26	05:39		04:02	03:07	04:02	05:35	07:03		08:29	15:53 (6)	09:04	10:10
	15:40	17:18	21	15:44 (6)	18:41	21:12		22:44	23:47	22:59	21:20	19:33		17:50	21 16:14 (6)	15:17	14:36
22	09:31	07:58		15:22 (6)	06:23	05:35		03:59	03:07	04:05	05:38	07:06		08:32	15:54 (6)	09:08	10:10
	15:43	17:21	22	15:44 (6)	18:44	21:15		22:47	23:47	22:56	21:17	19:29		17:47	20 16:14 (6)	15:14	14:37
23	09:29	07:55		15:22 (6)	06:19	05:32		03:56	03:07	04:08	05:41	07:08		08:35	15:54 (6)	09:11	10:11
	15:46	17:24	22	15:44 (6)	18:47	21:18		22:50	23:47	22:53	21:13	19:26		17:44	18 16:12 (6)	15:12	14:37
24	09:26	07:51		15:22 (6)	06:16	05:28		03:53	03:07	04:11	05:44	07:11		08:38	15:55 (6)	09:13	10:11
	15:49	17:27	22	15:44 (6)	18:50	21:21		22:53	23:47	22:50	21:10	19:22		17:40	15 16:10 (6)	15:09	14:38
25	09:23	07:48		15:21 (6)	06:12	05:25		03:51	03:08	04:14	05:47	07:14		07:41	14:57 (6)	09:16	10:11
	15:52	17:30	22	15:43 (6)	18:53	21:24		22:56	23:47	22:47	21:06	19:19		16:37	12 15:09 (6)	15:07	14:39
26	09:21	07:45		15:22 (6)	06:09	05:22		03:48	03:09	04:17	05:50	07:17		07:44	15:00 (6)	09:19	10:11
	15:56	17:33	21	15:43 (6)	18:55	21:27		22:59	23:47	22:44	21:03	19:15		16:34	5 15:05 (6)	15:05	14:40
27	09:18	07:41		15:23 (6)	06:05	05:18		03:45	03:10	04:20	05:53	07:20		07:47		09:22	10:11
	15:59	17:36	18	15:41 (6)	18:58	21:30		23:02	23:46	22:41	20:59	19:12		16:31		15:02	14:41
28	09:15	07:38		15:24 (6)	06:02	17:05 (3)	05:15	03:43	03:11	04:23	05:55	07:22		07:50		09:25	10:11
	16:02	17:39	17	15:41 (6)	19:01	1 17:06 (3)	21:33	23:04	23:45	22:38	20:56	19:08		16:27		15:00	14:42
29	09:12				06:58	18:04 (3)	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25		07:53		09:28	10:11
	16:05				20:04	2 18:06 (3)	21:36	23:07	23:44	22:35	20:53	19:05		16:24		14:58	14:43
30	09:10				06:55	18:05 (3)	05:08	03:38	03:13	04:29	06:01	07:28		07:56		09:31	10:10
	16:08				20:07	4 18:09 (3)	21:39	23:10	23:43	22:32	20:49	19:01		16:21		14:56	14:45
31	09:07				06:51	18:06 (3)		03:35		04:32	06:04			07:59			10:10
	16:11				20:10	6 18:12 (3)		23:13		22:29	20:46			16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449		563	612	600	505	392		306		203	145
Total, worst case			239		32		34						47		262		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** F - Straumfjordveien 4, Våningshus

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:41	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:41
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:17	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:50	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:48	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:31	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** G - Vesthitterveien 182, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March		April	May	June	July	August	September	October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	09:51 (1)	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:03	09:34
	14:49	16:15		17:43	23 10:14 (1)	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	09:52 (1)	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	09:36
	14:50	16:18		17:46	22 10:14 (1)	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:12	14:52
3	10:07	08:58		07:28	09:52 (1)	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	09:39
	14:52	16:21		17:49	21 10:13 (1)	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	14:51
4	10:06	08:55		07:25	09:53 (1)	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	09:42
	14:54	16:24		17:52	20 10:13 (1)	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21	09:53 (1)	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:55	18 10:11 (1)	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	14:47
6	10:04	08:49		07:18	09:55 (1)	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	10:36 (1)	08:18	09:46
	14:59	16:31		17:58	15 10:10 (1)	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	5 10:41 (1)	15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14	09:57 (1)	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	10:32 (1)	08:21	09:49
	15:01	16:34		18:01	9 10:06 (1)	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	12 10:44 (1)	15:56	14:44
8	10:01	08:43		07:11		06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	10:30 (1)	08:24	09:51
	15:04	16:37		18:03		20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	16 10:46 (1)	15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:08		06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	10:28 (1)	08:28	09:53
	15:06	16:41		18:06		20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	19 10:47 (1)	15:50	14:42
10	09:58	08:37		07:04		06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	10:27 (1)	08:31	09:55
	15:09	16:44		18:09		20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	21 10:48 (1)	15:47	14:41
11	09:56	08:34		07:01		06:13	04:32	03:14	03:35	05:05	06:35	08:00	10:26 (1)	08:34	09:57
	15:11	16:47		18:12		20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	22 10:48 (1)	15:44	14:40
12	09:54	08:31		06:57		06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	10:25 (1)	08:37	09:59
	15:14	16:50		18:15		20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	23 10:48 (1)	15:41	14:39
13	09:52	08:28		06:54		06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	10:25 (1)	08:40	10:01
	15:17	16:53		18:18		20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	23 10:48 (1)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	10:25 (1)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	22 10:47 (1)	15:36	14:37
15	09:48	08:21		06:47		05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	10:25 (1)	08:46	10:04
	15:22	17:00		18:24		20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	21 10:46 (1)	15:33	14:37
16	09:46	08:18		06:44		05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	10:25 (1)	08:49	10:05
	15:25	17:03		18:27		20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	21 10:46 (1)	15:30	14:36
17	09:44	08:15		06:40		05:53	04:14	03:08	03:51	05:23	06:52	08:17	10:26 (1)	08:53	10:06
	15:28	17:06		18:30		21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	19 10:45 (1)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		06:37		05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	10:27 (1)	08:56	10:07
	15:31	17:09		18:33		21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	17 10:44 (1)	15:25	14:36
19	09:39	08:08		06:33		05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	10:28 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12		18:36		21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	14 10:42 (1)	15:22	14:36
20	09:37	08:05		06:30		05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	10:31 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15		18:38		21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	8 10:39 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:02		06:26		05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05	10:10
	15:40	17:18		18:41		21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17	14:36
22	09:32	07:58	09:59 (1)	06:23		05:35	03:59	03:07	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08	10:11
	15:43	17:21	10 10:09 (1)	18:44		21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14	14:37
23	09:29	07:55	09:57 (1)	06:19		05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11	10:11
	15:46	17:24	15 10:12 (1)	18:47		21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44		15:12	14:37
24	09:26	07:52	09:55 (1)	06:16		05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38		09:14	10:12
	15:49	17:27	17 10:12 (1)	18:50		21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09	14:38
25	09:24	07:48	09:54 (1)	06:12		05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		09:17	10:12
	15:52	17:31	20 10:14 (1)	18:53		21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37		15:07	14:39
26	09:21	07:45	09:53 (1)	06:09		05:22	03:48	03:09	04:17	05:50	07:17	07:44		09:20	10:12
	15:56	17:34	21 10:14 (1)	18:56		21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34		15:05	14:40
27	09:18	07:42	09:53 (1)	06:05		05:19	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47		09:23	10:12
	15:59	17:37	22 10:15 (1)	18:59		21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31		15:02	14:41
28	09:16	07:38	09:52 (1)	06:02		05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50		09:26	10:12
	16:02	17:40	23 10:15 (1)	19:02		21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27		15:00	14:42
29	09:13			06:58		05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53		09:28	10:11
	16:05			20:04		21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24		14:58	14:43
30	09:10			06:55		05:08	03:38	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56		09:31	10:11
	16:08			20:07		21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21		14:56	14:45
31	09:07			06:51			03:35		04:32	06:04		07:59			10:10
	16:12			20:10			23:13		22:30	20:46		16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449	564	613	600	505	392	306		203	145
Total, worst case			128		128								263		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** H - Vesthitterveien 168, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** I - Vesthitterveien 162, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** J - Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:03	10:55 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 15	11:10 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	10:57 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:12 11	11:08 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:02 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 1	11:03 (1)	14:50
4	10:06	08:55		07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12		09:42
	14:54	16:24		17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05		14:49
5	10:05	08:52		07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		09:44
	14:56	16:28		17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02		14:47
6	10:04	08:49		07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		09:46
	14:59	16:31		17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59		14:46
7	10:02	08:46		07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		09:49
	15:01	16:34		18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56		14:44
8	10:01	08:43	11:31 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37 4	11:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	11:27 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:28		09:53
	15:06	16:40 12	11:39 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	11:26 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44 15	11:41 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	11:24 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 18	11:42 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	11:23 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03		08:37		09:59
	15:14	16:50 20	11:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	11:23 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 21	11:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	11:22 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 22	11:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	11:22 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	17:00 23	11:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	11:21 (1)	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 24	11:45 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	11:21 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 23	11:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	11:22 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	12:00 (1)	08:56		10:07
	15:31	17:09 23	11:45 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00 8	12:08 (1)	15:25		14:36
19	09:39	08:08	11:22 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	11:57 (1)	08:59		10:08
	15:34	17:12 22	11:44 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 13	12:10 (1)	15:22		14:36
20	09:37	08:05	11:23 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	11:54 (1)	09:02		10:09
	15:37	17:15 21	11:44 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54 18	12:12 (1)	15:19		14:36
21	09:34	08:02	11:23 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	11:54 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18 19	11:42 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19	12:13 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58	11:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	11:53 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21 16	11:40 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 21	12:14 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55	11:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	11:52 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24 12	11:39 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44 22	12:14 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52	11:31 (1)	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	11:52 (1)	09:14		10:12
	15:49	17:27 2	11:33 (1)	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23	12:15 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	10:51 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24	11:15 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	10:51 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:34		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34 24	11:15 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	10:51 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 23	11:14 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	10:52 (1)	09:26		10:12
	16:02	17:40		19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 22	11:14 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	10:52 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 21	11:13 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	10:53 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 20	11:13 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	10:54 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 17	11:11 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			297									275		27	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** K - Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:34 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23 11:57 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:34 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22 11:56 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:35 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	20 11:55 (1)	14:50
4	10:06	08:55	12:12 (1)	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:36 (1)	09:42
	14:54	16:24	6 12:18 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	18 11:54 (1)	14:49
5	10:05	08:52	12:09 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	11:37 (1)	09:44
	14:56	16:28	13 12:22 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	15 11:52 (1)	14:47
6	10:04	08:49	12:07 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	11:39 (1)	09:46
	14:59	16:31	16 12:23 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	12 11:51 (1)	14:46
7	10:02	08:46	12:06 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	11:43 (1)	09:49
	15:01	16:34	18 12:24 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56	4 11:47 (1)	14:44
8	10:01	08:43	12:05 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37	21 12:26 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	12:04 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40	22 12:26 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	12:04 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44	23 12:27 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	12:04 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	23 12:27 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:03 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	24 12:27 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:04 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	24 12:28 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:03 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	25 12:28 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	12:04 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	24 12:28 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:04 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	23 12:27 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:05 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	21 12:26 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	12:06 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09	19 12:25 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	12:07 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12	16 12:23 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:37	08:05	12:10 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15	12 12:22 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	12:43 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	7 12:50 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	12:39 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	13 12:52 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	12:37 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	17 12:54 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	12:36 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	20 12:56 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	11:35 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	21 11:56 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	11:34 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	23 11:57 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:33 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	24 11:57 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	11:33 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	24 11:57 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	11:33 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	24 11:57 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:33 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	25 11:58 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:33 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	24 11:57 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			330									222		114	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** L - Vesthitterveien 135, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** M - Vesthitterveien 131, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** N - Vesthitterveien 154, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		12:53 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02		12:16 (1)	09:34
	14:48	16:15	8	13:01 (1)	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23	12:39 (1)	14:54
2	10:08	09:01		12:51 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06		12:16 (1)	09:36
	14:50	16:18	13	13:04 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22	12:38 (1)	14:52
3	10:07	08:58		12:49 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09		12:16 (1)	09:39
	14:52	16:21	16	13:05 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	23	12:39 (1)	14:50
4	10:06	08:55		12:48 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12		12:17 (1)	09:42
	14:54	16:24	18	13:06 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	22	12:39 (1)	14:49
5	10:05	08:52		12:48 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		12:16 (1)	09:44
	14:56	16:28	20	13:08 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	21	12:37 (1)	14:47
6	10:04	08:49		12:47 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		12:17 (1)	09:46
	14:59	16:31	21	13:08 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	20	12:37 (1)	14:46
7	10:02	08:46		12:46 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		12:19 (1)	09:49
	15:01	16:34	22	13:08 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56	18	12:37 (1)	14:44
8	10:01	08:43		12:47 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		12:20 (1)	09:51
	15:03	16:37	22	13:09 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53	16	12:36 (1)	14:43
9	09:59	08:40		12:46 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		12:22 (1)	09:53
	15:06	16:40	23	13:09 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50	12	12:34 (1)	14:42
10	09:58	08:37		12:47 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		12:24 (1)	09:55
	15:08	16:44	23	13:10 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47	7	12:31 (1)	14:40
11	09:56	08:34		12:47 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34			09:57
	15:11	16:47	22	13:09 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44			14:39
12	09:54	08:31		12:47 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37			09:59
	15:14	16:50	22	13:09 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41			14:39
13	09:52	08:27		12:48 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40			10:01
	15:16	16:53	21	13:09 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38			14:38
14	09:50	08:24		12:48 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43			10:02
	15:19	16:56	19	13:07 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35			14:37
15	09:48	08:21		12:50 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46			10:04
	15:22	16:59	17	13:07 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33			14:37
16	09:46	08:18		12:51 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49			10:05
	15:25	17:03	14	13:05 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30			14:36
17	09:44	08:15		12:54 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53			10:06
	15:28	17:06	8	13:02 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27			14:36
18	09:41	08:11			06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56			10:07
	15:31	17:09			18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24			14:36
19	09:39	08:08			06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59			10:08
	15:34	17:12			18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22			14:36
20	09:36	08:05			06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02			10:09
	15:37	17:15			18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19			14:36
21	09:34	08:01			06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05			10:10
	15:40	17:18			18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17			14:36
22	09:32	07:58			06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08			10:11
	15:43	17:21			18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14			14:37
23	09:29	07:55			06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11			10:11
	15:46	17:24			18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12			14:37
24	09:26	07:52			06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		09:14			10:11
	15:49	17:27			18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09			14:38
25	09:24	07:48			06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:23 (1)	09:17			10:12
	15:52	17:30			18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	10 12:33 (1)	15:07			14:39
26	09:21	07:45			06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:21 (1)	09:20			10:12
	15:56	17:33			18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	14 12:35 (1)	15:05			14:40
27	09:18	07:42			06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:19 (1)	09:23			10:12
	15:59	17:36			18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	17 12:36 (1)	15:02			14:41
28	09:16	07:38			06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:17 (1)	09:26			10:11
	16:02	17:40			19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	20 12:37 (1)	15:00			14:42
29	09:13				06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:17 (1)	09:28			10:11
	16:05				20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	21 12:38 (1)	14:58			14:43
30	09:10				06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:17 (1)	09:31			10:11
	16:08				20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	22 12:39 (1)	14:56			14:45
31	09:07				06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:16 (1)				10:10
	16:11				20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	23 12:39 (1)				14:46
Potential sun hours	178	241			363	449	564	613	600	505	392	306		203			145
Total, worst case			309										127		184		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** O - Vesthitterveien 142, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	12:44 (1)	09:34
	14:48	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 19	13:03 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	12:45 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:41	22:23	20:39	18:55		16:11 16	13:01 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	12:47 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51		16:08 13	13:00 (1)	14:50
4	10:06	08:55		07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40		08:12	12:51 (1)	09:42
	14:54	16:24		17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 6	12:57 (1)	14:49
5	10:05	08:52		07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		09:44
	14:56	16:28		17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02		14:47
6	10:04	08:49		07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		09:46
	14:59	16:31		17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59		14:46
7	10:02	08:46	13:20 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		09:49
	15:01	16:34 7	13:27 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56		14:44
8	10:01	08:43	13:17 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37 14	13:31 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	13:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40 17	13:32 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	13:15 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44 19	13:34 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	13:14 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 20	13:34 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50 22	13:35 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	13:13 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 23	13:36 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	13:12 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 24	13:36 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48	08:21	13:13 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59 24	13:37 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	13:12 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 24	13:36 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:43	08:15	13:12 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 23	13:35 (1)	18:30	21:00	22:32	23:45	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	13:13 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09 23	13:36 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	13:13 (1)	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	13:50 (1)	08:59		10:08
	15:34	17:12 21	13:34 (1)	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 9	13:59 (1)	15:22		14:36
20	09:36	08:05	13:15 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	13:47 (1)	09:02		10:09
	15:37	17:15 19	13:34 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 14	14:01 (1)	15:19		14:36
21	09:34	08:01	13:15 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	13:46 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18 17	13:32 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 18	14:04 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58	13:17 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	13:44 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21 13	13:30 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 20	14:04 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55	13:21 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	13:43 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24 6	13:27 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 22	14:05 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	13:43 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23	14:06 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:42 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24	13:06 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:42 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24	13:06 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:41		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:42 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:36		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 24	13:06 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:41 (1)	09:25		10:11
	16:02	17:39		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24	13:05 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:42 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23	13:05 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:43 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22	13:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:43 (1)			10:10
	16:11			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21	13:04 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			316									268		54	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** P - Vesthitterveien 132, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:27	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:41
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** Q - Vesthitterveien 136, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02		12:42 (1)	09:34
	14:48	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23	13:05 (1)	14:54
2	10:08	09:01		13:20 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06		12:42 (1)	09:36
	14:50	16:18	6	13:26 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22	13:04 (1)	14:52
3	10:07	08:58		13:17 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09		12:43 (1)	09:39
	14:52	16:21	12	13:29 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51		16:08	21	13:04 (1)	14:50
4	10:06	08:55		13:15 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40		08:12		12:43 (1)	09:42
	14:54	16:24	15	13:30 (1)	17:51	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	21	13:04 (1)	14:49
5	10:05	08:52		13:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		12:43 (1)	09:44
	14:56	16:28	17	13:32 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	19	13:02 (1)	14:47
6	10:04	08:49		13:14 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		12:45 (1)	09:46
	14:59	16:31	19	13:33 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	17	13:02 (1)	14:46
7	10:02	08:46		13:13 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		12:46 (1)	09:49
	15:01	16:34	20	13:33 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56	15	13:01 (1)	14:44
8	10:01	08:43		13:13 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		12:48 (1)	09:51
	15:03	16:37	22	13:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53	11	12:59 (1)	14:43
9	09:59	08:40		13:12 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		12:52 (1)	09:53
	15:06	16:40	23	13:35 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50	4	12:56 (1)	14:42
10	09:58	08:37		13:13 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31			09:55
	15:08	16:44	22	13:35 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47			14:40
11	09:56	08:34		13:13 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34			09:57
	15:11	16:47	22	13:35 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44			14:39
12	09:54	08:31		13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37			09:59
	15:14	16:50	21	13:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41			14:38
13	09:52	08:27		13:14 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40			10:01
	15:16	16:53	21	13:35 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38			14:38
14	09:50	08:24		13:14 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43			10:02
	15:19	16:56	20	13:34 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35			14:37
15	09:48	08:21		13:15 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46			10:04
	15:22	16:59	18	13:33 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33			14:37
16	09:46	08:18		13:16 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49			10:05
	15:25	17:03	16	13:32 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30			14:36
17	09:44	08:15		13:18 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53			10:06
	15:28	17:06	11	13:29 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27			14:36
18	09:41	08:11		13:23 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56			10:07
	15:31	17:09	3	13:26 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24			14:36
19	09:39	08:08			06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23		08:59			10:08
	15:34	17:12			18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22			14:36
20	09:36	08:05			06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02			10:09
	15:37	17:15			18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19			14:36
21	09:34	08:01			06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05			10:10
	15:40	17:18			18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17			14:36
22	09:32	07:58			06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08			10:11
	15:43	17:21			18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14			14:37
23	09:29	07:55			06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11			10:11
	15:46	17:24			18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12			14:37
24	09:26	07:52			06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		13:51 (1)		09:14	10:11
	15:49	17:27			18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	7	13:58 (1)		15:09	14:38
25	09:24	07:48			06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		12:47 (1)		09:17	10:12
	15:52	17:30			18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	13	13:00 (1)		15:07	14:39
26	09:21	07:45			06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44		12:46 (1)		09:20	10:12
	15:56	17:33			18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	16	13:02 (1)		15:05	14:40
27	09:18	07:41			06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47		12:44 (1)		09:23	10:12
	15:59	17:36			18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	19	13:03 (1)		15:02	14:41
28	09:16	07:38			06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50		12:43 (1)		09:26	10:11
	16:02	17:39			19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	20	13:03 (1)		15:00	14:42
29	09:13				06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53		12:43 (1)		09:28	10:11
	16:05				20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	21	13:04 (1)		14:58	14:43
30	09:10				06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56		12:43 (1)		09:31	10:11
	16:08				20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	22	13:05 (1)		14:56	14:45
31	09:07				06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		12:42 (1)			10:10
	16:11				20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	22	13:04 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203			145
Total, worst case			288									140		153		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Multiconsult

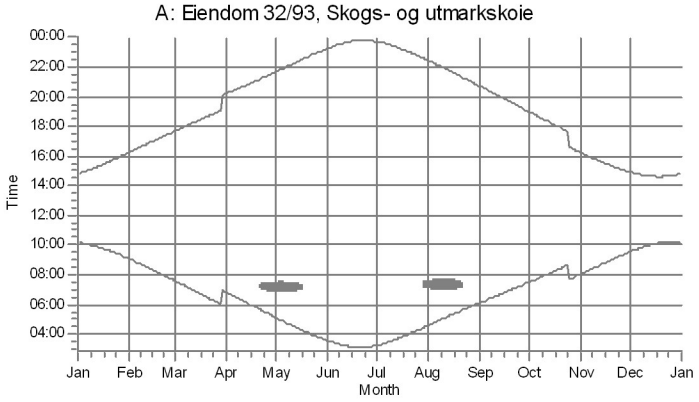
Vedlegg 1.2

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

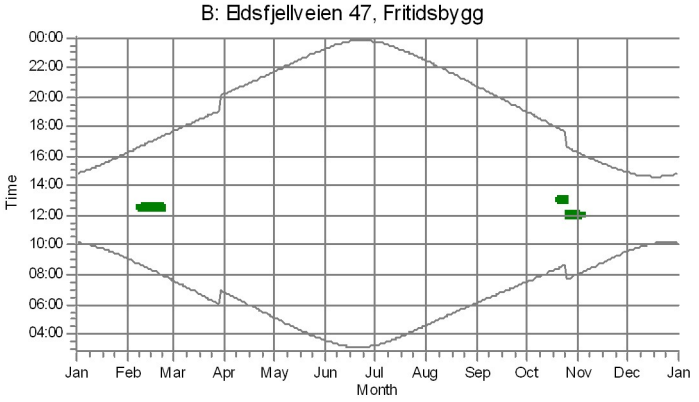
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv

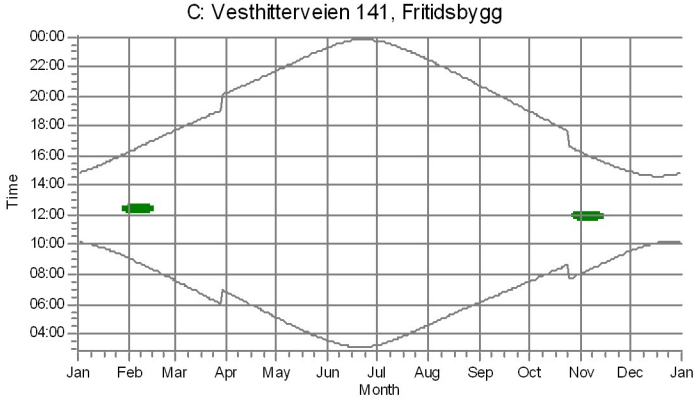
A: Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie



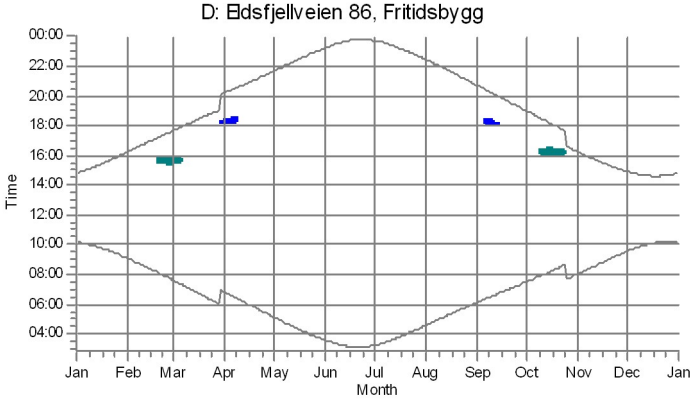
B: Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg



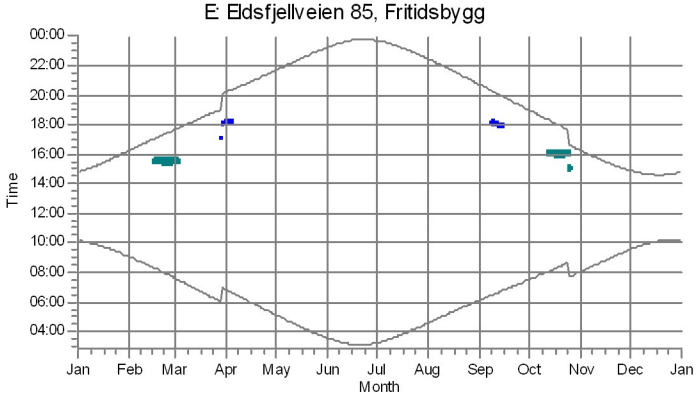
C: Vesthitterveien 141, Fritidsbygg



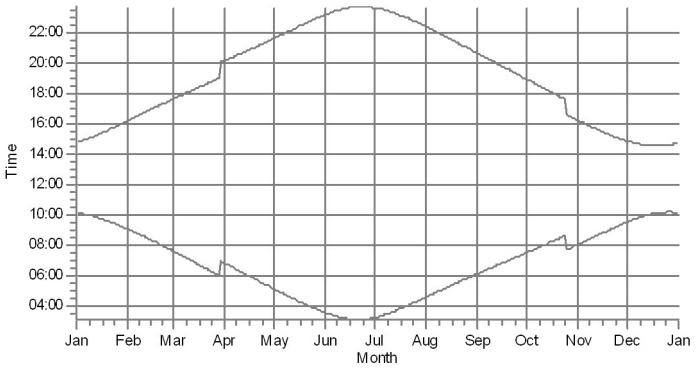
D: Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg



E: Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg



F: Straumfjordveien 4, Våningshus



WTGs

1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

3: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (3)

4: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (4)

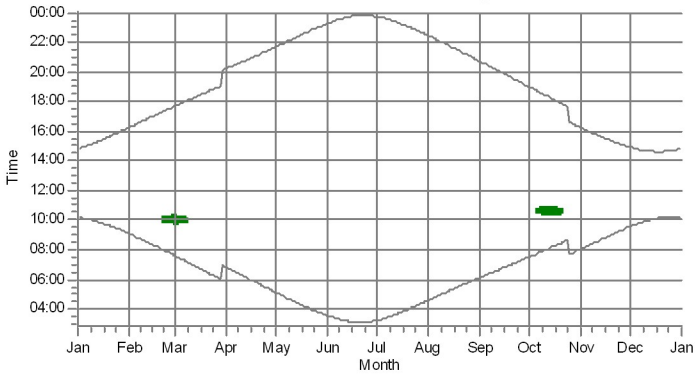
6: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (6)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

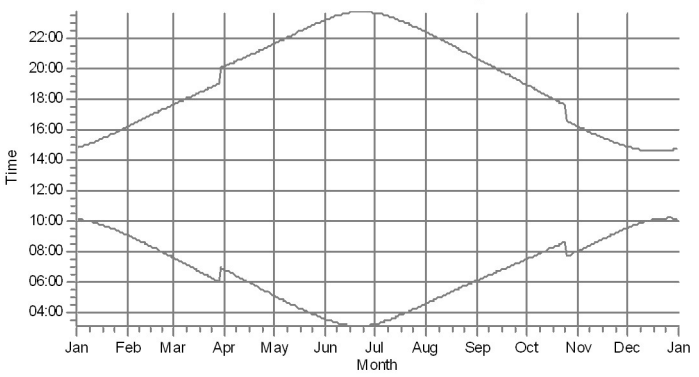
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv

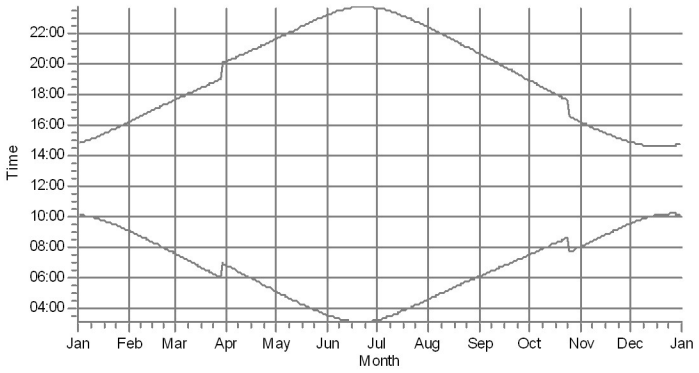
G: Vesthitterveien 182, Enebolig



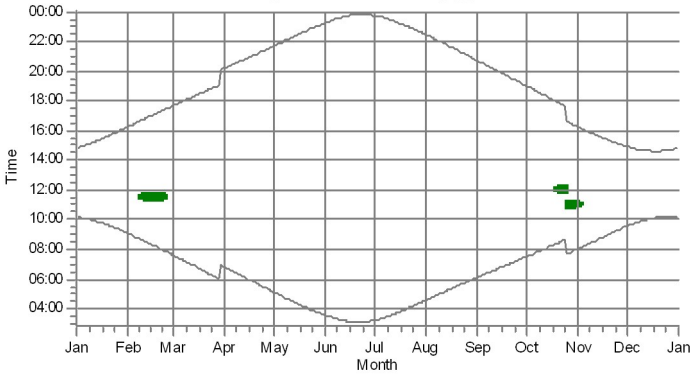
H: Vesthitterveien 168, Enebolig



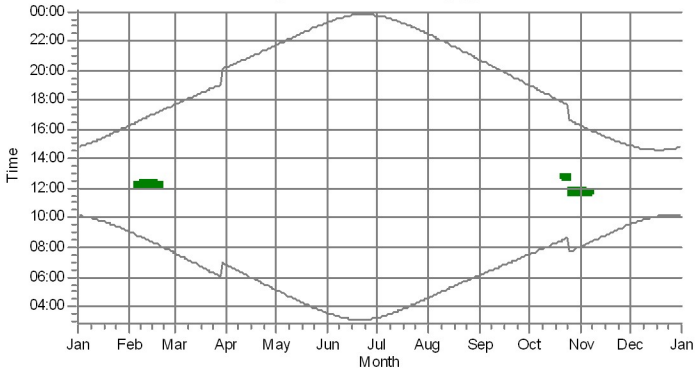
I: Vesthitterveien 162, Fritidsbygg



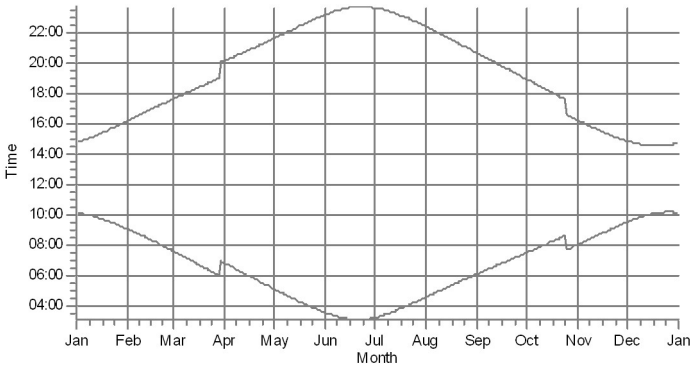
J: Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg



K: Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg



L: Vesthitterveien 135, Fritidsbygg



WTGs

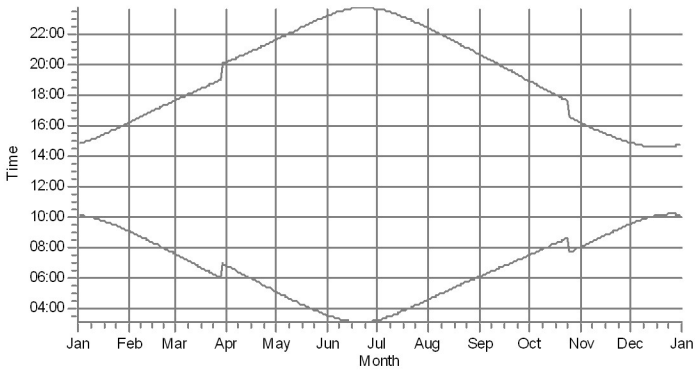
1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 17:10/4.0.552

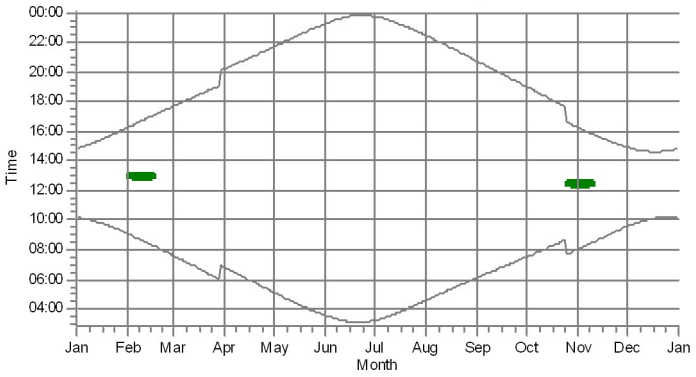
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - uten Hitra 2 vkv

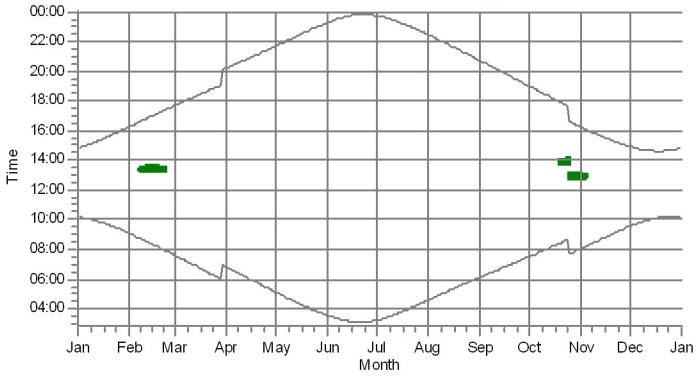
M: Vesthitterveien 131, Enebolig



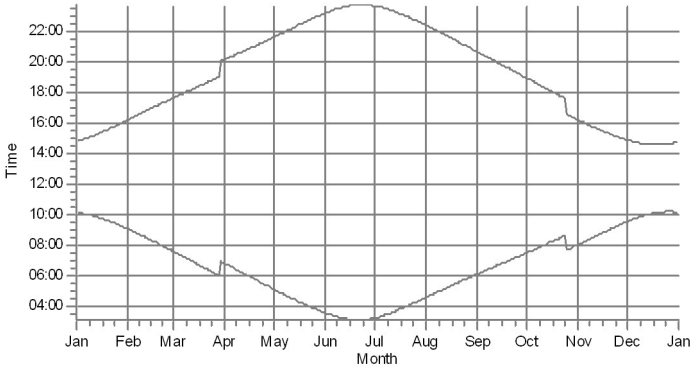
N: Vesthitterveien 154, Enebolig



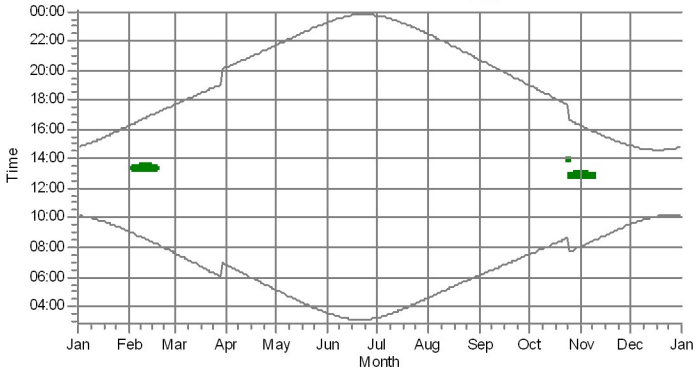
O: Vesthitterveien 142, Fritidsbygg



P: Vesthitterveien 132, Enebolig



Q: Vesthitterveien 136, Fritidsbygg



WTGs

1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Multiconsult

Vedlegg 2.1

Project:
Nye Hitra 1

Description:
Fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv

Shadow receptor: A - Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April			May			June	July			August			September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48			05:05		06:57 (4)	03:33	03:15			04:35		07:11 (4)	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13			21:42	28	07:25 (4)	23:15	23:42			22:26	19	07:30 (4)	20:42	18:58	16:15	14:55
2	10:08	09:01	07:31	06:45			05:02		06:57 (4)	03:31	03:17			04:38		07:11 (4)	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:51	16:18	17:46	20:16			21:46	28	07:25 (4)	23:18	23:41			22:23	21	07:32 (4)	20:39	18:55	16:12	14:53
3	10:07	08:58	07:28	06:41			04:59		06:58 (4)	03:29	03:18			04:41		07:09 (4)	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:53	16:22	17:49	20:19			21:49	28	07:26 (4)	23:20	23:40			22:20	23	07:32 (4)	20:36	18:51	16:09	14:51
4	10:06	08:55	07:25	06:38			04:55		06:57 (4)	03:27	03:20			04:44		07:09 (4)	06:16	07:40	08:12	09:41
	14:55	16:25	17:52	20:22			21:52	29	07:26 (4)	23:23	23:38			22:17	24	07:33 (4)	20:32	18:48	16:06	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34			04:52		06:57 (4)	03:24	03:22			04:47		07:08 (4)	06:19	07:43	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25			21:55	28	07:25 (4)	23:25	23:37			22:14	25	07:33 (4)	20:29	18:45	16:02	14:48
6	10:04	08:49	07:18	06:31			04:49		06:57 (4)	03:22	03:24			04:50		07:07 (4)	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28			21:58	27	07:24 (4)	23:27	23:35			22:10	27	07:34 (4)	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:15	06:27			04:46		06:58 (4)	03:21	03:26			04:54		07:06 (4)	06:24	07:48	08:21	09:48
	15:02	16:34	18:01	20:31			22:01	26	07:24 (4)	23:30	23:33			22:07	28	07:34 (4)	20:22	18:38	15:56	14:45
8	10:01	08:43	07:11	06:24			04:42		06:58 (4)	03:19	03:28			04:57		07:06 (4)	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:04	16:38	18:04	20:33			22:04	25	07:23 (4)	23:32	23:31			22:04	28	07:34 (4)	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20			04:39		06:59 (4)	03:17	03:30			05:00		07:07 (4)	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:41	18:07	20:36			22:07	24	07:23 (4)	23:34	23:29			22:01	28	07:35 (4)	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:57	08:37	07:04	06:17			04:36		06:59 (4)	03:16	03:33			05:03		07:06 (4)	06:33	07:57	08:31	09:55
	15:09	16:44	18:09	20:39			22:10	23	07:22 (4)	23:36	23:27			21:57	28	07:34 (4)	20:11	18:27	15:47	14:41
11	09:56	08:34	07:01	06:13			04:33		07:00 (4)	03:14	03:35			05:06		07:06 (4)	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:12	16:47	18:12	20:42			22:13	20	07:20 (4)	23:37	23:25			21:54	28	07:34 (4)	20:08	18:24	15:44	14:40
12	09:54	08:31	06:57	06:10			04:30		07:02 (4)	03:13	03:38			05:09		07:06 (4)	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45			22:17	18	07:20 (4)	23:39	23:22			21:51	28	07:34 (4)	20:04	18:21	15:42	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:07			04:26		07:03 (4)	03:12	03:40			05:12		07:06 (4)	06:41	08:05	08:40	10:00
	15:17	16:53	18:18	20:48			22:20	15	07:18 (4)	23:40	23:20			21:47	27	07:33 (4)	20:01	18:17	15:39	14:38
14	09:50	08:24	06:51	06:03			04:23		07:04 (4)	03:11	03:43			05:15		07:07 (4)	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:20	16:57	18:21	20:51			22:23	11	07:15 (4)	23:42	23:18			21:44	26	07:33 (4)	19:57	18:14	15:36	14:38
15	09:48	08:21	06:47	06:00			04:20		07:09 (4)	03:10	03:46			05:18		07:07 (4)	06:47	08:11	08:46	10:03
	15:23	17:00	18:24	20:54			22:26	3	07:12 (4)	23:43	23:15			21:41	26	07:33 (4)	19:54	18:11	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56			04:17			03:09	03:48			05:21		07:07 (4)	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57			22:29			23:44	23:13			21:37	24	07:31 (4)	19:50	18:07	15:30	14:37
17	09:43	08:15	06:40	05:53			04:14			03:08	03:51			05:24		07:08 (4)	06:52	08:17	08:52	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00			22:32			23:45	23:10			21:34	22	07:30 (4)	19:47	18:04	15:28	14:37
18	09:41	08:11	06:37	05:49			04:11			03:08	03:54			05:27		07:10 (4)	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03			22:35			23:46	23:07			21:30	19	07:29 (4)	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46			04:08			03:07	03:57			05:30		07:10 (4)	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:36	21:06			22:38			23:47	23:05			21:27	17	07:27 (4)	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42			04:05			03:07	03:59			05:32		07:13 (4)	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:39	21:09			22:41			23:47	23:02			21:24	11	07:24 (4)	19:36	17:54	15:20	14:37
21	09:34	08:02	06:26	05:39			04:02			03:07	04:02			05:35			07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12			22:44			23:47	22:59			21:20			19:33	17:51	15:17	14:37
22	09:31	07:58	06:23	05:36		07:12 (4)	03:59			03:07	04:05			05:38			07:06	08:32	09:08	10:10
	15:43	17:21	18:44	21:15	2	07:14 (4)	22:47			23:48	22:56			21:17			19:29	17:47	15:15	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32		07:07 (4)	03:57			03:07	04:08			05:41			07:09	08:35	09:11	10:11
	15:47	17:25	18:47	21:18	12	07:19 (4)	22:50			23:48	22:54			21:13			19:26	17:44	15:12	14:38
24	09:26	07:52	06:16	05:29		07:05 (4)	03:54			03:08	04:11			05:44			07:12	08:38	09:14	10:11
	15:50	17:28	18:50	21:21	17	07:22 (4)	22:53			23:47	22:51			21:10			19:23	17:41	15:10	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25		07:03 (4)	03:51			03:08	04:14			05:47			07:14	07:41	09:17	10:11
	15:53	17:31	18:53	21:24	20	07:23 (4)	22:56			23:47	22:48			21:07			19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22		07:02 (4)	03:48			03:09	04:17			05:50			07:17	07:44	09:20	10:11
	15:56	17:34	18:56	21:27	22	07:24 (4)	22:59			23:47	22:45			21:03			19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:19		07:00 (4)	03:46			03:10	04:20			05:53			07:20	07:47	09:23	10:11
	15:59	17:37	18:59	21:30	24	07:24 (4)	23:02			23:46	22:42			21:00			19:12	16:31	15:03	14:41
28	09:15	07:38	06:02	05:15		06:59 (4)	03:43			03:11	04:23			05:56			07:23	07:50	09:25	10:11
	16:02	17:40	19:02	21:33	25	07:24 (4)	23:05			23:45	22:39			20:56			19:09	16:28	15:01	14:43
29	09:13		06:59	05:12		06:58 (4)	03:40			03:12	04:26		07:16 (4)	05:59			07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	27	07:25 (4)	23:07			23:45	22:36	8	07:24 (4)	20:53			19:05	16:24	14:59	14:44
30	09:10		06:55	05:09		06:58 (4)	03:38			03:14	04:29		07:14 (4)	06:02			07:28	07:56	09:31	10:10
	16:09		20:07	21:39	27	07:25 (4)	23:10			23:44	22:33	13	07:27 (4)	20:49			19:02	16:21	14:57	14:45
31	09:07		06:52				03:36				04:32		07:12 (4)	06:04				07:59		10:10
	16:12		20:10				23:13				22:29	16	07:28 (4)	20:46				16:18		14:47
Potential sun hours	178	241	363	449			563			612	599			505			392	306	203	146
Total, worst case				176			333				37			479						
Sun reduction				0,50			0,50				0,50			0,50						
Oper. time red.				0,80			0,80				0,80			0,80						
Wind dir. red.				0,71			0,71				0,71			0,71						
Total reduction				0,28			0,28				0,28			0,28						
Total, real				50			94				10			135						

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** B - Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	11:52 (1) 09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 19	12:11 (1) 14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	11:53 (1) 09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11 16	12:09 (1) 14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	11:55 (1) 09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08 13	12:08 (1) 14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	11:59 (1) 09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05 6	12:05 (1) 14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46 12:28 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34 7 12:35 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43 12:25 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37 14 12:39 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40 12:23 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40 17 12:40 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37 12:23 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 19 12:42 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 12:21 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 22 12:43 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 12:20 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50 23 12:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:39
13	09:52	08:27 12:20 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 24 12:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 12:20 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 24 12:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21 12:20 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59 25 12:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 12:20 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 24 12:44 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15 12:19 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 25 12:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 12:20 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09 24 12:44 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08 12:20 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23 12:57 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12 23 12:43 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 11 13:08 (1)	15:22	14:36
20	09:36	08:05 12:22 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26 12:54 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15 21 12:43 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 16 13:10 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:01 12:22 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29 12:53 (1)	09:05	10:10
	15:40	17:18 19 12:41 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19 13:12 (1)	15:17	14:36
22	09:32	07:58 12:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32 12:51 (1)	09:08	10:11
	15:43	17:21 15 12:39 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 22 13:13 (1)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 12:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35 12:50 (1)	09:11	10:11
	15:46	17:24 10 12:37 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 23 13:13 (1)	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 12:50 (1)	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 24 13:14 (1)	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 11:49 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 25 12:14 (1)	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 11:50 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24 12:14 (1)	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 11:49 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 25 12:14 (1)	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50 11:49 (1)	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24 12:13 (1)	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53 11:50 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23 12:13 (1)	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 11:51 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22 12:13 (1)	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 11:51 (1)		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21 12:12 (1)		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		336								279	54	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,61								0,61	0,61	
Total reduction		0,25								0,25	0,25	
Total, real		83								69	13	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** C - Vesthitterveien 141, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	12:16 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	11:45 (1)	09:34
	14:48	16:15 18	12:34 (1)	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 21	12:06 (1)	14:54
2	10:08	09:01	12:16 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	11:44 (1)	09:36
	14:50	16:18 19	12:35 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11 22	12:06 (1)	14:52
3	10:07	08:58	12:15 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	11:44 (1)	09:39
	14:52	16:21 21	12:36 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08 23	12:07 (1)	14:50
4	10:06	08:55	12:14 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	11:44 (1)	09:42
	14:54	16:24 22	12:36 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05 23	12:07 (1)	14:49
5	10:05	08:52	12:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	11:44 (1)	09:44
	14:56	16:28 22	12:37 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02 22	12:06 (1)	14:47
6	10:04	08:49	12:14 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	11:44 (1)	09:46
	14:59	16:31 23	12:37 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59 22	12:06 (1)	14:46
7	10:02	08:46	12:14 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	11:45 (1)	09:49
	15:01	16:34 22	12:36 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56 21	12:06 (1)	14:44
8	10:01	08:43	12:15 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	11:45 (1)	09:51
	15:03	16:37 22	12:37 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53 21	12:06 (1)	14:43
9	09:59	08:40	12:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	11:46 (1)	09:53
	15:06	16:40 21	12:36 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50 20	12:06 (1)	14:42
10	09:58	08:37	12:16 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	11:46 (1)	09:55
	15:08	16:44 21	12:37 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47 18	12:04 (1)	14:40
11	09:56	08:34	12:16 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	11:48 (1)	09:57
	15:11	16:47 20	12:36 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44 15	12:03 (1)	14:39
12	09:54	08:31	12:17 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	11:49 (1)	09:59
	15:14	16:50 17	12:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41 13	12:02 (1)	14:39
13	09:52	08:27	12:19 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	11:52 (1)	10:01
	15:16	16:53 14	12:33 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38 8	12:00 (1)	14:38
14	09:50	08:24	12:21 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43		10:02
	15:19	16:56 10	12:31 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35		14:37
15	09:48	08:21		06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46		10:04
	15:22	16:59		18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33		14:37
16	09:46	08:18		06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49		10:05
	15:25	17:03		18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30		14:36
17	09:44	08:15		06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53		10:06
	15:28	17:06		18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27		14:36
18	09:41	08:11		06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56		10:07
	15:31	17:09		18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:24		14:36
19	09:39	08:08		06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59		10:08
	15:34	17:12		18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22		14:36
20	09:37	08:05		06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02		10:09
	15:37	17:15		18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 11:55 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 1	11:56 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	11:49 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 12	12:01 (1)	15:00		14:42
29	09:13 12:20 (1)			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	11:48 (1)	09:28		10:11
	16:05 8 12:28 (1)			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 15	12:03 (1)	14:58		14:43
30	09:10 12:18 (1)			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:47 (1)	09:31		10:11
	16:08 12 12:30 (1)			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 18	12:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07 12:17 (1)			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:45 (1)			10:10
	16:12 16 12:33 (1)			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 20	12:05 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203		145
Total, worst case	36	272								66	249		
Sun reduction	0,50	0,50								0,50	0,50		
Oper. time red.	0,80	0,80								0,80	0,80		
Wind dir. red.	0,61	0,61								0,61	0,61		
Total reduction	0,24	0,24								0,24	0,24		
Total, real	9	66								16	61		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv

Shadow receptor: D - Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March		April		May	June	July	August	September		October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	15:31 (6)	06:48	18:14 (3)	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07		07:31		08:02	09:33
	14:49	16:15		17:42 20	15:51 (6)	20:13 6	18:20 (3)	21:42	23:15	23:42	22:26	20:42		18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	15:32 (6)	06:44	18:14 (3)	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10		07:34		08:05	09:36
	14:50	16:18		17:45 18	15:50 (6)	20:16 9	18:23 (3)	21:45	23:18	23:41	22:23	20:39		18:55		16:11	14:52
3	10:07	08:58		07:28	15:33 (6)	06:41	18:14 (3)	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13		07:37		08:08	09:39
	14:52	16:21		17:48 16	15:49 (6)	20:19 10	18:24 (3)	21:48	23:20	23:39	22:20	20:35		18:51		16:08	14:50
4	10:06	08:55		07:24	15:34 (6)	06:37	18:15 (3)	04:55	03:26	03:20	04:44	06:15		07:39		08:11	09:41
	14:54	16:24		17:51 12	15:46 (6)	20:21 11	18:26 (3)	21:51	23:23	23:38	22:16	20:32		18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21	15:39 (6)	06:34	18:16 (3)	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	18:16 (3)	07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:54 3	15:42 (6)	20:24 13	18:29 (3)	21:55	23:25	23:36	22:13	20:28 8	18:24 (3)	18:44		16:02	14:47
6	10:03	08:49		07:18		06:30	18:17 (3)	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	18:13 (3)	07:45		08:18	09:46
	14:59	16:31		17:57		20:27 13	18:30 (3)	21:58	23:27	23:35	22:10	20:25 13	18:26 (3)	18:41		15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14		06:27	18:20 (3)	04:45	03:20	03:26	04:53	06:24	18:11 (3)	07:48		08:21	09:48
	15:01	16:34		18:00		20:30 8	18:28 (3)	22:01	23:29	23:33	22:07	20:21 13	18:24 (3)	18:37		15:56	14:44
8	10:00	08:43		07:11		06:23		04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	18:09 (3)	07:51		08:24	09:50
	15:03	16:37		18:03		20:33		22:04	23:31	23:31	22:04	20:18 12	18:21 (3)	18:34		15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:07		06:20		04:39	03:17	03:30	04:59	06:29	18:08 (3)	07:54	16:11 (6)	08:27	09:53
	15:06	16:40		18:06		20:36		22:07	23:33	23:29	22:00	20:14 10	18:18 (3)	18:31 8	16:19 (6)	15:50	14:42
10	09:57	08:37		07:04		06:17		04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	18:07 (3)	07:56	16:07 (6)	08:30	09:55
	15:08	16:44		18:09		20:39		22:10	23:35	23:27	21:57	20:11 9	18:16 (3)	18:27 14	16:21 (6)	15:47	14:41
11	09:55	08:33		07:00		06:13		04:32	03:14	03:35	05:05	06:35	18:06 (3)	07:59	16:06 (6)	08:33	09:56
	15:11	16:47		18:12		20:42		22:13	23:37	23:24	21:54	20:07 6	18:12 (3)	18:24 17	16:23 (6)	15:44	14:40
12	09:53	08:30		06:57		06:10		04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	18:06 (3)	08:02	16:05 (6)	08:37	09:58
	15:14	16:50		18:15		20:45		22:16	23:39	23:22	21:50	20:04 3	18:09 (3)	18:20 19	16:24 (6)	15:41	14:39
13	09:52	08:27		06:54		06:06		04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	18:06 (3)	08:05	16:04 (6)	08:40	10:00
	15:16	16:53		18:18		20:48		22:19	23:40	23:20	21:47	20:00 1	18:07 (3)	18:17 21	16:25 (6)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03		04:23	03:10	03:42	05:14	06:43		08:08	16:03 (6)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51		22:23	23:42	23:17	21:44	19:57		18:14 22	16:25 (6)	15:35	14:37
15	09:47	08:21		06:47		05:59		04:20	03:09	03:45	05:17	06:46		08:11	16:02 (6)	08:46	10:03
	15:22	16:59		18:24		20:54		22:26	23:43	23:15	21:40	19:54		18:10 23	16:25 (6)	15:33	14:37
16	09:45	08:18		06:43		05:56		04:17	03:08	03:48	05:20	06:49		08:14	16:02 (6)	08:49	10:05
	15:25	17:03		18:27		20:57		22:29	23:44	23:12	21:37	19:50		18:07 22	16:24 (6)	15:30	14:36
17	09:43	08:14		06:40		05:52		04:14	03:08	03:51	05:23	06:52		08:17	16:02 (6)	08:52	10:06
	15:28	17:06		18:30		21:00		22:32	23:45	23:10	21:34	19:47		18:03 22	16:24 (6)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		06:36		05:49		04:11	03:07	03:53	05:26	06:55		08:20	16:03 (6)	08:55	10:07
	15:31	17:09		18:32		21:03		22:35	23:46	23:07	21:30	19:43		18:00 21	16:24 (6)	15:24	14:36
19	09:38	08:08	15:38 (6)	06:33		05:46		04:08	03:07	03:56	05:29	06:57		08:23	16:03 (6)	08:58	10:08
	15:34	17:12 9	15:47 (6)	18:35		21:06		22:38	23:46	23:05	21:27	19:40		17:57 20	16:23 (6)	15:22	14:36
20	09:36	08:04	15:35 (6)	06:29		05:42		04:05	03:07	03:59	05:32	07:00		08:26	16:03 (6)	09:01	10:09
	15:37	17:15 14	15:49 (6)	18:38		21:09		22:41	23:47	23:02	21:23	19:36		17:53 19	16:22 (6)	15:19	14:36
21	09:34	08:01	15:34 (6)	06:26		05:39		04:02	03:07	04:02	05:35	07:03		08:29	16:04 (6)	09:04	10:10
	15:40	17:18 17	15:51 (6)	18:41		21:12		22:44	23:47	22:59	21:20	19:33		17:50 16	16:20 (6)	15:17	14:36
22	09:31	07:58	15:32 (6)	06:23		05:35		03:59	03:07	04:05	05:38	07:06		08:32	16:06 (6)	09:07	10:10
	15:43	17:21 19	15:51 (6)	18:44		21:15		22:47	23:47	22:56	21:17	19:29		17:47 13	16:19 (6)	15:14	14:37
23	09:29	07:55	15:32 (6)	06:19		05:32		03:56	03:07	04:08	05:41	07:08		08:35	16:09 (6)	09:11	10:11
	15:46	17:24 21	15:53 (6)	18:47		21:18		22:50	23:47	22:53	21:13	19:26		17:44 6	16:15 (6)	15:12	14:37
24	09:26	07:51	15:31 (6)	06:16		05:28		03:53	03:07	04:11	05:44	07:11		08:38		09:13	10:11
	15:49	17:27 21	15:52 (6)	18:50		21:21		22:53	23:47	22:50	21:10	19:22		17:40		15:09	14:38
25	09:23	07:48	15:30 (6)	06:12		05:25		03:51	03:08	04:14	05:47	07:14		07:41		09:16	10:11
	15:52	17:30 22	15:52 (6)	18:53		21:24		22:56	23:47	22:47	21:06	19:19		16:37		15:07	14:39
26	09:21	07:45	15:30 (6)	06:09		05:22		03:48	03:09	04:17	05:50	07:17		07:44		09:19	10:11
	15:56	17:33 23	15:53 (6)	18:55		21:27		22:59	23:47	22:44	21:03	19:15		16:34		15:05	14:40
27	09:18	07:41	15:30 (6)	06:05		05:18		03:45	03:10	04:20	05:53	07:20		07:47		09:22	10:11
	15:59	17:36 22	15:52 (6)	18:58		21:30		23:02	23:46	22:41	20:59	19:12		16:31		15:02	14:41
28	09:15	07:38	15:31 (6)	06:02		05:15		03:43	03:11	04:23	05:55	07:22		07:50		09:25	10:11
	16:02	17:39 21	15:52 (6)	19:01		21:33		23:04	23:45	22:38	20:56	19:08		16:27		15:00	14:42
29	09:12			06:58		05:12		03:40	03:12	04:26	05:58	07:25		07:53		09:28	10:11
	16:05			20:04		21:36		23:07	23:44	22:35	20:53	19:05		16:24		14:58	14:43
30	09:10			06:55	18:14 (3)	05:08		03:38	03:13	04:29	06:01	07:28		07:56		09:31	10:10
	16:08			20:07 1	18:15 (3)	21:39		23:10	23:43	22:32	20:49	19:01		16:21		14:56	14:45
31	09:07			06:51	18:14 (3)			03:35		04:32	06:04			07:59			10:10
	16:11			20:10 4	18:18 (3)			23:13		22:29	20:46			16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449		563	612	600	505	392		306		203	145
Total, worst case			189		74		70						75		263		
Sun reduction			0,50		0,50		0,50						0,50		0,50		
Oper. time red.			0,80		0,80		0,80						0,80		0,80		
Wind dir. red.			0,71		0,71		0,71						0,71		0,71		
Total reduction			0,29		0,29		0,28						0,28		0,29		
Total, real			54		21		20						21		75		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** E - Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35 15:26 (6)	06:48 18:06 (3)	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:33
	14:49	16:15	17:42 12 15:38 (6)	20:13 8 18:14 (3)	21:42	23:15	23:42	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31 15:29 (6)	06:44 18:07 (3)	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:05	09:36
	14:50	16:18	17:45 7 15:36 (6)	20:16 10 18:17 (3)	21:45	23:18	23:41	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41 18:08 (3)	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:08	09:39
	14:52	16:21	17:48	20:19 11 18:19 (3)	21:48	23:20	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:24	06:37 18:12 (3)	04:55	03:26	03:20	04:44	06:15	07:39	08:11	09:41
	14:54	16:24	17:51	20:21 5 18:17 (3)	21:51	23:23	23:38	22:16	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:54	20:24	21:55	23:25	23:36	22:13	20:28	18:44	16:02	14:47
6	10:03	08:49	07:18	06:30	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:27	21:58	23:27	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:26	04:53	06:24	07:48	08:21	09:48
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:29	23:33	22:07	20:21	18:37	15:56	14:44
8	10:00	08:43	07:11	06:23	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27 18:07 (3)	07:51	08:24	09:50
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:31	23:31	22:04	20:18 4 18:11 (3)	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:07	06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:29 18:03 (3)	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:33	23:29	22:00	20:14 11 18:14 (3)	18:31	15:50	14:42
10	09:57	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32 18:01 (3)	07:56	08:30	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:35	23:27	21:57	20:11 10 18:11 (3)	18:27	15:47	14:41
11	09:55	08:33	07:00	06:13	04:32	03:14	03:35	05:05	06:35 17:58 (3)	07:59	08:33	09:56
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:13	23:37	23:25	21:54	20:07 8 18:06 (3)	18:24	15:44	14:40
12	09:53	08:30	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38 17:57 (3)	08:02 16:01 (6)	08:37	09:58
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:16	23:39	23:22	21:50	20:04 7 18:04 (3)	18:20 10 16:11 (6)	15:41	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41 17:56 (3)	08:05 15:58 (6)	08:40	10:00
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:19	23:40	23:20	21:47	20:00 5 18:01 (3)	18:17 15 16:13 (6)	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:43 17:55 (3)	08:08 15:56 (6)	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:17	21:44	19:57 2 17:57 (3)	18:14 18 16:14 (6)	15:35	14:37
15	09:47	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11 15:55 (6)	08:46	10:03
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:40	19:54	18:10 19 16:14 (6)	15:33	14:37
16	09:45	08:18 15:30 (6)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14 15:54 (6)	08:49	10:05
	15:25	17:03 7 15:37 (6)	18:27	20:57	22:29	23:44	23:12	21:37	19:50	18:07 21 16:15 (6)	15:30	14:36
17	09:43	08:14 15:27 (6)	06:40	05:52	04:14	03:08	03:51	05:23	06:52	08:17 15:53 (6)	08:52	10:06
	15:28	17:06 13 15:40 (6)	18:30	21:00	22:32	23:45	23:10	21:34	19:47	18:03 22 16:15 (6)	15:27	14:36
18	09:41	08:11 15:25 (6)	06:36	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20 15:53 (6)	08:55	10:07
	15:31	17:09 16 15:41 (6)	18:32	21:03	22:35	23:46	23:07	21:30	19:43	18:00 23 16:16 (6)	15:24	14:36
19	09:38	08:08 15:24 (6)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:57	08:23 15:53 (6)	08:58	10:08
	15:34	17:12 18 15:42 (6)	18:35	21:06	22:38	23:46	23:05	21:27	19:40	17:57 22 16:15 (6)	15:22	14:36
20	09:36	08:05 15:23 (6)	06:29	05:42	04:05	03:07	03:59	05:32	07:00	08:26 15:53 (6)	09:01	10:09
	15:37	17:15 20 15:43 (6)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:23	19:36	17:53 21 16:14 (6)	15:19	14:36
21	09:34	08:01 15:23 (6)	06:26	05:39	04:02	03:07	04:02	05:35	07:03	08:29 15:53 (6)	09:04	10:10
	15:40	17:18 21 15:44 (6)	18:41	21:12	22:44	23:47	22:59	21:20	19:33	17:50 21 16:14 (6)	15:17	14:36
22	09:31	07:58 15:22 (6)	06:23	05:35	03:59	03:07	04:05	05:38	07:06	08:32 15:54 (6)	09:08	10:10
	15:43	17:21 22 15:44 (6)	18:44	21:15	22:47	23:47	22:56	21:17	19:29	17:47 20 16:14 (6)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 15:22 (6)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:08	08:35 15:54 (6)	09:11	10:11
	15:46	17:24 22 15:44 (6)	18:47	21:18	22:50	23:47	22:53	21:13	19:26	17:44 18 16:12 (6)	15:12	14:37
24	09:26	07:51 15:22 (6)	06:16	05:28	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 15:55 (6)	09:13	10:11
	15:49	17:27 22 15:44 (6)	18:50	21:21	22:53	23:47	22:50	21:10	19:22	17:40 15 16:10 (6)	15:09	14:38
25	09:23	07:48 15:21 (6)	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 14:57 (6)	09:16	10:11
	15:52	17:30 22 15:43 (6)	18:53	21:24	22:56	23:47	22:47	21:06	19:19	16:37 12 15:09 (6)	15:07	14:39
26	09:21	07:45 15:22 (6)	06:09	05:22	03:48	03:09	04:17	05:50	07:17	07:44 15:00 (6)	09:19	10:11
	15:56	17:33 21 15:43 (6)	18:55	21:27	22:59	23:47	22:44	21:03	19:15	16:34 5 15:05 (6)	15:05	14:40
27	09:18	07:41 15:23 (6)	06:05	05:18	03:45	03:10	04:20	05:53	07:20	07:47	09:22	10:11
	15:59	17:36 18 15:41 (6)	18:58	21:30	23:02	23:46	22:41	20:59	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:15	07:38 15:24 (6)	06:02 17:05 (3)	05:15	03:43	03:11	04:23	05:55	07:22	07:50	09:25	10:11
	16:02	17:39 17 15:41 (6)	19:01 1 17:06 (3)	21:33	23:04	23:45	22:38	20:56	19:08	16:27	15:00	14:42
29	09:12		06:58 18:04 (3)	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04 2 18:06 (3)	21:36	23:07	23:44	22:35	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55 18:05 (3)	05:08	03:38	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:10
	16:08		20:07 4 18:09 (3)	21:39	23:10	23:43	22:32	20:49	19:01	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51 18:06 (3)		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10 6 18:12 (3)		23:13		22:29	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	563	612	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		239	32	34					47	262		
Sun reduction		0,50	0,50	0,50					0,50	0,50		
Oper. time red.		0,80	0,80	0,80					0,80	0,80		
Wind dir. red.		0,71	0,71	0,71					0,71	0,71		
Total reduction		0,28	0,28	0,28					0,28	0,28		
Total, real		68	9	10					13	74		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** F - Straumfjordveien 4, Våningshus

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:41	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:41
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:17	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:50	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:48	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:31	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Project:
Nye Hitra 1

Description:
Fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv

Shadow receptor: G - Vesthitterveien 182, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March		April	May	June	July	August	September	October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	09:51 (1)	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:03	09:34
	14:49	16:15		17:43	23 10:14 (1)	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	09:52 (1)	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	09:36
	14:50	16:18		17:46	22 10:14 (1)	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:12	14:52
3	10:07	08:58		07:28	09:52 (1)	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	09:39
	14:52	16:21		17:49	21 10:13 (1)	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	14:51
4	10:06	08:55		07:25	09:53 (1)	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	09:42
	14:54	16:24		17:52	20 10:13 (1)	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21	09:53 (1)	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:55	18 10:11 (1)	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	14:47
6	10:04	08:49		07:18	09:55 (1)	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	10:36 (1)	08:18	09:46
	14:59	16:31		17:58	15 10:10 (1)	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	5 10:41 (1)	15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14	09:57 (1)	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	10:32 (1)	08:21	09:49
	15:01	16:34		18:01	9 10:06 (1)	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	12 10:44 (1)	15:56	14:44
8	10:01	08:43		07:11		06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	10:30 (1)	08:24	09:51
	15:04	16:37		18:03		20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	16 10:46 (1)	15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:08		06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	10:28 (1)	08:28	09:53
	15:06	16:41		18:06		20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	19 10:47 (1)	15:50	14:42
10	09:58	08:37		07:04		06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	10:27 (1)	08:31	09:55
	15:09	16:44		18:09		20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	21 10:48 (1)	15:47	14:41
11	09:56	08:34		07:01		06:13	04:32	03:14	03:35	05:05	06:35	08:00	10:26 (1)	08:34	09:57
	15:11	16:47		18:12		20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	22 10:48 (1)	15:44	14:40
12	09:54	08:31		06:57		06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	10:25 (1)	08:37	09:59
	15:14	16:50		18:15		20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	23 10:48 (1)	15:41	14:39
13	09:52	08:28		06:54		06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	10:25 (1)	08:40	10:01
	15:17	16:53		18:18		20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	23 10:48 (1)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	10:25 (1)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	22 10:47 (1)	15:36	14:37
15	09:48	08:21		06:47		05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	10:25 (1)	08:46	10:04
	15:22	17:00		18:24		20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	21 10:46 (1)	15:33	14:37
16	09:46	08:18		06:44		05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	10:25 (1)	08:49	10:05
	15:25	17:03		18:27		20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	21 10:46 (1)	15:30	14:36
17	09:44	08:15		06:40		05:53	04:14	03:08	03:51	05:23	06:52	08:17	10:26 (1)	08:53	10:06
	15:28	17:06		18:30		21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	19 10:45 (1)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		06:37		05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	10:27 (1)	08:56	10:07
	15:31	17:09		18:33		21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	17 10:44 (1)	15:25	14:36
19	09:39	08:08		06:33		05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	10:28 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12		18:36		21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	14 10:42 (1)	15:22	14:36
20	09:37	08:05		06:30		05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	10:31 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15		18:38		21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	8 10:39 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:02		06:26		05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05	10:10
	15:40	17:18		18:41		21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17	14:36
22	09:32	07:58	09:59 (1)	06:23		05:35	03:59	03:07	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08	10:11
	15:43	17:21	10 10:09 (1)	18:44		21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14	14:37
23	09:29	07:55	09:57 (1)	06:19		05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11	10:11
	15:46	17:24	15 10:12 (1)	18:47		21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44		15:12	14:37
24	09:26	07:52	09:55 (1)	06:16		05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38		09:14	10:12
	15:49	17:27	17 10:12 (1)	18:50		21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09	14:38
25	09:24	07:48	09:54 (1)	06:12		05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		09:17	10:12
	15:52	17:31	20 10:14 (1)	18:53		21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37		15:07	14:39
26	09:21	07:45	09:53 (1)	06:09		05:22	03:48	03:09	04:17	05:50	07:17	07:44		09:20	10:12
	15:56	17:34	21 10:14 (1)	18:56		21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34		15:05	14:40
27	09:18	07:42	09:53 (1)	06:05		05:19	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47		09:23	10:12
	15:59	17:37	22 10:15 (1)	18:59		21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31		15:02	14:41
28	09:16	07:38	09:52 (1)	06:02		05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50		09:26	10:12
	16:02	17:40	23 10:15 (1)	19:02		21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27		15:00	14:42
29	09:13			06:58		05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53		09:28	10:11
	16:05			20:04		21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24		14:58	14:43
30	09:10			06:55		05:08	03:38	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56		09:31	10:11
	16:08			20:07		21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21		14:56	14:45
31	09:07			06:51			03:35		04:32	06:04		07:59			10:10
	16:12			20:10			23:13		22:30	20:46		16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449	564	613	600	505	392	306		203	145
Total, worst case		128		128								263			
Sun reduction		0,50		0,50								0,50			
Oper. time red.		0,80		0,80								0,80			
Wind dir. red.		0,53		0,53								0,53			
Total reduction		0,21		0,21								0,21			
Total, real		27		27								55			

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** H - Vesthitterveien 168, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** I - Vesthitterveien 162, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** J - Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03 10:55 (1)	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 15 11:10 (1)	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06 10:57 (1)	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12 11 11:08 (1)	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09 11:02 (1)	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08 1 11:03 (1)	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43 11:31 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37 4 11:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40 11:27 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40 12 11:39 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37 11:26 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 15 11:41 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 11:24 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 18 11:42 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 11:23 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50 20 11:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:39
13	09:52	08:27 11:23 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 21 11:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 11:22 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 22 11:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21 11:22 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00 23 11:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 11:21 (1)	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 24 11:45 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15 11:21 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 23 11:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 11:22 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20 12:00 (1)	08:56	10:07
	15:31	17:09 23 11:45 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00 8 12:08 (1)	15:25	14:36
19	09:39	08:08 11:22 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23 11:57 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12 22 11:44 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 13 12:10 (1)	15:22	14:36
20	09:37	08:05 11:23 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26 11:54 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15 21 11:44 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54 18 12:12 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:02 11:23 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29 11:54 (1)	09:05	10:10
	15:40	17:18 19 11:42 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19 12:13 (1)	15:17	14:36
22	09:32	07:58 11:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32 11:53 (1)	09:08	10:11
	15:43	17:21 16 11:40 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 21 12:14 (1)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 11:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35 11:52 (1)	09:11	10:11
	15:46	17:24 12 11:39 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44 22 12:14 (1)	15:12	14:37
24	09:26	07:52 11:31 (1)	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 11:52 (1)	09:14	10:12
	15:49	17:27 2 11:33 (1)	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23 12:15 (1)	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 10:51 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24 11:15 (1)	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 10:51 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34 24 11:15 (1)	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 10:51 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 23 11:14 (1)	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50 10:52 (1)	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 22 11:14 (1)	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53 10:52 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 21 11:13 (1)	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 10:53 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 20 11:13 (1)	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 10:54 (1)		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 17 11:11 (1)		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		297								275	27	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,56								0,56	0,56	
Total reduction		0,22								0,22	0,22	
Total, real		66								61	6	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** K - Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:34 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23 11:57 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:34 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22 11:56 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:35 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	20 11:55 (1)	14:50
4	10:06	08:55	12:12 (1)	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:36 (1)	09:42
	14:54	16:24	6 12:18 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	18 11:54 (1)	14:49
5	10:05	08:52	12:09 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	11:37 (1)	09:44
	14:56	16:28	13 12:22 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	15 11:52 (1)	14:47
6	10:04	08:49	12:07 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	11:39 (1)	09:46
	14:59	16:31	16 12:23 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	12 11:51 (1)	14:46
7	10:02	08:46	12:06 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	11:43 (1)	09:49
	15:01	16:34	18 12:24 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56	4 11:47 (1)	14:44
8	10:01	08:43	12:05 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37	21 12:26 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	12:04 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40	22 12:26 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	12:04 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44	23 12:27 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	12:04 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	23 12:27 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:03 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	24 12:27 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:04 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	24 12:28 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:03 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	25 12:28 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	12:04 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	24 12:28 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:04 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	23 12:27 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:05 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	21 12:26 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	12:06 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09	19 12:25 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	12:07 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12	16 12:23 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:37	08:05	12:10 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15	12 12:22 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	12:43 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	7 12:50 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	12:39 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	13 12:52 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	12:37 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	17 12:54 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	12:36 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	20 12:56 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	11:35 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	21 11:56 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	11:34 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	23 11:57 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:33 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	24 11:57 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	11:33 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	24 11:57 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	11:33 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	24 11:57 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:33 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	25 11:58 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:33 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	24 11:57 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			330									222		114	
Sun reduction			0,50									0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80									0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,60									0,60		0,60	
Total reduction			0,24									0,24		0,24	
Total, real			79									53		27	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** L - Vesthitterveien 135, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** M - Vesthitterveien 131, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** N - Vesthitterveien 154, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04	12:53 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	12:16 (1)	09:34
	14:48	16:15 8	13:01 (1)	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 23	12:39 (1)	14:54
2	10:08	09:01	12:51 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	12:16 (1)	09:36
	14:50	16:18 13	13:04 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11 22	12:38 (1)	14:52
3	10:07	08:58	12:49 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	12:16 (1)	09:39
	14:52	16:21 16	13:05 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 23	12:39 (1)	14:50
4	10:06	08:55	12:48 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	12:17 (1)	09:42
	14:54	16:24 18	13:06 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 22	12:39 (1)	14:49
5	10:05	08:52	12:48 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	12:16 (1)	09:44
	14:56	16:28 20	13:08 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02 21	12:37 (1)	14:47
6	10:04	08:49	12:47 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	12:17 (1)	09:46
	14:59	16:31 21	13:08 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59 20	12:37 (1)	14:46
7	10:02	08:46	12:46 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	12:19 (1)	09:49
	15:01	16:34 22	13:08 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56 18	12:37 (1)	14:44
8	10:01	08:43	12:47 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24	12:20 (1)	09:51
	15:03	16:37 22	13:09 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53 16	12:36 (1)	14:43
9	09:59	08:40	12:46 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27	12:22 (1)	09:53
	15:06	16:40 23	13:09 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50 12	12:34 (1)	14:42
10	09:58	08:37	12:47 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31	12:24 (1)	09:55
	15:08	16:44 23	13:10 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47 7	12:31 (1)	14:40
11	09:56	08:34	12:47 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 22	13:09 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:47 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50 22	13:09 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:48 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 21	13:09 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:48 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 19	13:07 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48	08:21	12:50 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59 17	13:07 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:51 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 14	13:05 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:54 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 8	13:02 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11		06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09		18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08		06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12		18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:36	08:05		06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15		18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:23 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 10	12:33 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:21 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 14	12:35 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:19 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:36		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 17	12:36 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:17 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 20	12:37 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:17 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 21	12:38 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:17 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22	12:39 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:16 (1)			10:10
	16:11			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 23	12:39 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			309									127		184	
Sun reduction			0,50									0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80									0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,63									0,63		0,63	
Total reduction			0,25									0,25		0,25	
Total, real			78									32		46	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** O - Vesthitterveien 142, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	12:44 (1) 09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 19	13:03 (1) 14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	12:45 (1) 09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:41	22:23	20:39	18:55	16:11 16	13:01 (1) 14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	12:47 (1) 09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08 13	13:00 (1) 14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	12:51 (1) 09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05 6	12:57 (1) 14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46 13:20 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34 7 13:27 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43 13:17 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37 14 13:31 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40 13:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40 17 13:32 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37 13:15 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 19 13:34 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 13:14 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 20 13:34 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50 22 13:35 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:39
13	09:52	08:27 13:13 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 23 13:36 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 13:12 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 24 13:36 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21 13:13 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59 24 13:37 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 13:12 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 24 13:36 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:43	08:15 13:12 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 23 13:35 (1)	18:30	21:00	22:32	23:45	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 13:13 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09 23 13:36 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08 13:13 (1)	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23 13:50 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12 21 13:34 (1)	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 9 13:59 (1)	15:22	14:36
20	09:36	08:05 13:15 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26 13:47 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15 19 13:34 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 14 14:01 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:01 13:15 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29 13:46 (1)	09:05	10:10
	15:40	17:18 17 13:32 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 18 14:04 (1)	15:17	14:36
22	09:32	07:58 13:17 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32 13:44 (1)	09:08	10:11
	15:43	17:21 13 13:30 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 20 14:04 (1)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 13:21 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35 13:43 (1)	09:11	10:11
	15:46	17:24 6 13:27 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 22 14:05 (1)	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 13:43 (1)	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23 14:06 (1)	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 12:42 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24 13:06 (1)	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 12:42 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24 13:06 (1)	15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 12:42 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 24 13:06 (1)	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50 12:41 (1)	09:25	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24 13:05 (1)	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53 12:42 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23 13:05 (1)	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 12:43 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22 13:05 (1)	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 12:43 (1)		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21 13:04 (1)		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		316								268	54	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,64								0,64	0,64	
Total reduction		0,26								0,26	0,26	
Total, real		81								69	14	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** P - Vesthitterveien 132, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:27	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:41
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** Q - Vesthitterveien 136, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	12:42 (1) 09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 23	13:05 (1) 14:54
2	10:08	09:01 13:20 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	12:42 (1) 09:36
	14:50	16:18 6 13:26 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11 22	13:04 (1) 14:52
3	10:07	08:58 13:17 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	12:43 (1) 09:39
	14:52	16:21 12 13:29 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08 21	13:04 (1) 14:50
4	10:06	08:55 13:15 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	12:43 (1) 09:42
	14:54	16:24 15 13:30 (1)	17:51	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05 21	13:04 (1) 14:49
5	10:05	08:52 13:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	12:43 (1) 09:44
	14:56	16:28 17 13:32 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02 19	13:02 (1) 14:47
6	10:04	08:49 13:14 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	12:45 (1) 09:46
	14:59	16:31 19 13:33 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59 17	13:02 (1) 14:46
7	10:02	08:46 13:13 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	12:46 (1) 09:49
	15:01	16:34 20 13:33 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56 15	13:01 (1) 14:44
8	10:01	08:43 13:13 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	12:48 (1) 09:51
	15:03	16:37 22 13:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53 11	12:59 (1) 14:43
9	09:59	08:40 13:12 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	12:52 (1) 09:53
	15:06	16:40 23 13:35 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50 4	12:56 (1) 14:42
10	09:58	08:37 13:13 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 22 13:35 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 13:13 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 22 13:35 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50 21 13:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27 13:14 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 21 13:35 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 13:14 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 20 13:34 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21 13:15 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59 18 13:33 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 13:16 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 16 13:32 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15 13:18 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 11 13:29 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 13:23 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09 3 13:26 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 13:51 (1)	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 7	13:58 (1) 15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 12:47 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 13	13:00 (1) 15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 12:46 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 16	13:02 (1) 15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 12:44 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 19	13:03 (1) 15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50 12:43 (1)	09:26	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 20	13:03 (1) 15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53 12:43 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 21	13:04 (1) 14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 12:43 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22	13:05 (1) 14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 12:42 (1)		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 22	13:04 (1)	14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		288								140	153	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,64								0,64	0,64	
Total reduction		0,26								0,26	0,26	
Total, real		74								36	39	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Multiconsult

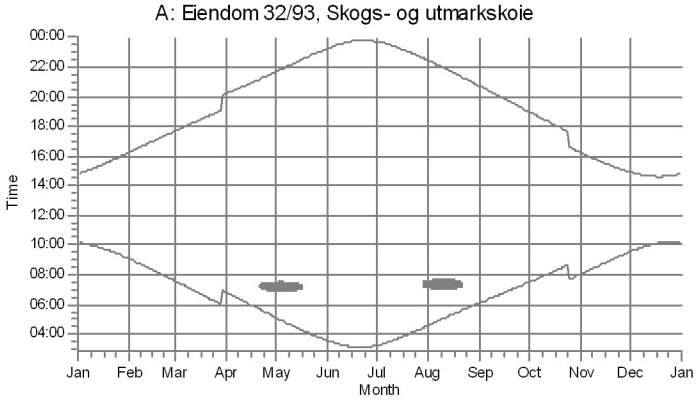
Vedlegg 2.2

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

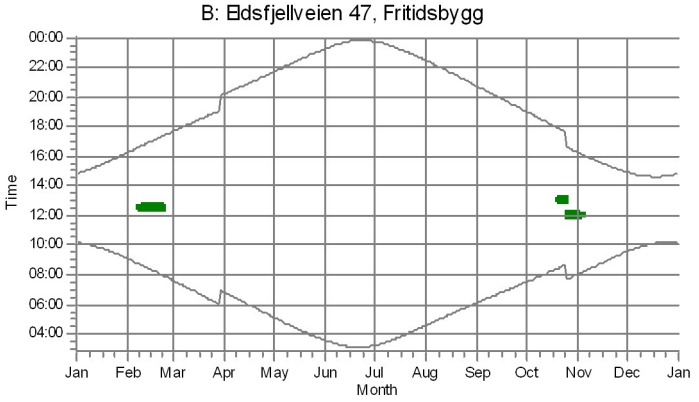
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv

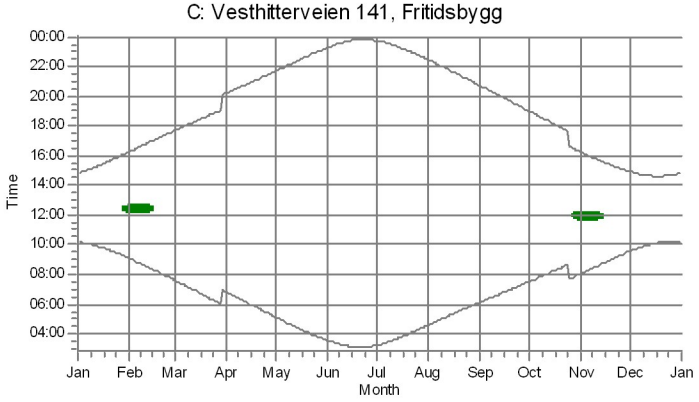
A: Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie



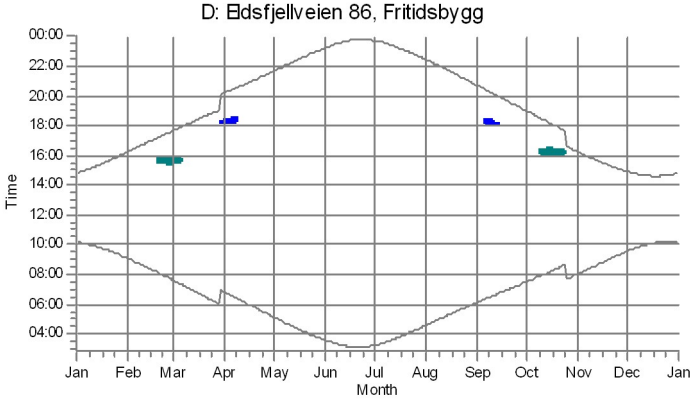
B: Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg



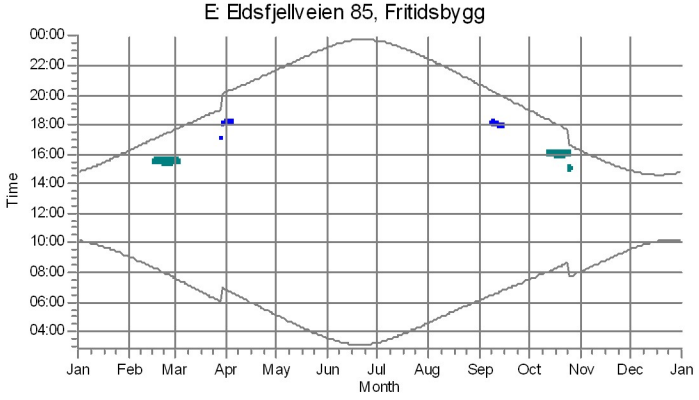
C: Vesthitterveien 141, Fritidsbygg



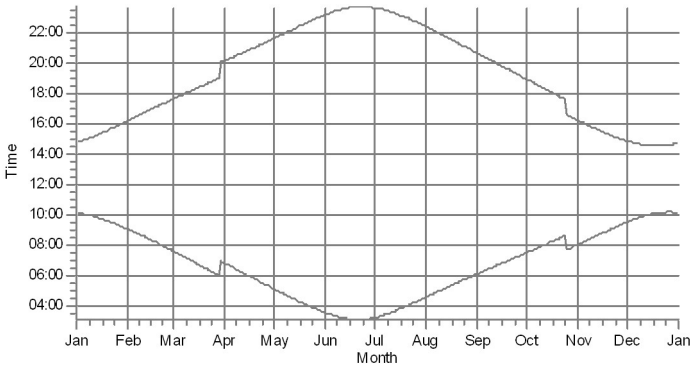
D: Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg



E: Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg



F: Straumfjordveien 4, Våningshus



WTGs

1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

3: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (3)

4: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (4)

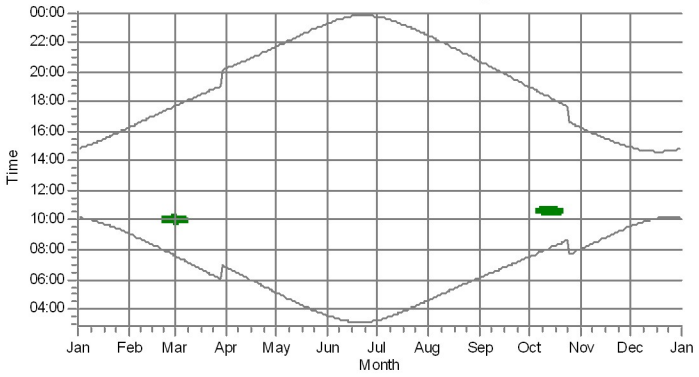
6: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (6)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

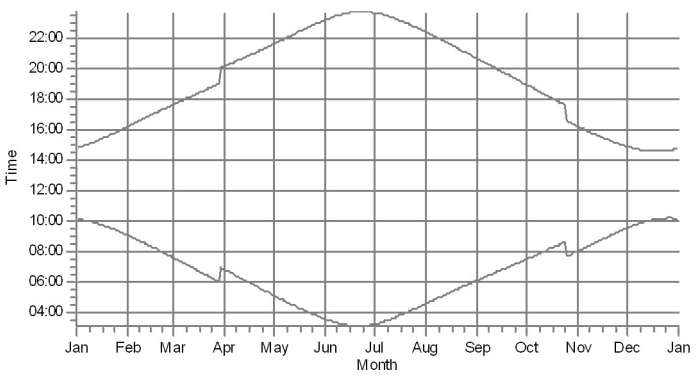
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv

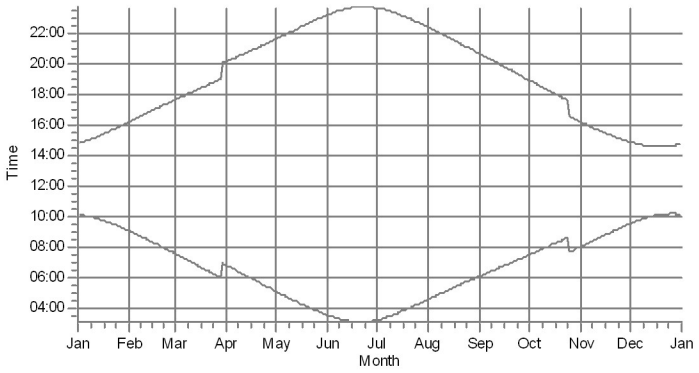
G: Vesthitterveien 182, Enebolig



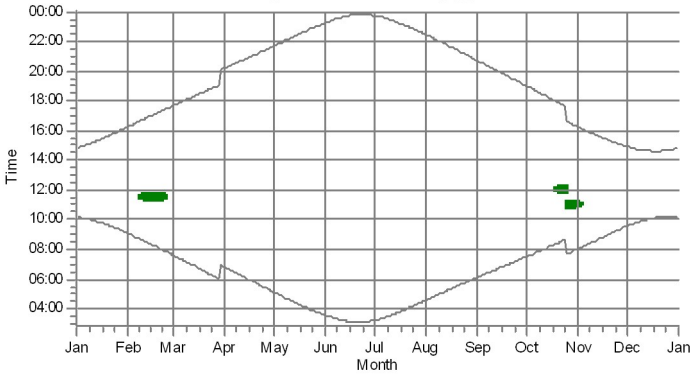
H: Vesthitterveien 168, Enebolig



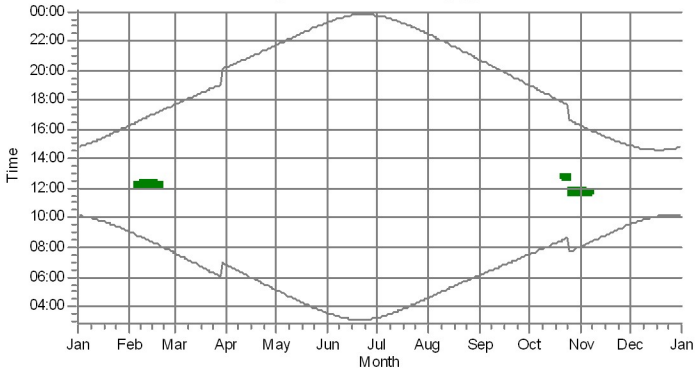
I: Vesthitterveien 162, Fritidsbygg



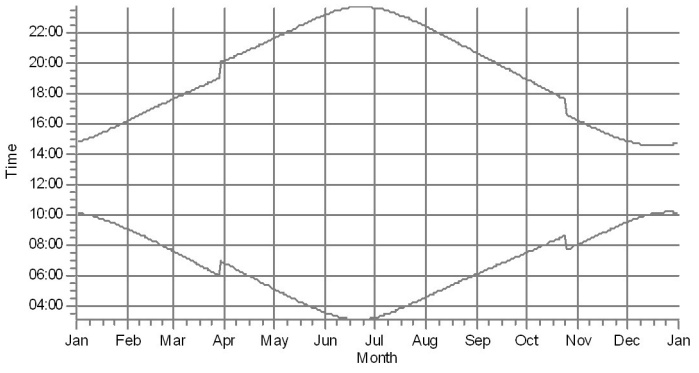
J: Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg



K: Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg



L: Vesthitterveien 135, Fritidsbygg



WTGs

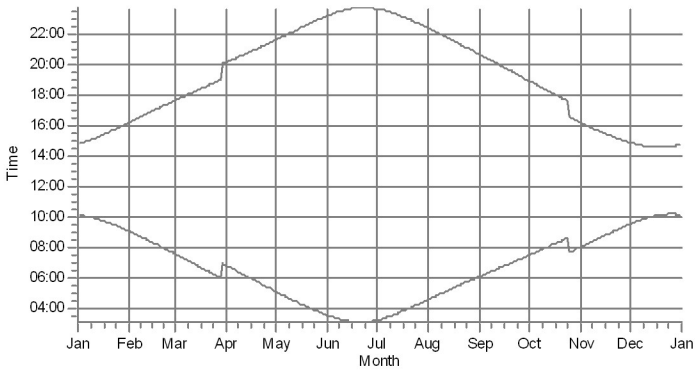
1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 16:15/4.0.552

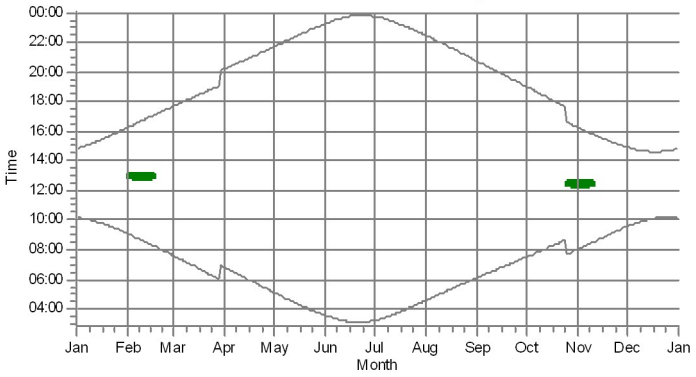
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - uten Hitra 2 vkv

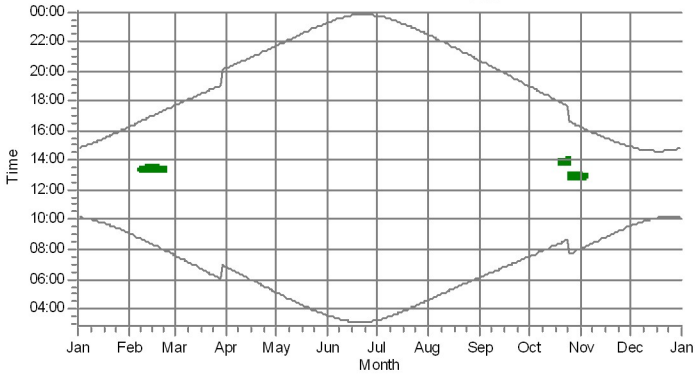
M: Vesthitterveien 131, Enebolig



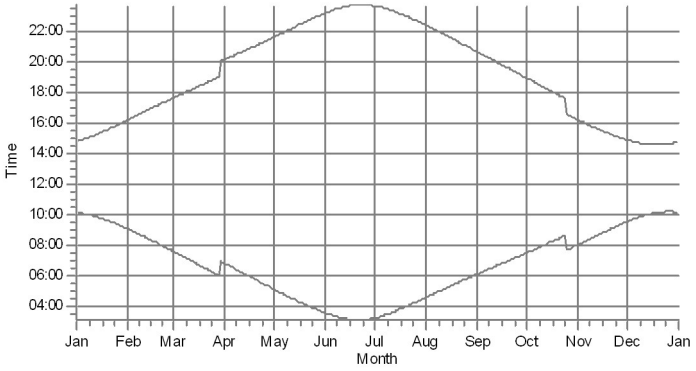
N: Vesthitterveien 154, Enebolig



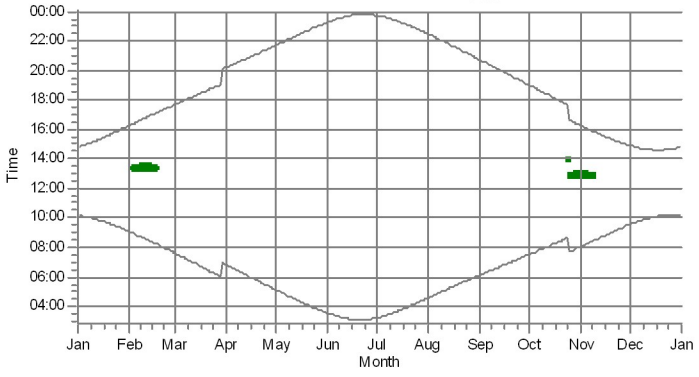
O: Vesthitterveien 142, Fritidsbygg



P: Vesthitterveien 132, Enebolig



Q: Vesthitterveien 136, Fritidsbygg



WTGs

1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Multiconsult

Vedlegg 3.1

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** A - Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January			February			March			April			May			June		
1	10:09			09:04		11:31 (33)	07:35			06:48		08:20 (26)	05:05		06:57 (4)	03:33		05:59 (35)
	14:49			16:15	18	11:49 (33)	17:43			20:13	21	08:41 (26)	21:42	28	07:25 (4)	23:15	19	06:18 (35)
2	10:08			09:01		11:31 (33)	07:31			06:45		08:20 (26)	05:02		06:57 (4)	03:31		05:59 (35)
	14:51			16:18	18	11:49 (33)	17:46			20:16	22	08:42 (26)	21:46	28	07:25 (4)	23:18	20	06:19 (35)
3	10:07			08:58		11:32 (33)	07:28			06:41		08:20 (26)	04:59		06:58 (4)	03:29		05:59 (35)
	14:53			16:22	18	11:50 (33)	17:49			20:19	22	08:42 (26)	21:49	28	07:26 (4)	23:20	20	06:19 (35)
4	10:06			08:55		11:32 (33)	07:25			06:38		08:19 (26)	04:55		06:57 (4)	03:27		05:59 (35)
	14:55			16:25	17	11:49 (33)	17:52			20:22	22	08:41 (26)	21:52	29	07:26 (4)	23:23	21	06:20 (35)
5	10:05			08:52		11:33 (33)	07:21			06:34		08:20 (26)	04:52		06:57 (4)	03:24		05:59 (35)
	14:57			16:28	16	11:49 (33)	17:55			20:25	20	08:40 (26)	21:55	28	07:25 (4)	23:25	22	06:21 (35)
6	10:04			08:49		11:33 (33)	07:18			06:31		08:19 (26)	04:49		06:57 (4)	03:22		05:59 (35)
	14:59			16:31	15	11:48 (33)	17:58			20:28	20	08:39 (26)	21:58	27	07:24 (4)	23:27	22	06:21 (35)
7	10:02			08:46		11:34 (33)	07:15			06:27		08:20 (26)	04:46		06:58 (4)	03:21		05:58 (35)
	15:02			16:34	13	11:47 (33)	18:01			20:31	18	08:38 (26)	22:01	26	07:24 (4)	23:30	23	06:21 (35)
8	10:01			08:43		11:37 (33)	07:11			06:24		08:22 (26)	04:42		06:58 (4)	03:19		05:58 (35)
	15:04			16:38	9	11:46 (33)	18:04			20:33	15	08:37 (26)	22:04	25	07:23 (4)	23:32	23	06:21 (35)
9	09:59			08:40			07:08			06:20		08:23 (26)	04:39		06:59 (4)	03:17		05:58 (35)
	15:06			16:41			18:07			20:36	10	08:33 (26)	22:07	24	07:23 (4)	23:34	24	06:22 (35)
10	09:57			08:37			07:04			06:17			04:36		06:59 (4)	03:16		05:58 (35)
	15:09			16:44			18:09			20:39			22:10	23	07:22 (4)	23:36	24	06:22 (35)
11	09:56			08:34			07:01			06:13			04:33		07:00 (4)	03:14		05:59 (35)
	15:12			16:47			18:12			20:42			22:13	20	07:20 (4)	23:37	24	06:23 (35)
12	09:54			08:31			06:57			06:10			04:30		07:02 (4)	03:13		05:59 (35)
	15:14			16:50			18:15			20:45			22:17	18	07:20 (4)	23:39	24	06:23 (35)
13	09:52			08:27			06:54		08:25 (40)	06:07			04:26		07:03 (4)	03:12		05:58 (35)
	15:17			16:53			18:18	6	08:36 (40)	20:48			22:20	15	07:18 (4)	23:40	25	06:23 (35)
14	09:50			08:24			06:51		08:26 (40)	06:03			04:23		07:04 (4)	03:11		05:59 (35)
	15:20			16:57			18:21	6	08:32 (40)	20:51			22:23	11	07:15 (4)	23:42	25	06:24 (35)
15	09:48			08:21			06:47			06:00			04:20		07:09 (4)	03:10		05:58 (35)
	15:23			17:00			18:24			20:54			22:26	3	07:12 (4)	23:43	25	06:23 (35)
16	09:46			08:18			06:44			05:56			04:17			03:09		05:59 (35)
	15:25			17:03			18:27			20:57			22:29			23:44	25	06:24 (35)
17	09:43			08:15			06:40			05:53			04:14			03:08		05:59 (35)
	15:28			17:06			18:30			21:00			22:32			23:45	25	06:24 (35)
18	09:41			08:11			06:37			05:49			04:11			03:08		06:00 (35)
	15:31			17:09			18:33			21:03			22:35			23:46	25	06:25 (35)
19	09:39			08:08			06:33			05:46			04:08			03:07		06:00 (35)
	15:34			17:12			18:36			21:06			22:38			23:47	25	06:25 (35)
20	09:36			08:05			06:30			05:42			04:05			03:07		06:00 (35)
	15:37			17:15			18:39			21:09			22:41			23:47	25	06:25 (35)
21	09:34			08:02			06:26			05:39			04:02			03:07		06:00 (35)
	15:40			17:18			18:41			21:12			22:44			23:47	25	06:25 (35)
22	09:31			07:58			06:23			05:36		07:12 (4)	03:59			03:07		06:00 (35)
	15:43			17:21			18:44			21:15	2	07:14 (4)	22:47			23:48	25	06:25 (35)
23	09:29			07:55			06:19			05:32		07:07 (4)	03:57			03:07		06:01 (35)
	15:47			17:25			18:47			21:18	12	07:19 (4)	22:50			23:48	25	06:26 (35)
24	09:26			07:52			06:16			05:29		07:05 (4)	03:54			03:08		06:01 (35)
	15:50			17:28			18:50			21:21	17	07:22 (4)	22:53			23:47	25	06:26 (35)
25	09:24			07:48			06:12			05:25		07:03 (4)	03:51			03:08		06:00 (35)
	15:53			17:31			18:53			21:24	20	07:23 (4)	22:56			23:47	26	06:26 (35)
26	09:21			07:45			06:09			05:22		07:02 (4)	03:48			03:09		06:01 (35)
	15:56			17:34			18:56			21:27	22	07:24 (4)	22:59			23:47	25	06:26 (35)
27	09:18		11:42 (33)	07:42			06:05		07:32 (26)	05:19		07:00 (4)	03:46		06:05 (35)	03:10		06:02 (35)
	15:59	3	11:45 (33)	17:37			18:59	2	07:34 (26)	21:30	24	07:24 (4)	23:02	7	06:12 (35)	23:46	25	06:27 (35)
28	09:15		11:33 (33)	07:38			06:02		07:27 (26)	05:15		06:59 (4)	03:43		06:03 (35)	03:11		06:02 (35)
	16:02	14	11:47 (33)	17:40			19:02	11	07:38 (26)	21:33	25	07:24 (4)	23:05	11	06:14 (35)	23:45	25	06:27 (35)
29	09:13		11:32 (33)				06:59		08:25 (26)	05:12		06:58 (4)	03:40		06:01 (35)	03:12		06:03 (35)
	16:05	16	11:48 (33)				20:04	15	08:40 (26)	21:36	27	07:25 (4)	23:07	14	06:15 (35)	23:45	24	06:27 (35)
30	09:10		11:31 (33)				06:55		08:23 (26)	05:09		06:58 (4)	03:38		06:01 (35)	03:14		06:03 (35)
	16:09	17	11:48 (33)				20:07	18	08:41 (26)	21:39	27	07:25 (4)	23:10	16	06:17 (35)	23:44	24	06:27 (35)
31	09:07		11:32 (33)				06:52		08:22 (26)				03:36		06:00 (35)			
	16:12	17	11:49 (33)				20:10	20	08:42 (26)				23:13	17	06:17 (35)			
Potential sun hours	178			241			363			449			563			612		
Total, worst case		67			124			78			346			398			715	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** A - Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	July			August			September			October			November			December
1	03:15		06:03 (35)	04:35		07:11 (4)	06:07			07:31		09:15 (40)	08:02			09:34
	23:42	24	06:27 (35)	22:26	19	07:30 (4)	20:42			18:58	1	09:16 (40)	16:15			14:55
2	03:17		06:03 (35)	04:38		07:11 (4)	06:10			07:34			08:06		11:09 (33)	09:36
	23:41	24	06:27 (35)	22:23	21	07:32 (4)	20:39			18:55			16:12	3	11:12 (33)	14:53
3	03:18		06:03 (35)	04:41		07:09 (4)	06:13		08:21 (26)	07:37			08:09		11:06 (33)	09:39
	23:40	24	06:27 (35)	22:20	23	07:32 (4)	20:36	10	08:31 (26)	18:51			16:09	10	11:16 (33)	14:51
4	03:20		06:03 (35)	04:44		07:09 (4)	06:16		08:19 (26)	07:40			08:12		11:04 (33)	09:41
	23:38	24	06:27 (35)	22:17	24	07:33 (4)	20:32	15	08:34 (26)	18:48			16:06	14	11:18 (33)	14:49
5	03:22		06:04 (35)	04:47		07:08 (4)	06:19		08:18 (26)	07:43			08:15		11:03 (33)	09:44
	23:37	23	06:27 (35)	22:14	25	07:33 (4)	20:29	17	08:35 (26)	18:45			16:02	15	11:18 (33)	14:48
6	03:24		06:04 (35)	04:50		07:07 (4)	06:21		08:16 (26)	07:45			08:18		11:02 (33)	09:46
	23:35	23	06:27 (35)	22:10	27	07:34 (4)	20:25	19	08:35 (26)	18:41			15:59	17	11:19 (33)	14:46
7	03:26		06:05 (35)	04:54		07:06 (4)	06:24		08:15 (26)	07:48			08:21		11:02 (33)	09:48
	23:33	22	06:27 (35)	22:07	28	07:34 (4)	20:22	21	08:36 (26)	18:38			15:56	18	11:20 (33)	14:45
8	03:28		06:05 (35)	04:57		07:06 (4)	06:27		08:15 (26)	07:51			08:24		11:02 (33)	09:51
	23:31	22	06:27 (35)	22:04	28	07:34 (4)	20:18	21	08:36 (26)	18:34			15:53	18	11:20 (33)	14:43
9	03:30		06:06 (35)	05:00		07:07 (4)	06:30		08:13 (26)	07:54			08:27		11:02 (33)	09:53
	23:29	21	06:27 (35)	22:01	28	07:35 (4)	20:15	22	08:35 (26)	18:31			15:50	18	11:20 (33)	14:42
10	03:33		06:07 (35)	05:03		07:06 (4)	06:33		08:13 (26)	07:57			08:31		11:02 (33)	09:55
	23:27	20	06:27 (35)	21:57	28	07:34 (4)	20:11	22	08:35 (26)	18:27			15:47	18	11:20 (33)	14:41
11	03:35		06:07 (35)	05:06		07:06 (4)	06:35		08:14 (26)	08:00			08:34		11:02 (33)	09:57
	23:25	19	06:26 (35)	21:54	28	07:34 (4)	20:08	21	08:35 (26)	18:24			15:44	18	11:20 (33)	14:40
12	03:38		06:08 (35)	05:09		07:06 (4)	06:38		08:13 (26)	08:03			08:37		11:03 (33)	09:59
	23:22	17	06:25 (35)	21:51	28	07:34 (4)	20:04	20	08:33 (26)	18:21			15:42	17	11:20 (33)	14:39
13	03:40		06:09 (35)	05:12		07:06 (4)	06:41		08:14 (26)	08:05			08:40		11:04 (33)	10:00
	23:20	16	06:25 (35)	21:47	27	07:33 (4)	20:01	18	08:32 (26)	18:17			15:39	15	11:19 (33)	14:38
14	03:43		06:10 (35)	05:15		07:07 (4)	06:44		08:15 (26)	08:08			08:43		11:05 (33)	10:02
	23:18	14	06:24 (35)	21:44	26	07:33 (4)	19:57	16	08:31 (26)	18:14			15:36	14	11:19 (33)	14:38
15	03:46		06:11 (35)	05:18		07:07 (4)	06:47		08:16 (26)	08:11			08:46		11:15 (33)	10:03
	23:15	12	06:23 (35)	21:41	26	07:33 (4)	19:54	12	08:28 (26)	18:11			15:33	3	11:18 (33)	14:37
16	03:48		06:13 (35)	05:21		07:07 (4)	06:49		08:19 (26)	08:14			08:49			10:05
	23:13	9	06:22 (35)	21:37	24	07:31 (4)	19:50	6	08:25 (26)	18:07			15:30			14:37
17	03:51		06:16 (35)	05:24		07:08 (4)	06:52			08:17			08:52			10:06
	23:10	3	06:19 (35)	21:34	22	07:30 (4)	19:47			18:04			15:28			14:37
18	03:54			05:27		07:10 (4)	06:55			08:20			08:56			10:07
	23:07			21:30	19	07:29 (4)	19:43			18:00			15:25			14:36
19	03:57			05:30		07:10 (4)	06:58			08:23			08:59			10:08
	23:05			21:27	17	07:27 (4)	19:40			17:57			15:22			14:36
20	03:59			05:32		07:13 (4)	07:00			08:26			09:02			10:09
	23:02			21:24	11	07:24 (4)	19:36			17:54			15:20			14:37
21	04:02			05:35			07:03			08:29			09:05			10:10
	22:59			21:20			19:33			17:51			15:17			14:37
22	04:05			05:38			07:06			08:32			09:08			10:10
	22:56			21:17			19:29			17:47			15:15			14:37
23	04:08			05:41			07:09			08:35			09:11			10:11
	22:54			21:13			19:26			17:44			15:12			14:38
24	04:11			05:44			07:12			08:38			09:14			10:11
	22:51			21:10			19:23			17:41			15:10			14:38
25	04:14			05:47			07:14			07:41			09:17			10:11
	22:48			21:07			19:19			16:37			15:07			14:39
26	04:17			05:50			07:17			07:44			09:20			10:11
	22:45			21:03			19:16			16:34			15:05			14:40
27	04:20			05:53			07:20			07:47			09:23			10:11
	22:42			21:00			19:12			16:31			15:03			14:41
28	04:23			05:56			07:23			07:50			09:25			10:11
	22:39			20:56			19:09			16:28			15:01			14:43
29	04:26		07:16 (4)	05:59			07:26			07:53			09:28			10:11
	22:36	8	07:24 (4)	20:53			19:05			16:24			14:59			14:44
30	04:29		07:14 (4)	06:02			07:28		09:05 (40)	07:56			09:31			10:10
	22:33	13	07:27 (4)	20:49			19:02	9	09:14 (40)	16:21			14:57			14:45
31	04:32		07:12 (4)	06:04						07:59						10:10
	22:29	16	07:28 (4)	20:46						16:18						14:47
Potential sun hours	599			505			392			306			203			146
Total, worst case		354			479			249			1			198		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** B - Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:52 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 19	12:11 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:53 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11 16	12:09 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:55 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 13	12:08 (1)	14:50
4	10:06	08:55		07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:59 (1)	09:42
	14:54	16:24		17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 6	12:05 (1)	14:49
5	10:05	08:52		07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		09:44
	14:56	16:28		17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02		14:47
6	10:04	08:49		07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		09:46
	14:59	16:31		17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59		14:46
7	10:02	08:46	12:28 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		09:49
	15:01	16:34 7	12:35 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56		14:44
8	10:01	08:43	12:25 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37 14	12:39 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	12:23 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40 17	12:40 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	12:23 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44 19	12:42 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	12:21 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 22	12:43 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:20 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50 23	12:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:20 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 24	12:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:20 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 24	12:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	12:20 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59 25	12:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:20 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 24	12:44 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:19 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 25	12:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	12:20 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09 24	12:44 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	12:20 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	12:57 (1)	08:59		10:08
	15:34	17:12 23	12:43 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 11	13:08 (1)	15:22		14:36
20	09:36	08:05	12:22 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	12:54 (1)	09:02		10:09
	15:37	17:15 21	12:43 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 16	13:10 (1)	15:19		14:36
21	09:34	08:01	12:22 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	12:53 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18 19	12:41 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19	13:12 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58	12:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	12:51 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21 15	12:39 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 22	13:13 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55	12:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	12:50 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24 10	12:37 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 23	13:13 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	12:50 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 24	13:14 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	11:49 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 25	12:14 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	11:50 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24	12:14 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:49 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 25	12:14 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	11:49 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24	12:13 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	11:50 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23	12:13 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:51 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22	12:13 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:51 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21	12:12 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			336									279		54	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** C - Vesthitterveien 141, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January		February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09		09:04	12:16 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:45 (1)	09:34
	14:48		16:15 18	12:34 (1)	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 21	12:06 (1)	14:54
2	10:08		09:01	12:16 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:44 (1)	09:36
	14:50		16:18 19	12:35 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11 22	12:06 (1)	14:52
3	10:07		08:58	12:15 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	11:44 (1)	09:39
	14:52		16:21 21	12:36 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 23	12:07 (1)	14:50
4	10:06		08:55	12:14 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:44 (1)	09:42
	14:54		16:24 22	12:36 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 23	12:07 (1)	14:49
5	10:05		08:52	12:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	11:44 (1)	09:44
	14:56		16:28 22	12:37 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02 22	12:06 (1)	14:47
6	10:04		08:49	12:14 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	11:44 (1)	09:46
	14:59		16:31 23	12:37 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59 22	12:06 (1)	14:46
7	10:02		08:46	12:14 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	11:45 (1)	09:49
	15:01		16:34 22	12:36 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56 21	12:06 (1)	14:44
8	10:01		08:43	12:15 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24	11:45 (1)	09:51
	15:03		16:37 22	12:37 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53 21	12:06 (1)	14:43
9	09:59		08:40	12:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27	11:46 (1)	09:53
	15:06		16:40 21	12:36 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50 20	12:06 (1)	14:42
10	09:58		08:37	12:16 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31	11:46 (1)	09:55
	15:08		16:44 21	12:37 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47 18	12:04 (1)	14:40
11	09:56		08:34	12:16 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34	11:48 (1)	09:57
	15:11		16:47 20	12:36 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44 15	12:03 (1)	14:39
12	09:54		08:31	12:17 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37	11:49 (1)	09:59
	15:14		16:50 17	12:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41 13	12:02 (1)	14:39
13	09:52		08:27	12:19 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40	11:52 (1)	10:01
	15:16		16:53 14	12:33 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38 8	12:00 (1)	14:38
14	09:50		08:24	12:21 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19		16:56 10	12:31 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48		08:21		06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22		16:59		18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46		08:18		06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25		17:03		18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44		08:15		06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28		17:06		18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41		08:11		06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31		17:09		18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39		08:08		06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34		17:12		18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:37		08:05		06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37		17:15		18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34		08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05		10:10
	15:40		17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17		14:36
22	09:32		07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08		10:11
	15:43		17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14		14:37
23	09:29		07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11		10:11
	15:46		17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12		14:37
24	09:26		07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		09:14		10:11
	15:49		17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09		14:38
25	09:24		07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		09:17		10:12
	15:52		17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37		15:07		14:39
26	09:21		07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44		09:20		10:12
	15:56		17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34		15:05		14:40
27	09:18		07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:55 (1)	09:23		10:12
	15:59		17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 1	11:56 (1)	15:02		14:41
28	09:16		07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	11:49 (1)	09:26		10:11
	16:02		17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 12	12:01 (1)	15:00		14:42
29	09:13	12:20 (1)			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	11:48 (1)	09:28		10:11
	16:05 8	12:28 (1)			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 15	12:03 (1)	14:58		14:43
30	09:10	12:18 (1)			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:47 (1)	09:31		10:11
	16:08 12	12:30 (1)			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 18	12:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07	12:17 (1)			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:45 (1)			10:10
	16:12 16	12:33 (1)			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 20	12:05 (1)			14:46
Potential sun hours	178		241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case	36		272									66		249		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** D - Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February			March			April			May			June
1	10:09	09:04			07:35		15:31 (6)	06:48		18:14 (3)	05:05		19:40 (28)	03:33
	14:49	16:15			17:42	20	15:51 (6)	20:13	6	18:20 (3)	21:42	17	19:57 (28)	23:15
2	10:08	09:01			07:31		15:32 (6)	06:44		18:14 (3)	05:02		19:40 (28)	03:30
	14:50	16:18			17:45	18	15:50 (6)	20:16	9	18:23 (3)	21:45	19	19:59 (28)	23:18
3	10:07	08:58			07:28		15:33 (6)	06:41		18:14 (3)	04:58		19:40 (28)	03:28
	14:52	16:21			17:48	16	15:49 (6)	20:19	10	18:24 (3)	21:48	19	19:59 (28)	23:20
4	10:06	08:55			07:24		15:34 (6)	06:37		18:15 (3)	04:55		19:41 (28)	03:26
	14:54	16:24			17:51	12	15:46 (6)	20:21	11	18:26 (3)	21:51	17	19:58 (28)	23:23
5	10:05	08:52			07:21		15:39 (6)	06:34		18:16 (3)	04:52		19:41 (28)	03:24
	14:57	16:28			17:54	3	15:42 (6)	20:24	13	18:29 (3)	21:55	16	19:57 (28)	23:25
6	10:03	08:49			07:18			06:30		18:17 (3)	04:48		19:43 (28)	03:22
	14:59	16:31			17:57			20:27	13	18:30 (3)	21:58	14	19:57 (28)	23:27
7	10:02	08:46			07:14			06:27		18:20 (3)	04:45		19:43 (28)	03:20
	15:01	16:34			18:00			20:30	8	18:28 (3)	22:01	13	19:56 (28)	23:29
8	10:00	08:43			07:11			06:23			04:42		19:45 (28)	03:18
	15:03	16:37			18:03			20:33			22:04	9	19:54 (28)	23:31
9	09:59	08:40			07:07			06:20			04:39			03:17
	15:06	16:40			18:06			20:36			22:07			23:33
10	09:57	08:37			07:04			06:17			04:36			03:15
	15:08	16:44			18:09			20:39			22:10			23:35
11	09:55	08:33			07:00			06:13			04:32			03:14
	15:11	16:47			18:12			20:42			22:13			23:37
12	09:53	08:30			06:57			06:10			04:29			03:12
	15:14	16:50			18:15			20:45			22:16			23:39
13	09:52	08:27			06:54			06:06			04:26			03:11
	15:16	16:53			18:18			20:48			22:19			23:40
14	09:50	08:24			06:50			06:03		18:55 (38)	04:23			03:10
	15:19	16:56			18:21			20:51	2	18:57 (38)	22:23			23:42
15	09:47	08:21			06:47			05:59		18:52 (38)	04:20			03:09
	15:22	16:59			18:24			20:54	9	19:01 (38)	22:26			23:43
16	09:45	08:18			06:43			05:56		18:50 (38)	04:17			03:08
	15:25	17:03			18:27			20:57	14	19:04 (38)	22:29			23:44
17	09:43	08:14			06:40			05:52		18:49 (38)	04:14			03:08
	15:28	17:06			18:30			21:00	20	19:09 (38)	22:32			23:45
18	09:41	08:11			06:36			05:49		18:48 (38)	04:11			03:07
	15:31	17:09			18:32			21:03	22	19:10 (38)	22:35			23:46
19	09:38	08:08		15:38 (6)	06:33			05:46		18:47 (38)	04:08			03:07
	15:34	17:12	9	15:47 (6)	18:35			21:06	24	19:11 (38)	22:38			23:46
20	09:36	08:04		15:35 (6)	06:29			05:42		18:47 (38)	04:05			03:07
	15:37	17:15	14	15:49 (6)	18:38			21:09	24	19:11 (38)	22:41			23:47
21	09:34	08:01		15:34 (6)	06:26			05:39		18:47 (38)	04:02			03:07
	15:40	17:18	17	15:51 (6)	18:41			21:12	24	19:11 (38)	22:44			23:47
22	09:31	07:58		15:32 (6)	06:23			05:35		18:47 (38)	03:59			03:07
	15:43	17:21	19	15:51 (6)	18:44			21:15	24	19:11 (38)	22:47			23:47
23	09:29	07:55		15:32 (6)	06:19			05:32		18:47 (38)	03:56			03:07
	15:46	17:24	21	15:53 (6)	18:47			21:18	24	19:11 (38)	22:50			23:47
24	09:26	07:51		15:31 (6)	06:16			05:28		18:46 (38)	03:53			03:07
	15:49	17:27	21	15:52 (6)	18:50			21:21	23	19:09 (38)	22:53			23:47
25	09:23	07:48		15:30 (6)	06:12			05:25		18:47 (38)	03:51			03:08
	15:52	17:30	22	15:52 (6)	18:53			21:24	22	19:09 (38)	22:56			23:47
26	09:21	07:45		15:30 (6)	06:09			05:22		18:47 (38)	03:48			03:09
	15:56	17:33	23	15:53 (6)	18:55			21:27	22	19:45 (28)	22:59			23:47
27	09:18	07:41		15:30 (6)	06:05			05:18		18:48 (38)	03:45			03:10
	15:59	17:36	22	15:52 (6)	18:58			21:30	23	19:47 (28)	23:02			23:46
28	09:15	07:38		15:31 (6)	06:02			05:15		18:50 (38)	03:43			03:11
	16:02	17:39	21	15:52 (6)	19:01			21:33	24	19:50 (28)	23:04			23:45
29	09:12				06:58			05:12		18:52 (38)	03:40			03:12
	16:05				20:04			21:36	23	19:52 (28)	23:07			23:44
30	09:10				06:55		18:14 (3)	05:08		18:55 (38)	03:38			03:13
	16:08				20:07	1	18:15 (3)	21:39	19	19:55 (28)	23:10			23:43
31	09:07				06:51		18:14 (3)				03:35			
	16:11				20:10	4	18:18 (3)				23:13			
Potential sun hours	178	241			363			449			563			612
Total, worst case			189			74			413			124		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** D - Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	July	August		September		October		November	December
1	03:14	04:35		06:07		07:31		08:02	09:33
	23:42	22:26		20:42		18:58		16:15	14:54
2	03:16	04:38		06:10		07:34		08:05	09:36
	23:41	22:23		20:39		18:55		16:11	14:52
3	03:18	04:41		06:13		07:37		08:08	09:39
	23:39	22:20		20:35		18:51		16:08	14:50
4	03:20	04:44	19:56 (28)	06:15		07:39		08:11	09:41
	23:38	22:16	6 20:02 (28)	20:32		18:48		16:05	14:49
5	03:21	04:47	19:54 (28)	06:18	18:16 (3)	07:42		08:15	09:44
	23:36	22:13	11 20:05 (28)	20:28	8 18:24 (3)	18:44		16:02	14:47
6	03:23	04:50	19:52 (28)	06:21	18:13 (3)	07:45		08:18	09:46
	23:35	22:10	13 20:05 (28)	20:25	13 18:26 (3)	18:41		15:59	14:46
7	03:26	04:53	19:51 (28)	06:24	18:11 (3)	07:48		08:21	09:48
	23:33	22:07	15 20:06 (28)	20:21	13 18:24 (3)	18:37		15:56	14:44
8	03:28	04:56	19:51 (28)	06:27	18:09 (3)	07:51		08:24	09:50
	23:31	22:04	16 20:07 (28)	20:18	12 18:21 (3)	18:34		15:53	14:43
9	03:30	04:59	19:50 (28)	06:29	18:08 (3)	07:54	16:11 (6)	08:27	09:53
	23:29	22:00	17 20:07 (28)	20:14	10 18:18 (3)	18:31	8 16:19 (6)	15:50	14:42
10	03:32	05:02	19:49 (28)	06:32	18:07 (3)	07:56	16:07 (6)	08:30	09:55
	23:27	21:57	19 20:08 (28)	20:11	9 18:16 (3)	18:27	14 16:21 (6)	15:47	14:41
11	03:35	05:05	19:49 (28)	06:35	18:06 (3)	07:59	16:06 (6)	08:33	09:56
	23:24	21:54	19 20:08 (28)	20:07	6 18:12 (3)	18:24	17 16:23 (6)	15:44	14:40
12	03:37	05:08	19:49 (28)	06:38	18:06 (3)	08:02	16:05 (6)	08:37	09:58
	23:22	21:50	16 20:05 (28)	20:04	3 18:09 (3)	18:20	19 16:24 (6)	15:41	14:39
13	03:40	05:11	19:02 (38)	06:41	18:06 (3)	08:05	16:04 (6)	08:40	10:00
	23:20	21:47	22 20:03 (28)	20:00	1 18:07 (3)	18:17	21 16:25 (6)	15:38	14:38
14	03:42	05:14	18:59 (38)	06:43		08:08	16:03 (6)	08:43	10:02
	23:17	21:44	24 20:00 (28)	19:57		18:14	22 16:25 (6)	15:35	14:37
15	03:45	05:17	18:57 (38)	06:46		08:11	16:02 (6)	08:46	10:03
	23:15	21:40	23 19:56 (28)	19:54		18:10	23 16:25 (6)	15:33	14:37
16	03:48	05:20	18:56 (38)	06:49		08:14	16:02 (6)	08:49	10:05
	23:12	21:37	23 19:54 (28)	19:50		18:07	22 16:24 (6)	15:30	14:36
17	03:51	05:23	18:55 (38)	06:52		08:17	16:02 (6)	08:52	10:06
	23:10	21:34	21 19:52 (28)	19:47		18:03	22 16:24 (6)	15:27	14:36
18	03:53	05:26	18:53 (38)	06:55		08:20	16:03 (6)	08:55	10:07
	23:07	21:30	22 19:15 (38)	19:43		18:00	21 16:24 (6)	15:24	14:36
19	03:56	05:29	18:53 (38)	06:57		08:23	16:03 (6)	08:58	10:08
	23:05	21:27	23 19:16 (38)	19:40		17:57	20 16:23 (6)	15:22	14:36
20	03:59	05:32	18:52 (38)	07:00		08:26	16:03 (6)	09:01	10:09
	23:02	21:23	24 19:16 (38)	19:36		17:53	19 16:22 (6)	15:19	14:36
21	04:02	05:35	18:51 (38)	07:03		08:29	16:04 (6)	09:04	10:10
	22:59	21:20	25 19:16 (38)	19:33		17:50	16 16:20 (6)	15:17	14:36
22	04:05	05:38	18:51 (38)	07:06		08:32	16:06 (6)	09:07	10:10
	22:56	21:17	25 19:16 (38)	19:29		17:47	13 16:19 (6)	15:14	14:37
23	04:08	05:41	18:51 (38)	07:08		08:35	16:09 (6)	09:11	10:11
	22:53	21:13	24 19:15 (38)	19:26		17:44	6 16:15 (6)	15:12	14:37
24	04:11	05:44	18:51 (38)	07:11		08:38		09:13	10:11
	22:50	21:10	23 19:14 (38)	19:22		17:40		15:09	14:38
25	04:14	05:47	18:51 (38)	07:14		07:41		09:16	10:11
	22:47	21:06	23 19:14 (38)	19:19		16:37		15:07	14:39
26	04:17	05:50	18:51 (38)	07:17		07:44		09:19	10:11
	22:44	21:03	19 19:10 (38)	19:15		16:34		15:05	14:40
27	04:20	05:53	18:52 (38)	07:20		07:47		09:22	10:11
	22:41	20:59	14 19:06 (38)	19:12		16:31		15:02	14:41
28	04:23	05:55	18:54 (38)	07:22		07:50		09:25	10:11
	22:38	20:56	9 19:03 (38)	19:08		16:27		15:00	14:42
29	04:26	05:58	18:56 (38)	07:25		07:53		09:28	10:11
	22:35	20:53	2 18:58 (38)	19:05		16:24		14:58	14:43
30	04:29	06:01		07:28		07:56		09:31	10:10
	22:32	20:49		19:01		16:21		14:56	14:45
31	04:32	06:04				07:59			10:10
	22:29	20:46				16:18			14:46
Potential sun hours	600	505		392		306		203	145
Total, worst case			478		75		263		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** E - Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January		February			March			April			May			June	
1	10:09		09:04			07:35		15:26 (6)	06:48		18:06 (3)	05:05		19:31 (28)	03:33	
	14:49		16:15			17:42	12	15:38 (6)	20:13	8	18:14 (3)	21:42	17	19:48 (28)	23:15	
2	10:08		09:01			07:31		15:29 (6)	06:44		18:07 (3)	05:02		19:31 (28)	03:30	
	14:50		16:18			17:45	7	15:36 (6)	20:16	10	18:17 (3)	21:45	16	19:47 (28)	23:18	
3	10:07		08:58			07:28			06:41		18:08 (3)	04:58		19:32 (28)	03:28	
	14:52		16:21			17:48			20:19	11	18:19 (3)	21:48	14	19:46 (28)	23:20	
4	10:06		08:55			07:24			06:37		18:12 (3)	04:55		19:33 (28)	03:26	
	14:54		16:24			17:51			20:21	5	18:17 (3)	21:51	11	19:44 (28)	23:23	
5	10:05		08:52			07:21			06:34			04:52		19:36 (28)	03:24	
	14:57		16:28			17:54			20:24			21:55	5	19:41 (28)	23:25	
6	10:03		08:49			07:18			06:30			04:48			03:22	
	14:59		16:31			17:57			20:27			21:58			23:27	
7	10:02		08:46			07:14			06:27			04:45			03:20	
	15:01		16:34			18:00			20:30			22:01			23:29	
8	10:00		08:43			07:11			06:23			04:42			03:18	
	15:03		16:37			18:03			20:33			22:04			23:31	
9	09:59		08:40			07:07			06:20		18:41 (38)	04:39			03:17	
	15:06		16:40			18:06			20:36	5	18:46 (38)	22:07			23:33	
10	09:57		08:37			07:04			06:17		18:39 (38)	04:36			03:15	
	15:08		16:44			18:09			20:39	12	18:51 (38)	22:10			23:35	
11	09:55		08:33			07:00			06:13		18:36 (38)	04:32			03:14	
	15:11		16:47			18:12			20:42	16	18:52 (38)	22:13			23:37	
12	09:53		08:30			06:57			06:10		18:35 (38)	04:29			03:12	
	15:14		16:50			18:15			20:45	20	18:55 (38)	22:16			23:39	
13	09:52		08:27			06:54			06:06		18:34 (38)	04:26			03:11	
	15:16		16:53			18:18			20:48	23	18:57 (38)	22:19			23:40	
14	09:50		08:24			06:50			06:03		18:33 (38)	04:23			03:10	
	15:19		16:56			18:21			20:51	24	18:57 (38)	22:23			23:42	
15	09:47		08:21			06:47			05:59		18:33 (38)	04:20			03:09	
	15:22		16:59			18:24			20:54	24	18:57 (38)	22:26			23:43	
16	09:45		08:18		15:30 (6)	06:43			05:56		18:32 (38)	04:17			03:08	
	15:25		17:03	7	15:37 (6)	18:27			20:57	25	18:57 (38)	22:29			23:44	
17	09:43		08:14		15:27 (6)	06:40			05:52		18:33 (38)	04:14			03:08	
	15:28		17:06	13	15:40 (6)	18:30			21:00	24	18:57 (38)	22:32			23:45	
18	09:41		08:11		15:25 (6)	06:36			05:49		18:32 (38)	04:11			03:07	
	15:31		17:09	16	15:41 (6)	18:32			21:03	24	18:56 (38)	22:35			23:46	
19	09:38		08:08		15:24 (6)	06:33			05:46		18:32 (38)	04:08			03:07	
	15:34		17:12	18	15:42 (6)	18:35			21:06	24	18:56 (38)	22:38			23:46	
20	09:36		08:05		15:23 (6)	06:29			05:42		18:33 (38)	04:05			03:07	
	15:37		17:15	20	15:43 (6)	18:38			21:09	22	18:55 (38)	22:41			23:47	
21	09:34		08:01		15:23 (6)	06:26			05:39		18:33 (38)	04:02			03:07	
	15:40		17:18	21	15:44 (6)	18:41			21:12	21	18:54 (38)	22:44			23:47	
22	09:31		07:58		15:22 (6)	06:23			05:35		18:35 (38)	03:59			03:07	
	15:43		17:21	22	15:44 (6)	18:44			21:15	18	18:53 (38)	22:47			23:47	
23	09:29		07:55		15:22 (6)	06:19			05:32		18:36 (38)	03:56			03:07	
	15:46		17:24	22	15:44 (6)	18:47			21:18	18	19:36 (28)	22:50			23:47	
24	09:26		07:51		15:22 (6)	06:16			05:28		18:37 (38)	03:53			03:07	
	15:49		17:27	22	15:44 (6)	18:50			21:21	17	19:37 (28)	22:53			23:47	
25	09:23		07:48		15:21 (6)	06:12			05:25		18:41 (38)	03:51			03:08	
	15:52		17:30	22	15:43 (6)	18:53			21:24	12	19:39 (28)	22:56			23:47	
26	09:21		07:45		15:22 (6)	06:09			05:22		19:30 (28)	03:48			03:09	
	15:56		17:33	21	15:43 (6)	18:55			21:27	11	19:41 (28)	22:59			23:47	
27	09:18		07:41		15:23 (6)	06:05			05:18		19:30 (28)	03:45			03:10	
	15:59		17:36	18	15:41 (6)	18:58			21:30	13	19:43 (28)	23:02			23:46	
28	09:15		07:38		15:24 (6)	06:02		17:05 (3)	05:15		19:30 (28)	03:43			03:11	
	16:02		17:39	17	15:41 (6)	19:01	1	17:06 (3)	21:33	16	19:46 (28)	23:04			23:45	
29	09:12					06:58		18:04 (3)	05:12		19:30 (28)	03:40			03:12	
	16:05					20:04	2	18:06 (3)	21:36	19	19:49 (28)	23:07			23:44	
30	09:10					06:55		18:05 (3)	05:08		19:30 (28)	03:38			03:13	
	16:08					20:07	4	18:09 (3)	21:39	18	19:48 (28)	23:10			23:43	
31	09:07					06:51		18:06 (3)				03:35				
	16:11					20:10	6	18:12 (3)				23:13				
Potential sun hours	178		241			363			449			563			612	
Total, worst case				239			32			440			63			

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** E - Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	July	August		September		October		November	December
1	03:14	04:35		06:07	18:36 (38)	07:31		08:02	09:33
	23:42	22:26		20:42	16 18:52 (38)	18:58		16:15	14:54
2	03:16	04:38		06:10	18:37 (38)	07:34		08:05	09:36
	23:41	22:23		20:39	12 18:49 (38)	18:55		16:11	14:52
3	03:18	04:41		06:13	18:39 (38)	07:37		08:08	09:39
	23:40	22:20		20:35	5 18:44 (38)	18:51		16:08	14:50
4	03:20	04:44		06:15		07:39		08:11	09:41
	23:38	22:16		20:32		18:48		16:05	14:49
5	03:21	04:47		06:18		07:42		08:15	09:44
	23:36	22:13		20:28		18:44		16:02	14:47
6	03:23	04:50		06:21		07:45		08:18	09:46
	23:35	22:10		20:25		18:41		15:59	14:46
7	03:26	04:53		06:24		07:48		08:21	09:48
	23:33	22:07		20:21		18:37		15:56	14:44
8	03:28	04:56	19:45 (28)	06:27	18:07 (3)	07:51		08:24	09:50
	23:31	22:04	7 19:52 (28)	20:18	4 18:11 (3)	18:34		15:53	14:43
9	03:30	04:59	19:42 (28)	06:29	18:03 (3)	07:54		08:27	09:53
	23:29	22:00	12 19:54 (28)	20:14	11 18:14 (3)	18:31		15:50	14:42
10	03:32	05:02	19:41 (28)	06:32	18:01 (3)	07:56		08:30	09:55
	23:27	21:57	14 19:55 (28)	20:11	10 18:11 (3)	18:27		15:47	14:41
11	03:35	05:05	19:40 (28)	06:35	17:58 (3)	07:59		08:33	09:56
	23:25	21:54	16 19:56 (28)	20:07	8 18:06 (3)	18:24		15:44	14:40
12	03:37	05:08	19:39 (28)	06:38	17:57 (3)	08:02	16:01 (6)	08:37	09:58
	23:22	21:50	17 19:56 (28)	20:04	7 18:04 (3)	18:20	10 16:11 (6)	15:41	14:39
13	03:40	05:11	19:38 (28)	06:41	17:56 (3)	08:05	15:58 (6)	08:40	10:00
	23:20	21:47	19 19:57 (28)	20:00	5 18:01 (3)	18:17	15 16:13 (6)	15:38	14:38
14	03:42	05:14	19:38 (28)	06:43	17:55 (3)	08:08	15:56 (6)	08:43	10:02
	23:17	21:44	19 19:57 (28)	19:57	2 17:57 (3)	18:14	18 16:14 (6)	15:35	14:37
15	03:45	05:17	19:37 (28)	06:46		08:11	15:55 (6)	08:46	10:03
	23:15	21:40	16 19:53 (28)	19:54		18:10	19 16:14 (6)	15:33	14:37
16	03:48	05:20	19:37 (28)	06:49		08:14	15:54 (6)	08:49	10:05
	23:12	21:37	13 19:50 (28)	19:50		18:07	21 16:15 (6)	15:30	14:36
17	03:51	05:23	19:38 (28)	06:52		08:17	15:53 (6)	08:52	10:06
	23:10	21:34	10 19:48 (28)	19:47		18:03	22 16:15 (6)	15:27	14:36
18	03:53	05:26	18:46 (38)	06:55		08:20	15:53 (6)	08:55	10:07
	23:07	21:30	15 19:45 (28)	19:43		18:00	23 16:16 (6)	15:24	14:36
19	03:56	05:29	18:43 (38)	06:57		08:23	15:53 (6)	08:58	10:08
	23:05	21:27	18 19:43 (28)	19:40		17:57	22 16:15 (6)	15:22	14:36
20	03:59	05:32	18:41 (38)	07:00		08:26	15:53 (6)	09:01	10:09
	23:02	21:23	19 19:41 (28)	19:36		17:53	21 16:14 (6)	15:19	14:36
21	04:02	05:35	18:39 (38)	07:03		08:29	15:53 (6)	09:04	10:10
	22:59	21:20	19 18:58 (38)	19:33		17:50	21 16:14 (6)	15:17	14:36
22	04:05	05:38	18:38 (38)	07:06		08:32	15:54 (6)	09:08	10:10
	22:56	21:17	21 18:59 (38)	19:29		17:47	20 16:14 (6)	15:14	14:37
23	04:08	05:41	18:36 (38)	07:08		08:35	15:54 (6)	09:11	10:11
	22:53	21:13	23 18:59 (38)	19:26		17:44	18 16:12 (6)	15:12	14:37
24	04:11	05:44	18:36 (38)	07:11		08:38	15:55 (6)	09:13	10:11
	22:50	21:10	23 18:59 (38)	19:22		17:40	15 16:10 (6)	15:09	14:38
25	04:14	05:47	18:35 (38)	07:14		07:41	14:57 (6)	09:16	10:11
	22:47	21:06	25 19:00 (38)	19:19		16:37	12 15:09 (6)	15:07	14:39
26	04:17	05:50	18:34 (38)	07:17		07:44	15:00 (6)	09:19	10:11
	22:44	21:03	25 18:59 (38)	19:15		16:34	5 15:05 (6)	15:05	14:40
27	04:20	05:53	18:34 (38)	07:20		07:47		09:22	10:11
	22:41	20:59	25 18:59 (38)	19:12		16:31		15:02	14:41
28	04:23	05:55	18:34 (38)	07:22		07:50		09:25	10:11
	22:38	20:56	25 18:59 (38)	19:08		16:27		15:00	14:42
29	04:26	05:58	18:34 (38)	07:25		07:53		09:28	10:11
	22:35	20:53	23 18:57 (38)	19:05		16:24		14:58	14:43
30	04:29	06:01	18:34 (38)	07:28		07:56		09:31	10:10
	22:32	20:49	23 18:57 (38)	19:01		16:21		14:56	14:45
31	04:32	06:04	18:35 (38)			07:59			10:10
	22:29	20:46	20 18:55 (38)			16:18			14:46
Potential sun hours	600	505		392		306		203	145
Total, worst case			447		80		262		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** F - Straumfjordveien 4, Våningshus

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:41	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:41
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:17	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:50	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:48	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:31	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** G - Vesthitterveien 182, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March		April	May	June	July	August	September	October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	09:51 (1)	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:03	09:34
	14:49	16:15		17:43	23 10:14 (1)	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	09:52 (1)	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	09:36
	14:50	16:18		17:46	22 10:14 (1)	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:12	14:52
3	10:07	08:58		07:28	09:52 (1)	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	09:39
	14:52	16:21		17:49	21 10:13 (1)	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	14:51
4	10:06	08:55		07:25	09:53 (1)	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	09:42
	14:54	16:24		17:52	20 10:13 (1)	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21	09:53 (1)	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:55	18 10:11 (1)	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	14:47
6	10:04	08:49		07:18	09:55 (1)	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	10:36 (1)	08:18	09:46
	14:59	16:31		17:58	15 10:10 (1)	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	5 10:41 (1)	15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14	09:57 (1)	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	10:32 (1)	08:21	09:49
	15:01	16:34		18:01	9 10:06 (1)	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	12 10:44 (1)	15:56	14:44
8	10:01	08:43		07:11		06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	10:30 (1)	08:24	09:51
	15:04	16:37		18:03		20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	16 10:46 (1)	15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:08		06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	10:28 (1)	08:28	09:53
	15:06	16:41		18:06		20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	19 10:47 (1)	15:50	14:42
10	09:58	08:37		07:04		06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	10:27 (1)	08:31	09:55
	15:09	16:44		18:09		20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	21 10:48 (1)	15:47	14:41
11	09:56	08:34		07:01		06:13	04:32	03:14	03:35	05:05	06:35	08:00	10:26 (1)	08:34	09:57
	15:11	16:47		18:12		20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	22 10:48 (1)	15:44	14:40
12	09:54	08:31		06:57		06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	10:25 (1)	08:37	09:59
	15:14	16:50		18:15		20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	23 10:48 (1)	15:41	14:39
13	09:52	08:28		06:54		06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	10:25 (1)	08:40	10:01
	15:17	16:53		18:18		20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	23 10:48 (1)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	10:25 (1)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	22 10:47 (1)	15:36	14:37
15	09:48	08:21		06:47		05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	10:25 (1)	08:46	10:04
	15:22	17:00		18:24		20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	21 10:46 (1)	15:33	14:37
16	09:46	08:18		06:44		05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	10:25 (1)	08:49	10:05
	15:25	17:03		18:27		20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	21 10:46 (1)	15:30	14:36
17	09:44	08:15		06:40		05:53	04:14	03:08	03:51	05:23	06:52	08:17	10:26 (1)	08:53	10:06
	15:28	17:06		18:30		21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	19 10:45 (1)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		06:37		05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	10:27 (1)	08:56	10:07
	15:31	17:09		18:33		21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	17 10:44 (1)	15:25	14:36
19	09:39	08:08		06:33		05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	10:28 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12		18:36		21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	14 10:42 (1)	15:22	14:36
20	09:37	08:05		06:30		05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	10:31 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15		18:38		21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	8 10:39 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:02		06:26		05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05	10:10
	15:40	17:18		18:41		21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17	14:36
22	09:32	07:58	09:59 (1)	06:23		05:35	03:59	03:07	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08	10:11
	15:43	17:21	10 10:09 (1)	18:44		21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14	14:37
23	09:29	07:55	09:57 (1)	06:19		05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11	10:11
	15:46	17:24	15 10:12 (1)	18:47		21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44		15:12	14:37
24	09:26	07:52	09:55 (1)	06:16		05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38		09:14	10:12
	15:49	17:27	17 10:12 (1)	18:50		21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09	14:38
25	09:24	07:48	09:54 (1)	06:12		05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		09:17	10:12
	15:52	17:31	20 10:14 (1)	18:53		21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37		15:07	14:39
26	09:21	07:45	09:53 (1)	06:09		05:22	03:48	03:09	04:17	05:50	07:17	07:44		09:20	10:12
	15:56	17:34	21 10:14 (1)	18:56		21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34		15:05	14:40
27	09:18	07:42	09:53 (1)	06:05		05:19	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47		09:23	10:12
	15:59	17:37	22 10:15 (1)	18:59		21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31		15:02	14:41
28	09:16	07:38	09:52 (1)	06:02		05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50		09:26	10:12
	16:02	17:40	23 10:15 (1)	19:02		21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27		15:00	14:42
29	09:13			06:58		05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53		09:28	10:11
	16:05			20:04		21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24		14:58	14:43
30	09:10			06:55		05:08	03:38	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56		09:31	10:11
	16:08			20:07		21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21		14:56	14:45
31	09:07			06:51			03:35		04:32	06:04		07:59			10:10
	16:12			20:10			23:13		22:30	20:46		16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449	564	613	600	505	392	306		203	145
Total, worst case			128		128								263		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** H - Vesthitterveien 168, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** I - Vesthitterveien 162, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** J - Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:03	10:55 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 15	11:10 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	10:57 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:12 11	11:08 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:02 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08 1	11:03 (1)	14:50
4	10:06	08:55		07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12		09:42
	14:54	16:24		17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05		14:49
5	10:05	08:52		07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		09:44
	14:56	16:28		17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02		14:47
6	10:04	08:49		07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		09:46
	14:59	16:31		17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59		14:46
7	10:02	08:46		07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		09:49
	15:01	16:34		18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56		14:44
8	10:01	08:43	11:31 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37 4	11:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	11:27 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:28		09:53
	15:06	16:40 12	11:39 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	11:26 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44 15	11:41 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	11:24 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 18	11:42 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	11:23 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03		08:37		09:59
	15:14	16:50 20	11:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	11:23 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 21	11:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	11:22 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 22	11:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	11:22 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	17:00 23	11:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	11:21 (1)	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 24	11:45 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	11:21 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 23	11:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	11:22 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	12:00 (1)	08:56		10:07
	15:31	17:09 23	11:45 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00 8	12:08 (1)	15:25		14:36
19	09:39	08:08	11:22 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	11:57 (1)	08:59		10:08
	15:34	17:12 22	11:44 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 13	12:10 (1)	15:22		14:36
20	09:37	08:05	11:23 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	11:54 (1)	09:02		10:09
	15:37	17:15 21	11:44 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54 18	12:12 (1)	15:19		14:36
21	09:34	08:02	11:23 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	11:54 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18 19	11:42 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19	12:13 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58	11:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	11:53 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21 16	11:40 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 21	12:14 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55	11:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	11:52 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24 12	11:39 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44 22	12:14 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52	11:31 (1)	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	11:52 (1)	09:14		10:12
	15:49	17:27 2	11:33 (1)	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23	12:15 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	10:51 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24	11:15 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	10:51 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:34		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34 24	11:15 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	10:51 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 23	11:14 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	10:52 (1)	09:26		10:12
	16:02	17:40		19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 22	11:14 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	10:52 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 21	11:13 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	10:53 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 20	11:13 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	10:54 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 17	11:11 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			297									275		27	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** K - Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:34 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23 11:57 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:34 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22 11:56 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:35 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	20 11:55 (1)	14:50
4	10:06	08:55	12:12 (1)	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:36 (1)	09:42
	14:54	16:24	6 12:18 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	18 11:54 (1)	14:49
5	10:05	08:52	12:09 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	11:37 (1)	09:44
	14:56	16:28	13 12:22 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	15 11:52 (1)	14:47
6	10:04	08:49	12:07 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	11:39 (1)	09:46
	14:59	16:31	16 12:23 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	12 11:51 (1)	14:46
7	10:02	08:46	12:06 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	11:43 (1)	09:49
	15:01	16:34	18 12:24 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56	4 11:47 (1)	14:44
8	10:01	08:43	12:05 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37	21 12:26 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	12:04 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40	22 12:26 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	12:04 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44	23 12:27 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	12:04 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	23 12:27 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:03 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	24 12:27 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:04 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	24 12:28 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:03 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	25 12:28 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	12:04 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	24 12:28 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:04 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	23 12:27 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:05 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	21 12:26 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	12:06 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09	19 12:25 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	12:07 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12	16 12:23 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:37	08:05	12:10 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15	12 12:22 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	12:43 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	7 12:50 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	12:39 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	13 12:52 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	12:37 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	17 12:54 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	12:36 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	20 12:56 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	11:35 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	21 11:56 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	11:34 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	23 11:57 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:33 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	24 11:57 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	11:33 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	24 11:57 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	11:33 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	24 11:57 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:33 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	25 11:58 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:33 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	24 11:57 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			330									222		114	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** L - Vesthitterveien 135, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** M - Vesthitterveien 131, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** N - Vesthitterveien 154, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		12:53 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02		12:16 (1)	09:34
	14:48	16:15	8	13:01 (1)	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23	12:39 (1)	14:54
2	10:08	09:01		12:51 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06		12:16 (1)	09:36
	14:50	16:18	13	13:04 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22	12:38 (1)	14:52
3	10:07	08:58		12:49 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09		12:16 (1)	09:39
	14:52	16:21	16	13:05 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	23	12:39 (1)	14:50
4	10:06	08:55		12:48 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12		12:17 (1)	09:42
	14:54	16:24	18	13:06 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	22	12:39 (1)	14:49
5	10:05	08:52		12:48 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		12:16 (1)	09:44
	14:56	16:28	20	13:08 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	21	12:37 (1)	14:47
6	10:04	08:49		12:47 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		12:17 (1)	09:46
	14:59	16:31	21	13:08 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	20	12:37 (1)	14:46
7	10:02	08:46		12:46 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		12:19 (1)	09:49
	15:01	16:34	22	13:08 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56	18	12:37 (1)	14:44
8	10:01	08:43		12:47 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		12:20 (1)	09:51
	15:03	16:37	22	13:09 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53	16	12:36 (1)	14:43
9	09:59	08:40		12:46 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		12:22 (1)	09:53
	15:06	16:40	23	13:09 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50	12	12:34 (1)	14:42
10	09:58	08:37		12:47 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		12:24 (1)	09:55
	15:08	16:44	23	13:10 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47	7	12:31 (1)	14:40
11	09:56	08:34		12:47 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34			09:57
	15:11	16:47	22	13:09 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44			14:39
12	09:54	08:31		12:47 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37			09:59
	15:14	16:50	22	13:09 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41			14:39
13	09:52	08:27		12:48 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40			10:01
	15:16	16:53	21	13:09 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38			14:38
14	09:50	08:24		12:48 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43			10:02
	15:19	16:56	19	13:07 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35			14:37
15	09:48	08:21		12:50 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46			10:04
	15:22	16:59	17	13:07 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33			14:37
16	09:46	08:18		12:51 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49			10:05
	15:25	17:03	14	13:05 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30			14:36
17	09:44	08:15		12:54 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53			10:06
	15:28	17:06	8	13:02 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27			14:36
18	09:41	08:11			06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56			10:07
	15:31	17:09			18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24			14:36
19	09:39	08:08			06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59			10:08
	15:34	17:12			18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22			14:36
20	09:36	08:05			06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02			10:09
	15:37	17:15			18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19			14:36
21	09:34	08:01			06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05			10:10
	15:40	17:18			18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17			14:36
22	09:32	07:58			06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08			10:11
	15:43	17:21			18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14			14:37
23	09:29	07:55			06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11			10:11
	15:46	17:24			18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12			14:37
24	09:26	07:52			06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		09:14			10:11
	15:49	17:27			18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09			14:38
25	09:24	07:48			06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:23 (1)	09:17			10:12
	15:52	17:30			18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	10 12:33 (1)	15:07			14:39
26	09:21	07:45			06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:21 (1)	09:20			10:12
	15:56	17:33			18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	14 12:35 (1)	15:05			14:40
27	09:18	07:42			06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:19 (1)	09:23			10:12
	15:59	17:36			18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	17 12:36 (1)	15:02			14:41
28	09:16	07:38			06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:17 (1)	09:26			10:11
	16:02	17:40			19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	20 12:37 (1)	15:00			14:42
29	09:13				06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:17 (1)	09:28			10:11
	16:05				20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	21 12:38 (1)	14:58			14:43
30	09:10				06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:17 (1)	09:31			10:11
	16:08				20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	22 12:39 (1)	14:56			14:45
31	09:07				06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:16 (1)				10:10
	16:11				20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	23 12:39 (1)				14:46
Potential sun hours	178	241			363	449	564	613	600	505	392	306		203			145
Total, worst case			309										127		184		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** O - Vesthitterveien 142, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	12:44 (1)	09:34
	14:48	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15 19	13:03 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	12:45 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:41	22:23	20:39	18:55		16:11 16	13:01 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	12:47 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51		16:08 13	13:00 (1)	14:50
4	10:06	08:55		07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40		08:12	12:51 (1)	09:42
	14:54	16:24		17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05 6	12:57 (1)	14:49
5	10:05	08:52		07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15		09:44
	14:56	16:28		17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02		14:47
6	10:04	08:49		07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18		09:46
	14:59	16:31		17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59		14:46
7	10:02	08:46	13:20 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21		09:49
	15:01	16:34 7	13:27 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56		14:44
8	10:01	08:43	13:17 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37 14	13:31 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	13:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40 17	13:32 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	13:15 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44 19	13:34 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	13:14 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47 20	13:34 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50 22	13:35 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	13:13 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53 23	13:36 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	13:12 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56 24	13:36 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48	08:21	13:13 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59 24	13:37 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	13:12 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03 24	13:36 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:43	08:15	13:12 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06 23	13:35 (1)	18:30	21:00	22:32	23:45	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	13:13 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09 23	13:36 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	13:13 (1)	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	13:50 (1)	08:59		10:08
	15:34	17:12 21	13:34 (1)	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 9	13:59 (1)	15:22		14:36
20	09:36	08:05	13:15 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	13:47 (1)	09:02		10:09
	15:37	17:15 19	13:34 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 14	14:01 (1)	15:19		14:36
21	09:34	08:01	13:15 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	13:46 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18 17	13:32 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 18	14:04 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58	13:17 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	13:44 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21 13	13:30 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 20	14:04 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55	13:21 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	13:43 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24 6	13:27 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 22	14:05 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	13:43 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23	14:06 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:42 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24	13:06 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:42 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24	13:06 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:41		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:42 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:36		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 24	13:06 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:41 (1)	09:25		10:11
	16:02	17:39		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24	13:05 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:42 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23	13:05 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:43 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22	13:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:43 (1)			10:10
	16:11			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21	13:04 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			316									268		54	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** P - Vesthitterveien 132, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:27	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:41
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** Q - Vesthitterveien 136, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	12:42 (1)	09:34
	14:48	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23 13:05 (1)	14:54
2	10:08	09:01	13:20 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	12:42 (1)	09:36
	14:50	16:18	6 13:26 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22 13:04 (1)	14:52
3	10:07	08:58	13:17 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	12:43 (1)	09:39
	14:52	16:21	12 13:29 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51		16:08	21 13:04 (1)	14:50
4	10:06	08:55	13:15 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40		08:12	12:43 (1)	09:42
	14:54	16:24	15 13:30 (1)	17:51	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	21 13:04 (1)	14:49
5	10:05	08:52	13:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	12:43 (1)	09:44
	14:56	16:28	17 13:32 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	19 13:02 (1)	14:47
6	10:04	08:49	13:14 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	12:45 (1)	09:46
	14:59	16:31	19 13:33 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	17 13:02 (1)	14:46
7	10:02	08:46	13:13 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	12:46 (1)	09:49
	15:01	16:34	20 13:33 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56	15 13:01 (1)	14:44
8	10:01	08:43	13:13 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24	12:48 (1)	09:51
	15:03	16:37	22 13:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53	11 12:59 (1)	14:43
9	09:59	08:40	13:12 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27	12:52 (1)	09:53
	15:06	16:40	23 13:35 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50	4 12:56 (1)	14:42
10	09:58	08:37	13:13 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44	22 13:35 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	13:13 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	22 13:35 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	21 13:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:38
13	09:52	08:27	13:14 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	21 13:35 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	13:14 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	20 13:34 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48	08:21	13:15 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	18 13:33 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	13:16 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	16 13:32 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	13:18 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	11 13:29 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	13:23 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09	3 13:26 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08		06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12		18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:36	08:05		06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15		18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	13:51 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	7 13:58 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:47 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	13 13:00 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:46 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	16 13:02 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:41		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:44 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:36		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	19 13:03 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:43 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:39		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	20 13:03 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:43 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	21 13:04 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:43 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	22 13:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:42 (1)			10:10
	16:11			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	22 13:04 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			288									140		153	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Multiconsult

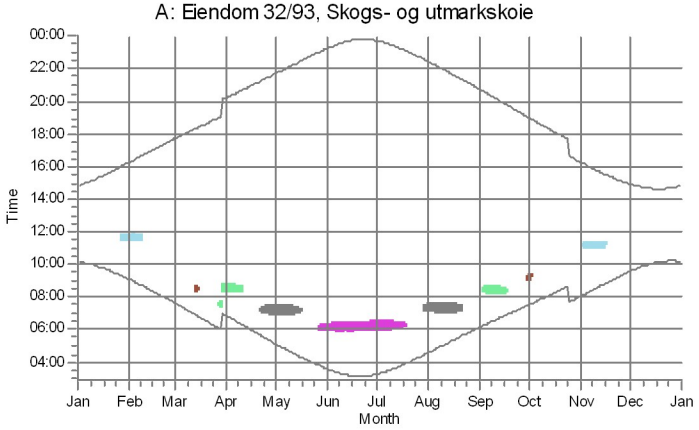
Vedlegg 3.2

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

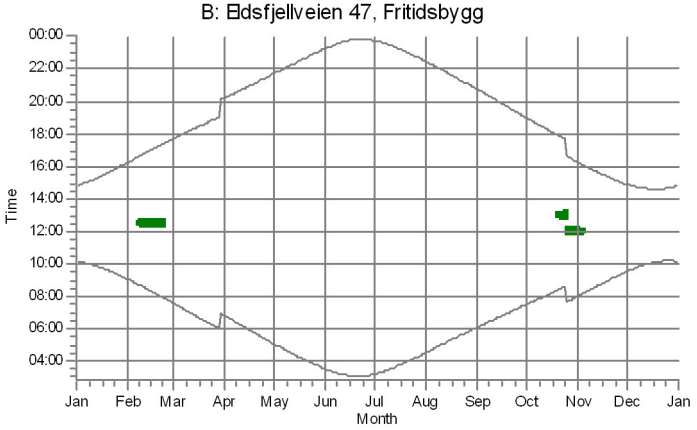
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv

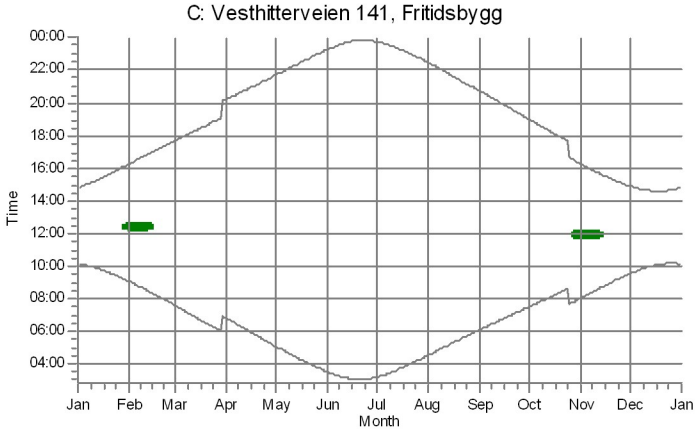
A: Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie



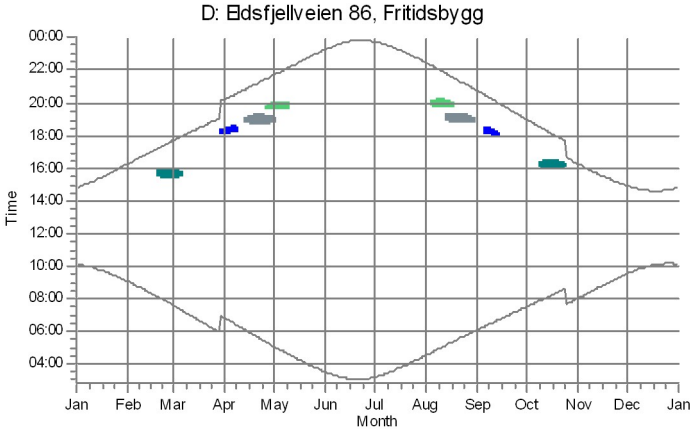
B: Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg



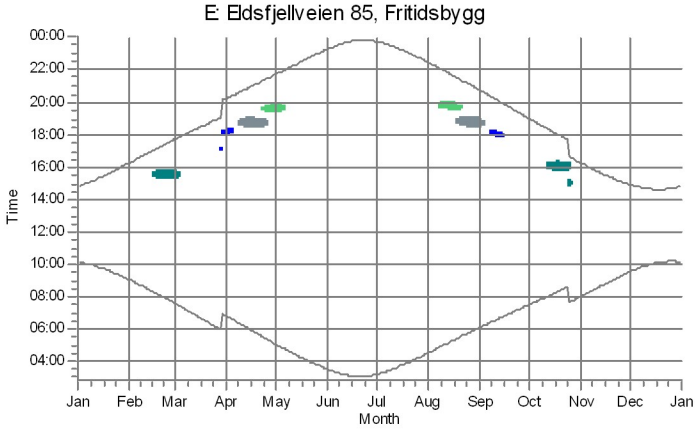
C: Vesthitterveien 141, Fritidsbygg



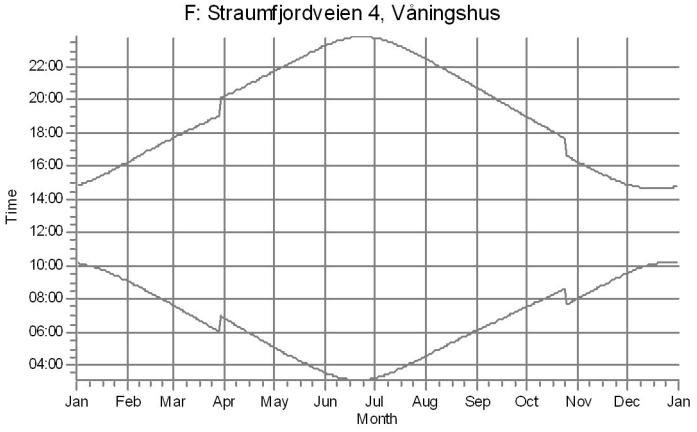
D: Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg



E: Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg



F: Straumfjordveien 4, Våningshus



WTGs

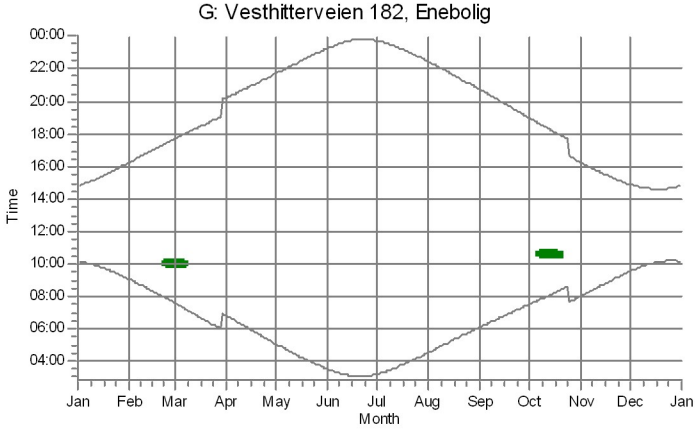
1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)
3: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (3)
4: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (4)
6: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (6)
26: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (11)
28: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (13)
33: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (18)
35: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (20)
38: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (23)
40: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (25)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

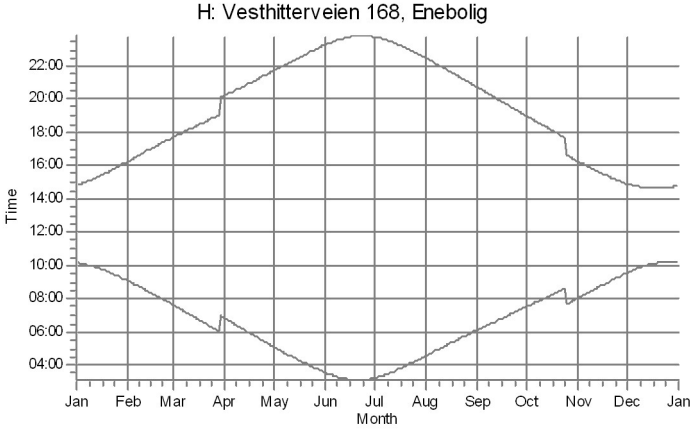
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv

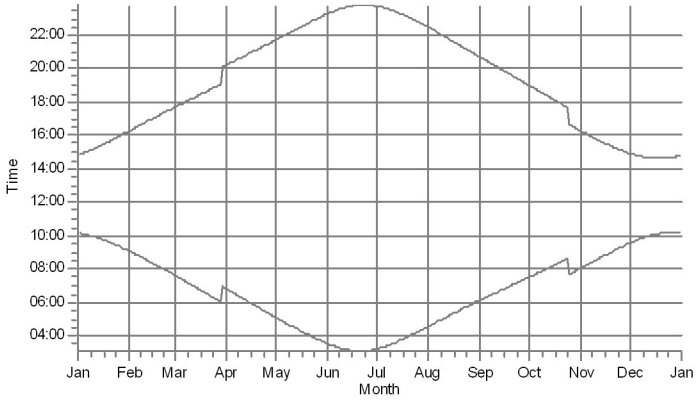
G: Vesthitterveien 182, Enebolig



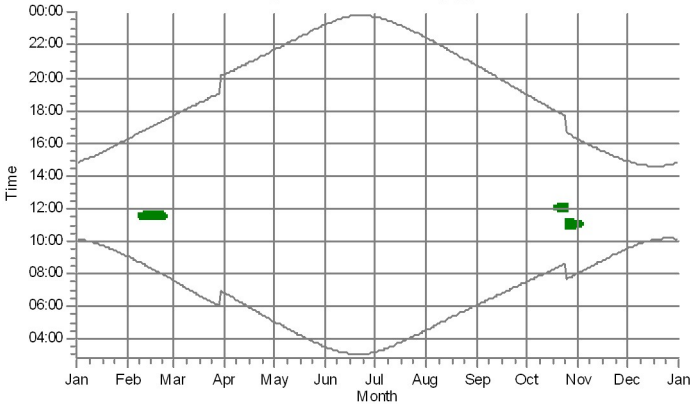
H: Vesthitterveien 168, Enebolig



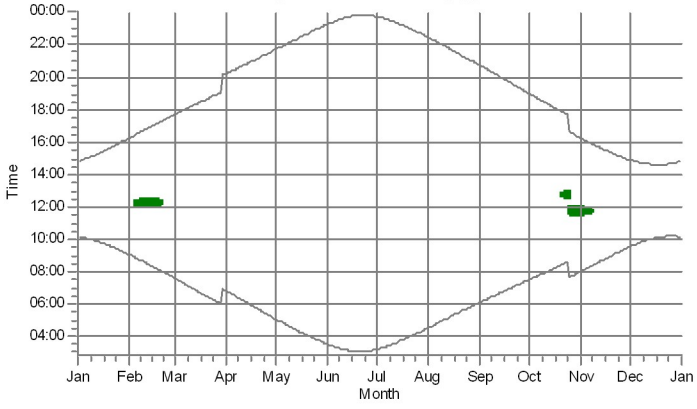
I: Vesthitterveien 162, Fritidsbygg



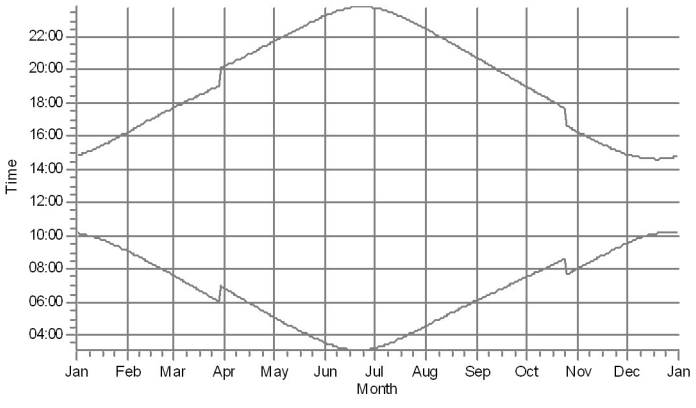
J: Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg



K: Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg



L: Vesthitterveien 135, Fritidsbygg



WTGs

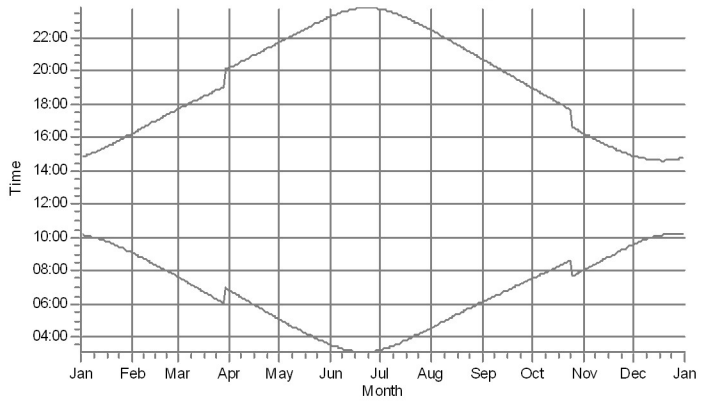
1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 18:47/4.0.552

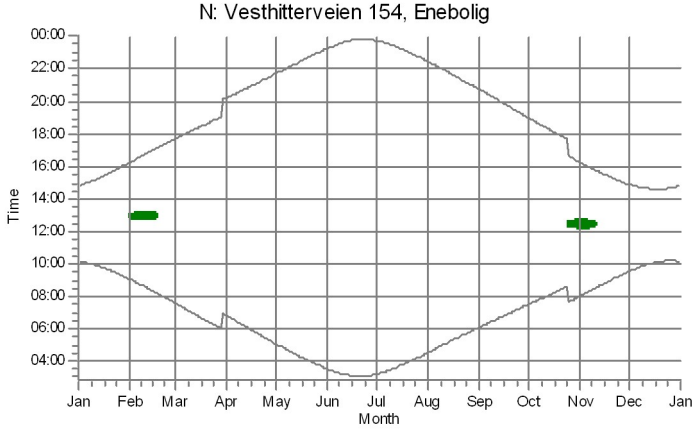
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - worst case - med Hitra 2 vkv

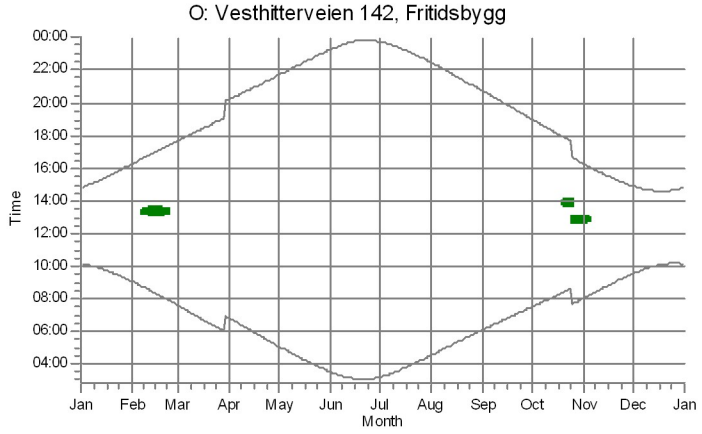
M: Vesthitterveien 131, Enebolig



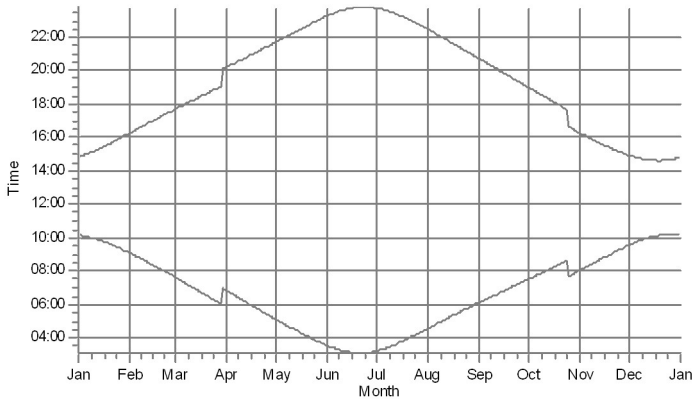
N: Vesthitterveien 154, Enebolig



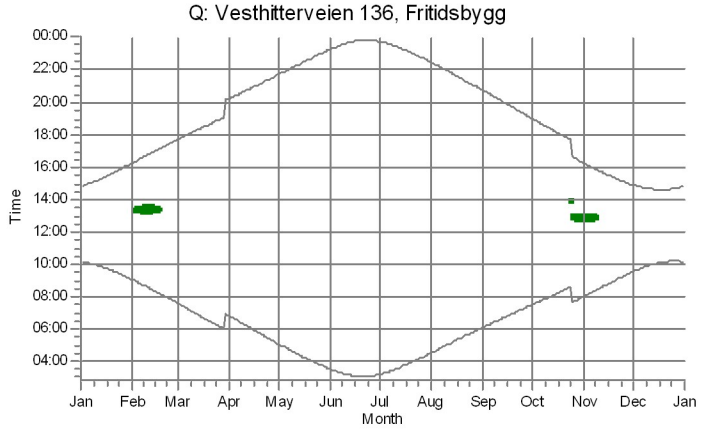
O: Vesthitterveien 142, Fritidsbygg



P: Vesthitterveien 132, Enebolig



Q: Vesthitterveien 136, Fritidsbygg



WTGs

1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Multiconsult

Vedlegg 4.1

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** A - Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January			February			March			April			May			June		
1	10:09			09:04		11:31 (33)	07:35			06:48		08:20 (26)	05:05		06:57 (4)	03:33		05:59 (35)
	14:49			16:15	18	11:49 (33)	17:43			20:13	21	08:41 (26)	21:42	28	07:25 (4)	23:15	19	06:18 (35)
2	10:08			09:01		11:31 (33)	07:31			06:45		08:20 (26)	05:02		06:57 (4)	03:31		05:59 (35)
	14:51			16:18	18	11:49 (33)	17:46			20:16	22	08:42 (26)	21:46	28	07:25 (4)	23:18	20	06:19 (35)
3	10:07			08:58		11:32 (33)	07:28			06:41		08:20 (26)	04:59		06:58 (4)	03:29		05:59 (35)
	14:53			16:22	18	11:50 (33)	17:49			20:19	22	08:42 (26)	21:49	28	07:26 (4)	23:20	20	06:19 (35)
4	10:06			08:55		11:32 (33)	07:25			06:38		08:19 (26)	04:55		06:57 (4)	03:27		05:59 (35)
	14:55			16:25	17	11:49 (33)	17:52			20:22	22	08:41 (26)	21:52	29	07:26 (4)	23:23	21	06:20 (35)
5	10:05			08:52		11:33 (33)	07:21			06:34		08:20 (26)	04:52		06:57 (4)	03:24		05:59 (35)
	14:57			16:28	16	11:49 (33)	17:55			20:25	20	08:40 (26)	21:55	28	07:25 (4)	23:25	22	06:21 (35)
6	10:04			08:49		11:33 (33)	07:18			06:31		08:19 (26)	04:49		06:57 (4)	03:22		05:59 (35)
	14:59			16:31	15	11:48 (33)	17:58			20:28	20	08:39 (26)	21:58	27	07:24 (4)	23:27	22	06:21 (35)
7	10:02			08:46		11:34 (33)	07:15			06:27		08:20 (26)	04:46		06:58 (4)	03:21		05:58 (35)
	15:02			16:34	13	11:47 (33)	18:01			20:31	18	08:38 (26)	22:01	26	07:24 (4)	23:30	23	06:21 (35)
8	10:01			08:43		11:37 (33)	07:11			06:24		08:22 (26)	04:42		06:58 (4)	03:19		05:58 (35)
	15:04			16:38	9	11:46 (33)	18:04			20:33	15	08:37 (26)	22:04	25	07:23 (4)	23:32	23	06:21 (35)
9	09:59			08:40			07:08			06:20		08:23 (26)	04:39		06:59 (4)	03:17		05:58 (35)
	15:06			16:41			18:07			20:36	10	08:33 (26)	22:07	24	07:23 (4)	23:34	24	06:22 (35)
10	09:57			08:37			07:04			06:17			04:36		06:59 (4)	03:16		05:58 (35)
	15:09			16:44			18:09			20:39			22:10	23	07:22 (4)	23:36	24	06:22 (35)
11	09:56			08:34			07:01			06:13			04:33		07:00 (4)	03:14		05:59 (35)
	15:12			16:47			18:12			20:42			22:13	20	07:20 (4)	23:37	24	06:23 (35)
12	09:54			08:31			06:57			06:10			04:30		07:02 (4)	03:13		05:59 (35)
	15:14			16:50			18:15			20:45			22:17	18	07:20 (4)	23:39	24	06:23 (35)
13	09:52			08:27			06:54		08:25 (40)	06:07			04:26		07:03 (4)	03:12		05:58 (35)
	15:17			16:53			18:18	6	08:36 (40)	20:48			22:20	15	07:18 (4)	23:40	25	06:23 (35)
14	09:50			08:24			06:51		08:26 (40)	06:03			04:23		07:04 (4)	03:11		05:59 (35)
	15:20			16:57			18:21	6	08:32 (40)	20:51			22:23	11	07:15 (4)	23:42	25	06:24 (35)
15	09:48			08:21			06:47			06:00			04:20		07:09 (4)	03:10		05:58 (35)
	15:23			17:00			18:24			20:54			22:26	3	07:12 (4)	23:43	25	06:23 (35)
16	09:46			08:18			06:44			05:56			04:17			03:09		05:59 (35)
	15:25			17:03			18:27			20:57			22:29			23:44	25	06:24 (35)
17	09:43			08:15			06:40			05:53			04:14			03:08		05:59 (35)
	15:28			17:06			18:30			21:00			22:32			23:45	25	06:24 (35)
18	09:41			08:11			06:37			05:49			04:11			03:08		06:00 (35)
	15:31			17:09			18:33			21:03			22:35			23:46	25	06:25 (35)
19	09:39			08:08			06:33			05:46			04:08			03:07		06:00 (35)
	15:34			17:12			18:36			21:06			22:38			23:47	25	06:25 (35)
20	09:36			08:05			06:30			05:42			04:05			03:07		06:00 (35)
	15:37			17:15			18:39			21:09			22:41			23:47	25	06:25 (35)
21	09:34			08:02			06:26			05:39			04:02			03:07		06:00 (35)
	15:40			17:18			18:41			21:12			22:44			23:47	25	06:25 (35)
22	09:31			07:58			06:23			05:36		07:12 (4)	03:59			03:07		06:00 (35)
	15:43			17:21			18:44			21:15	2	07:14 (4)	22:47			23:48	25	06:25 (35)
23	09:29			07:55			06:19			05:32		07:07 (4)	03:57			03:07		06:01 (35)
	15:47			17:25			18:47			21:18	12	07:19 (4)	22:50			23:48	25	06:26 (35)
24	09:26			07:52			06:16			05:29		07:05 (4)	03:54			03:08		06:01 (35)
	15:50			17:28			18:50			21:21	17	07:22 (4)	22:53			23:47	25	06:26 (35)
25	09:24			07:48			06:12			05:25		07:03 (4)	03:51			03:08		06:00 (35)
	15:53			17:31			18:53			21:24	20	07:23 (4)	22:56			23:47	26	06:26 (35)
26	09:21			07:45			06:09			05:22		07:02 (4)	03:48			03:09		06:01 (35)
	15:56			17:34			18:56			21:27	22	07:24 (4)	22:59			23:47	25	06:26 (35)
27	09:18		11:42 (33)	07:42			06:05		07:32 (26)	05:19		07:00 (4)	03:46		06:05 (35)	03:10		06:02 (35)
	15:59	3	11:45 (33)	17:37			18:59	2	07:34 (26)	21:30	24	07:24 (4)	23:02	7	06:12 (35)	23:46	25	06:27 (35)
28	09:15		11:33 (33)	07:38			06:02		07:27 (26)	05:15		06:59 (4)	03:43		06:03 (35)	03:11		06:02 (35)
	16:02	14	11:47 (33)	17:40			19:02	11	07:38 (26)	21:33	25	07:24 (4)	23:05	11	06:14 (35)	23:45	25	06:27 (35)
29	09:13		11:32 (33)				06:59		08:25 (26)	05:12		06:58 (4)	03:40		06:01 (35)	03:12		06:03 (35)
	16:05	16	11:48 (33)				20:04	15	08:40 (26)	21:36	27	07:25 (4)	23:07	14	06:15 (35)	23:45	24	06:27 (35)
30	09:10		11:31 (33)				06:55		08:23 (26)	05:09		06:58 (4)	03:38		06:01 (35)	03:14		06:03 (35)
	16:09	17	11:48 (33)				20:07	18	08:41 (26)	21:39	27	07:25 (4)	23:10	16	06:17 (35)	23:44	24	06:27 (35)
31	09:07		11:32 (33)				06:52		08:22 (26)				03:36		06:00 (35)			
	16:12	17	11:49 (33)				20:10	20	08:42 (26)				23:13	17	06:17 (35)			
Potential sun hours	178			241			363			449			563			612		
Total, worst case	67			124			78			346			398			715		
Sun reduction	0,50			0,50			0,50			0,50			0,50			0,50		
Oper. time red.	0,80			0,80			0,80			0,80			0,80			0,80		
Wind dir. red.	0,56			0,56			0,62			0,67			0,71			0,73		
Total reduction	0,22			0,22			0,25			0,27			0,28			0,29		
Total, real	15			28			19			92			113			210		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** A - Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	July			August			September			October			November			December
1	03:15		06:03 (35)	04:35		07:11 (4)	06:07			07:31		09:15 (40)	08:02			09:34
	23:42	24	06:27 (35)	22:26	19	07:30 (4)	20:42			18:58	1	09:16 (40)	16:15			14:55
2	03:17		06:03 (35)	04:38		07:11 (4)	06:10			07:34			08:06		11:09 (33)	09:36
	23:41	24	06:27 (35)	22:23	21	07:32 (4)	20:39			18:55			16:12	3	11:12 (33)	14:53
3	03:18		06:03 (35)	04:41		07:09 (4)	06:13		08:21 (26)	07:37			08:09		11:06 (33)	09:39
	23:40	24	06:27 (35)	22:20	23	07:32 (4)	20:36	10	08:31 (26)	18:51			16:09	10	11:16 (33)	14:51
4	03:20		06:03 (35)	04:44		07:09 (4)	06:16		08:19 (26)	07:40			08:12		11:04 (33)	09:41
	23:38	24	06:27 (35)	22:17	24	07:33 (4)	20:32	15	08:34 (26)	18:48			16:06	14	11:18 (33)	14:49
5	03:22		06:04 (35)	04:47		07:08 (4)	06:19		08:18 (26)	07:43			08:15		11:03 (33)	09:44
	23:37	23	06:27 (35)	22:14	25	07:33 (4)	20:29	17	08:35 (26)	18:45			16:02	15	11:18 (33)	14:48
6	03:24		06:04 (35)	04:50		07:07 (4)	06:21		08:16 (26)	07:45			08:18		11:02 (33)	09:46
	23:35	23	06:27 (35)	22:10	27	07:34 (4)	20:25	19	08:35 (26)	18:41			15:59	17	11:19 (33)	14:46
7	03:26		06:05 (35)	04:54		07:06 (4)	06:24		08:15 (26)	07:48			08:21		11:02 (33)	09:48
	23:33	22	06:27 (35)	22:07	28	07:34 (4)	20:22	21	08:36 (26)	18:38			15:56	18	11:20 (33)	14:45
8	03:28		06:05 (35)	04:57		07:06 (4)	06:27		08:15 (26)	07:51			08:24		11:02 (33)	09:51
	23:31	22	06:27 (35)	22:04	28	07:34 (4)	20:18	21	08:36 (26)	18:34			15:53	18	11:20 (33)	14:43
9	03:30		06:06 (35)	05:00		07:07 (4)	06:30		08:13 (26)	07:54			08:27		11:02 (33)	09:53
	23:29	21	06:27 (35)	22:01	28	07:35 (4)	20:15	22	08:35 (26)	18:31			15:50	18	11:20 (33)	14:42
10	03:33		06:07 (35)	05:03		07:06 (4)	06:33		08:13 (26)	07:57			08:31		11:02 (33)	09:55
	23:27	20	06:27 (35)	21:57	28	07:34 (4)	20:11	22	08:35 (26)	18:27			15:47	18	11:20 (33)	14:41
11	03:35		06:07 (35)	05:06		07:06 (4)	06:35		08:14 (26)	08:00			08:34		11:02 (33)	09:57
	23:25	19	06:26 (35)	21:54	28	07:34 (4)	20:08	21	08:35 (26)	18:24			15:44	18	11:20 (33)	14:40
12	03:38		06:08 (35)	05:09		07:06 (4)	06:38		08:13 (26)	08:03			08:37		11:03 (33)	09:59
	23:22	17	06:25 (35)	21:51	28	07:34 (4)	20:04	20	08:33 (26)	18:21			15:42	17	11:20 (33)	14:39
13	03:40		06:09 (35)	05:12		07:06 (4)	06:41		08:14 (26)	08:05			08:40		11:04 (33)	10:00
	23:20	16	06:25 (35)	21:47	27	07:33 (4)	20:01	18	08:32 (26)	18:17			15:39	15	11:19 (33)	14:38
14	03:43		06:10 (35)	05:15		07:07 (4)	06:44		08:15 (26)	08:08			08:43		11:05 (33)	10:02
	23:18	14	06:24 (35)	21:44	26	07:33 (4)	19:57	16	08:31 (26)	18:14			15:36	14	11:19 (33)	14:38
15	03:46		06:11 (35)	05:18		07:07 (4)	06:47		08:16 (26)	08:11			08:46		11:15 (33)	10:03
	23:15	12	06:23 (35)	21:41	26	07:33 (4)	19:54	12	08:28 (26)	18:11			15:33	3	11:18 (33)	14:37
16	03:48		06:13 (35)	05:21		07:07 (4)	06:49		08:19 (26)	08:14			08:49			10:05
	23:13	9	06:22 (35)	21:37	24	07:31 (4)	19:50	6	08:25 (26)	18:07			15:30			14:37
17	03:51		06:16 (35)	05:24		07:08 (4)	06:52			08:17			08:52			10:06
	23:10	3	06:19 (35)	21:34	22	07:30 (4)	19:47			18:04			15:28			14:37
18	03:54			05:27		07:10 (4)	06:55			08:20			08:56			10:07
	23:07			21:30	19	07:29 (4)	19:43			18:00			15:25			14:36
19	03:57			05:30		07:10 (4)	06:58			08:23			08:59			10:08
	23:05			21:27	17	07:27 (4)	19:40			17:57			15:22			14:36
20	03:59			05:32		07:13 (4)	07:00			08:26			09:02			10:09
	23:02			21:24	11	07:24 (4)	19:36			17:54			15:20			14:37
21	04:02			05:35			07:03			08:29			09:05			10:10
	22:59			21:20			19:33			17:51			15:17			14:37
22	04:05			05:38			07:06			08:32			09:08			10:10
	22:56			21:17			19:29			17:47			15:15			14:37
23	04:08			05:41			07:09			08:35			09:11			10:11
	22:54			21:13			19:26			17:44			15:12			14:38
24	04:11			05:44			07:12			08:38			09:14			10:11
	22:51			21:10			19:23			17:41			15:10			14:38
25	04:14			05:47			07:14			07:41			09:17			10:11
	22:48			21:07			19:19			16:37			15:07			14:39
26	04:17			05:50			07:17			07:44			09:20			10:11
	22:45			21:03			19:16			16:34			15:05			14:40
27	04:20			05:53			07:20			07:47			09:23			10:11
	22:42			21:00			19:12			16:31			15:03			14:41
28	04:23			05:56			07:23			07:50			09:25			10:11
	22:39			20:56			19:09			16:28			15:01			14:43
29	04:26		07:16 (4)	05:59			07:26			07:53			09:28			10:11
	22:36	8	07:24 (4)	20:53			19:05			16:24			14:59			14:44
30	04:29		07:14 (4)	06:02			07:28		09:05 (40)	07:56			09:31			10:10
	22:33	13	07:27 (4)	20:49			19:02	9	09:14 (40)	16:21			14:57			14:45
31	04:32		07:12 (4)	06:04						07:59						10:10
	22:29	16	07:28 (4)	20:46						16:18						14:47
Potential sun hours	599			505			392			306			203			146
Total, worst case		354			479			249			1			198		
Sun reduction		0,50			0,50			0,50			0,50			0,50		
Oper. time red.		0,80			0,80			0,80			0,80			0,80		
Wind dir. red.		0,73			0,71			0,63			0,58			0,56		
Total reduction		0,29			0,28			0,25			0,23			0,22		
Total, real		103			135			62			0			45		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** B - Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	11:52 (1) 09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 19	12:11 (1) 14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	11:53 (1) 09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11 16	12:09 (1) 14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	11:55 (1) 09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08 13	12:08 (1) 14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	11:59 (1) 09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05 6	12:05 (1) 14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46 12:28 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34 7 12:35 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43 12:25 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37 14 12:39 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40 12:23 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40 17 12:40 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37 12:23 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 19 12:42 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 12:21 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 22 12:43 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 12:20 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50 23 12:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:39
13	09:52	08:27 12:20 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 24 12:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 12:20 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 24 12:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21 12:20 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59 25 12:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 12:20 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 24 12:44 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15 12:19 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 25 12:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 12:20 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09 24 12:44 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08 12:20 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23 12:57 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12 23 12:43 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 11 13:08 (1)	15:22	14:36
20	09:36	08:05 12:22 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26 12:54 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15 21 12:43 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 16 13:10 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:01 12:22 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29 12:53 (1)	09:05	10:10
	15:40	17:18 19 12:41 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19 13:12 (1)	15:17	14:36
22	09:32	07:58 12:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32 12:51 (1)	09:08	10:11
	15:43	17:21 15 12:39 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 22 13:13 (1)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 12:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35 12:50 (1)	09:11	10:11
	15:46	17:24 10 12:37 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 23 13:13 (1)	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 12:50 (1)	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 24 13:14 (1)	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 11:49 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 25 12:14 (1)	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 11:50 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24 12:14 (1)	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 11:49 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 25 12:14 (1)	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50 11:49 (1)	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24 12:13 (1)	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53 11:50 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23 12:13 (1)	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 11:51 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22 12:13 (1)	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 11:51 (1)		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21 12:12 (1)		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		336								279	54	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,61								0,61	0,61	
Total reduction		0,25								0,25	0,25	
Total, real		83								69	13	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** C - Vesthitterveien 141, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January		February		March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09		09:04		12:16 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	11:45 (1)	09:34
	14:48		16:15	18	12:34 (1)	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	21 12:06 (1)	14:54
2	10:08		09:01		12:16 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	11:44 (1)	09:36
	14:50		16:18	19	12:35 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	22 12:06 (1)	14:52
3	10:07		08:58		12:15 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	11:44 (1)	09:39
	14:52		16:21	21	12:36 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	23 12:07 (1)	14:50
4	10:06		08:55		12:14 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	11:44 (1)	09:42
	14:54		16:24	22	12:36 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	23 12:07 (1)	14:49
5	10:05		08:52		12:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	11:44 (1)	09:44
	14:56		16:28	22	12:37 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	22 12:06 (1)	14:47
6	10:04		08:49		12:14 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	11:44 (1)	09:46
	14:59		16:31	23	12:37 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	22 12:06 (1)	14:46
7	10:02		08:46		12:14 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	11:45 (1)	09:49
	15:01		16:34	22	12:36 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	21 12:06 (1)	14:44
8	10:01		08:43		12:15 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	11:45 (1)	09:51
	15:03		16:37	22	12:37 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	21 12:06 (1)	14:43
9	09:59		08:40		12:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	11:46 (1)	09:53
	15:06		16:40	21	12:36 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	20 12:06 (1)	14:42
10	09:58		08:37		12:16 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	11:46 (1)	09:55
	15:08		16:44	21	12:37 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	18 12:04 (1)	14:40
11	09:56		08:34		12:16 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	11:48 (1)	09:57
	15:11		16:47	20	12:36 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	15 12:03 (1)	14:39
12	09:54		08:31		12:17 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	11:49 (1)	09:59
	15:14		16:50	17	12:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	13 12:02 (1)	14:39
13	09:52		08:27		12:19 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	11:52 (1)	10:01
	15:16		16:53	14	12:33 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	8 12:00 (1)	14:38
14	09:50		08:24		12:21 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43		10:02
	15:19		16:56	10	12:31 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35		14:37
15	09:48		08:21			06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46		10:04
	15:22		16:59			18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33		14:37
16	09:46		08:18			06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49		10:05
	15:25		17:03			18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30		14:36
17	09:44		08:15			06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53		10:06
	15:28		17:06			18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27		14:36
18	09:41		08:11			06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56		10:07
	15:31		17:09			18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:24		14:36
19	09:39		08:08			06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59		10:08
	15:34		17:12			18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22		14:36
20	09:37		08:05			06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02		10:09
	15:37		17:15			18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19		14:36
21	09:34		08:01			06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05		10:10
	15:40		17:18			18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17		14:36
22	09:32		07:58			06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08		10:11
	15:43		17:21			18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14		14:37
23	09:29		07:55			06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11		10:11
	15:46		17:24			18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12		14:37
24	09:26		07:52			06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14		10:11
	15:49		17:27			18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09		14:38
25	09:24		07:48			06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17		10:12
	15:52		17:30			18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07		14:39
26	09:21		07:45			06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20		10:12
	15:56		17:33			18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05		14:40
27	09:18		07:42			06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:55 (1)	09:23	10:12
	15:59		17:37			18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	1 11:56 (1)	15:02	14:41
28	09:16		07:38			06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	11:49 (1)	09:26	10:11
	16:02		17:40			19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	12 12:01 (1)	15:00	14:42
29	09:13	12:20 (1)				06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	11:48 (1)	09:28	10:11
	16:05	8 12:28 (1)				20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	15 12:03 (1)	14:58	14:43
30	09:10	12:18 (1)				06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:47 (1)	09:31	10:11
	16:08	12 12:30 (1)				20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	18 12:05 (1)	14:56	14:45
31	09:07	12:17 (1)				06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:45 (1)		10:10
	16:12	16 12:33 (1)				20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	20 12:05 (1)		14:46
Potential sun hours	178		241		363	449	564	613	600	505	392	306	203			145
Total, worst case	36		272									66	249			
Sun reduction	0,50		0,50									0,50	0,50			
Oper. time red.	0,80		0,80									0,80	0,80			
Wind dir. red.	0,61		0,61									0,61	0,61			
Total reduction	0,24		0,24									0,24	0,24			
Total, real	9		66									16	61			

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)		First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** D - Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March		April		May		June
1	10:09	09:04		07:35	15:31 (6)	06:48	18:14 (3)	05:05	19:40 (28)	03:33
	14:49	16:15		17:42	20 15:51 (6)	20:13	6 18:20 (3)	21:42	17 19:57 (28)	23:15
2	10:08	09:01		07:31	15:32 (6)	06:44	18:14 (3)	05:02	19:40 (28)	03:30
	14:50	16:18		17:45	18 15:50 (6)	20:16	9 18:23 (3)	21:45	19 19:59 (28)	23:18
3	10:07	08:58		07:28	15:33 (6)	06:41	18:14 (3)	04:58	19:40 (28)	03:28
	14:52	16:21		17:48	16 15:49 (6)	20:19	10 18:24 (3)	21:48	19 19:59 (28)	23:20
4	10:06	08:55		07:24	15:34 (6)	06:37	18:15 (3)	04:55	19:41 (28)	03:26
	14:54	16:24		17:51	12 15:46 (6)	20:21	11 18:26 (3)	21:51	17 19:58 (28)	23:23
5	10:05	08:52		07:21	15:39 (6)	06:34	18:16 (3)	04:52	19:41 (28)	03:24
	14:57	16:28		17:54	3 15:42 (6)	20:24	13 18:29 (3)	21:55	16 19:57 (28)	23:25
6	10:03	08:49		07:18		06:30	18:17 (3)	04:48	19:43 (28)	03:22
	14:59	16:31		17:57		20:27	13 18:30 (3)	21:58	14 19:57 (28)	23:27
7	10:02	08:46		07:14		06:27	18:20 (3)	04:45	19:43 (28)	03:20
	15:01	16:34		18:00		20:30	8 18:28 (3)	22:01	13 19:56 (28)	23:29
8	10:00	08:43		07:11		06:23		04:42	19:45 (28)	03:18
	15:03	16:37		18:03		20:33		22:04	9 19:54 (28)	23:31
9	09:59	08:40		07:07		06:20		04:39		03:17
	15:06	16:40		18:06		20:36		22:07		23:33
10	09:57	08:37		07:04		06:17		04:36		03:15
	15:08	16:44		18:09		20:39		22:10		23:35
11	09:55	08:33		07:00		06:13		04:32		03:14
	15:11	16:47		18:12		20:42		22:13		23:37
12	09:53	08:30		06:57		06:10		04:29		03:12
	15:14	16:50		18:15		20:45		22:16		23:39
13	09:52	08:27		06:54		06:06		04:26		03:11
	15:16	16:53		18:18		20:48		22:19		23:40
14	09:50	08:24		06:50		06:03	18:55 (38)	04:23		03:10
	15:19	16:56		18:21		20:51	2 18:57 (38)	22:23		23:42
15	09:47	08:21		06:47		05:59	18:52 (38)	04:20		03:09
	15:22	16:59		18:24		20:54	9 19:01 (38)	22:26		23:43
16	09:45	08:18		06:43		05:56	18:50 (38)	04:17		03:08
	15:25	17:03		18:27		20:57	14 19:04 (38)	22:29		23:44
17	09:43	08:14		06:40		05:52	18:49 (38)	04:14		03:08
	15:28	17:06		18:30		21:00	20 19:09 (38)	22:32		23:45
18	09:41	08:11		06:36		05:49	18:48 (38)	04:11		03:07
	15:31	17:09		18:32		21:03	22 19:10 (38)	22:35		23:46
19	09:38	08:08	15:38 (6)	06:33		05:46	18:47 (38)	04:08		03:07
	15:34	17:12	9 15:47 (6)	18:35		21:06	24 19:11 (38)	22:38		23:46
20	09:36	08:04	15:35 (6)	06:29		05:42	18:47 (38)	04:05		03:07
	15:37	17:15	14 15:49 (6)	18:38		21:09	24 19:11 (38)	22:41		23:47
21	09:34	08:01	15:34 (6)	06:26		05:39	18:47 (38)	04:02		03:07
	15:40	17:18	17 15:51 (6)	18:41		21:12	24 19:11 (38)	22:44		23:47
22	09:31	07:58	15:32 (6)	06:23		05:35	18:47 (38)	03:59		03:07
	15:43	17:21	19 15:51 (6)	18:44		21:15	24 19:11 (38)	22:47		23:47
23	09:29	07:55	15:32 (6)	06:19		05:32	18:47 (38)	03:56		03:07
	15:46	17:24	21 15:53 (6)	18:47		21:18	24 19:11 (38)	22:50		23:47
24	09:26	07:51	15:31 (6)	06:16		05:28	18:46 (38)	03:53		03:07
	15:49	17:27	21 15:52 (6)	18:50		21:21	23 19:09 (38)	22:53		23:47
25	09:23	07:48	15:30 (6)	06:12		05:25	18:47 (38)	03:51		03:08
	15:52	17:30	22 15:52 (6)	18:53		21:24	22 19:09 (38)	22:56		23:47
26	09:21	07:45	15:30 (6)	06:09		05:22	18:47 (38)	03:48		03:09
	15:56	17:33	23 15:53 (6)	18:55		21:27	22 19:45 (28)	22:59		23:47
27	09:18	07:41	15:30 (6)	06:05		05:18	18:48 (38)	03:45		03:10
	15:59	17:36	22 15:52 (6)	18:58		21:30	23 19:47 (28)	23:02		23:46
28	09:15	07:38	15:31 (6)	06:02		05:15	18:50 (38)	03:43		03:11
	16:02	17:39	21 15:52 (6)	19:01		21:33	24 19:50 (28)	23:04		23:45
29	09:12			06:58		05:12	18:52 (38)	03:40		03:12
	16:05			20:04		21:36	23 19:52 (28)	23:07		23:44
30	09:10			06:55	18:14 (3)	05:08	18:55 (38)	03:38		03:13
	16:08			20:07	1 18:15 (3)	21:39	19 19:55 (28)	23:10		23:43
31	09:07			06:51	18:14 (3)			03:35		
	16:11			20:10	4 18:18 (3)			23:13		
Potential sun hours	178	241		363		449		563		612
Total, worst case			189		74		413		124	
Sun reduction			0,50		0,50		0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80		0,80		0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,71		0,71		0,68		0,62	
Total reduction			0,29		0,29		0,27		0,25	
Total, real			54		21		112		31	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** D - Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	July	August		September		October		November	December
1	03:14	04:35		06:07		07:31		08:02	09:33
	23:42	22:26		20:42		18:58		16:15	14:54
2	03:16	04:38		06:10		07:34		08:05	09:36
	23:41	22:23		20:39		18:55		16:11	14:52
3	03:18	04:41		06:13		07:37		08:08	09:39
	23:39	22:20		20:35		18:51		16:08	14:50
4	03:20	04:44	19:56 (28)	06:15		07:39		08:11	09:41
	23:38	22:16	6 20:02 (28)	20:32		18:48		16:05	14:49
5	03:21	04:47	19:54 (28)	06:18	18:16 (3)	07:42		08:15	09:44
	23:36	22:13	11 20:05 (28)	20:28	8 18:24 (3)	18:44		16:02	14:47
6	03:23	04:50	19:52 (28)	06:21	18:13 (3)	07:45		08:18	09:46
	23:35	22:10	13 20:05 (28)	20:25	13 18:26 (3)	18:41		15:59	14:46
7	03:26	04:53	19:51 (28)	06:24	18:11 (3)	07:48		08:21	09:48
	23:33	22:07	15 20:06 (28)	20:21	13 18:24 (3)	18:37		15:56	14:44
8	03:28	04:56	19:51 (28)	06:27	18:09 (3)	07:51		08:24	09:50
	23:31	22:04	16 20:07 (28)	20:18	12 18:21 (3)	18:34		15:53	14:43
9	03:30	04:59	19:50 (28)	06:29	18:08 (3)	07:54	16:11 (6)	08:27	09:53
	23:29	22:00	17 20:07 (28)	20:14	10 18:18 (3)	18:31	8 16:19 (6)	15:50	14:42
10	03:32	05:02	19:49 (28)	06:32	18:07 (3)	07:56	16:07 (6)	08:30	09:55
	23:27	21:57	19 20:08 (28)	20:11	9 18:16 (3)	18:27	14 16:21 (6)	15:47	14:41
11	03:35	05:05	19:49 (28)	06:35	18:06 (3)	07:59	16:06 (6)	08:33	09:56
	23:24	21:54	19 20:08 (28)	20:07	6 18:12 (3)	18:24	17 16:23 (6)	15:44	14:40
12	03:37	05:08	19:49 (28)	06:38	18:06 (3)	08:02	16:05 (6)	08:37	09:58
	23:22	21:50	16 20:05 (28)	20:04	3 18:09 (3)	18:20	19 16:24 (6)	15:41	14:39
13	03:40	05:11	19:02 (38)	06:41	18:06 (3)	08:05	16:04 (6)	08:40	10:00
	23:20	21:47	22 20:03 (28)	20:00	1 18:07 (3)	18:17	21 16:25 (6)	15:38	14:38
14	03:42	05:14	18:59 (38)	06:43		08:08	16:03 (6)	08:43	10:02
	23:17	21:44	24 20:00 (28)	19:57		18:14	22 16:25 (6)	15:35	14:37
15	03:45	05:17	18:57 (38)	06:46		08:11	16:02 (6)	08:46	10:03
	23:15	21:40	23 19:56 (28)	19:54		18:10	23 16:25 (6)	15:33	14:37
16	03:48	05:20	18:56 (38)	06:49		08:14	16:02 (6)	08:49	10:05
	23:12	21:37	23 19:54 (28)	19:50		18:07	22 16:24 (6)	15:30	14:36
17	03:51	05:23	18:55 (38)	06:52		08:17	16:02 (6)	08:52	10:06
	23:10	21:34	21 19:52 (28)	19:47		18:03	22 16:24 (6)	15:27	14:36
18	03:53	05:26	18:53 (38)	06:55		08:20	16:03 (6)	08:55	10:07
	23:07	21:30	22 19:15 (38)	19:43		18:00	21 16:24 (6)	15:24	14:36
19	03:56	05:29	18:53 (38)	06:57		08:23	16:03 (6)	08:58	10:08
	23:05	21:27	23 19:16 (38)	19:40		17:57	20 16:23 (6)	15:22	14:36
20	03:59	05:32	18:52 (38)	07:00		08:26	16:03 (6)	09:01	10:09
	23:02	21:23	24 19:16 (38)	19:36		17:53	19 16:22 (6)	15:19	14:36
21	04:02	05:35	18:51 (38)	07:03		08:29	16:04 (6)	09:04	10:10
	22:59	21:20	25 19:16 (38)	19:33		17:50	16 16:20 (6)	15:17	14:36
22	04:05	05:38	18:51 (38)	07:06		08:32	16:06 (6)	09:07	10:10
	22:56	21:17	25 19:16 (38)	19:29		17:47	13 16:19 (6)	15:14	14:37
23	04:08	05:41	18:51 (38)	07:08		08:35	16:09 (6)	09:11	10:11
	22:53	21:13	24 19:15 (38)	19:26		17:44	6 16:15 (6)	15:12	14:37
24	04:11	05:44	18:51 (38)	07:11		08:38		09:13	10:11
	22:50	21:10	23 19:14 (38)	19:22		17:40		15:09	14:38
25	04:14	05:47	18:51 (38)	07:14		07:41		09:16	10:11
	22:47	21:06	23 19:14 (38)	19:19		16:37		15:07	14:39
26	04:17	05:50	18:51 (38)	07:17		07:44		09:19	10:11
	22:44	21:03	19 19:10 (38)	19:15		16:34		15:05	14:40
27	04:20	05:53	18:52 (38)	07:20		07:47		09:22	10:11
	22:41	20:59	14 19:06 (38)	19:12		16:31		15:02	14:41
28	04:23	05:55	18:54 (38)	07:22		07:50		09:25	10:11
	22:38	20:56	9 19:03 (38)	19:08		16:27		15:00	14:42
29	04:26	05:58	18:56 (38)	07:25		07:53		09:28	10:11
	22:35	20:53	2 18:58 (38)	19:05		16:24		14:58	14:43
30	04:29	06:01		07:28		07:56		09:31	10:10
	22:32	20:49		19:01		16:21		14:56	14:45
31	04:32	06:04				07:59			10:10
	22:29	20:46				16:18			14:46
Potential sun hours	600	505		392		306		203	145
Total, worst case			478		75		263		
Sun reduction			0,50		0,50		0,50		
Oper. time red.			0,80		0,80		0,80		
Wind dir. red.			0,66		0,71		0,71		
Total reduction			0,26		0,28		0,29		
Total, real			126		21		75		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** E - Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March		April		May		June
1	10:09	09:04		07:35	15:26 (6)	06:48	18:06 (3)	05:05	19:31 (28)	03:33
	14:49	16:15		17:42	12 15:38 (6)	20:13	8 18:14 (3)	21:42	17 19:48 (28)	23:15
2	10:08	09:01		07:31	15:29 (6)	06:44	18:07 (3)	05:02	19:31 (28)	03:30
	14:50	16:18		17:45	7 15:36 (6)	20:16	10 18:17 (3)	21:45	16 19:47 (28)	23:18
3	10:07	08:58		07:28		06:41	18:08 (3)	04:58	19:32 (28)	03:28
	14:52	16:21		17:48		20:19	11 18:19 (3)	21:48	14 19:46 (28)	23:20
4	10:06	08:55		07:24		06:37	18:12 (3)	04:55	19:33 (28)	03:26
	14:54	16:24		17:51		20:21	5 18:17 (3)	21:51	11 19:44 (28)	23:23
5	10:05	08:52		07:21		06:34		04:52	19:36 (28)	03:24
	14:57	16:28		17:54		20:24		21:55	5 19:41 (28)	23:25
6	10:03	08:49		07:18		06:30		04:48		03:22
	14:59	16:31		17:57		20:27		21:58		23:27
7	10:02	08:46		07:14		06:27		04:45		03:20
	15:01	16:34		18:00		20:30		22:01		23:29
8	10:00	08:43		07:11		06:23		04:42		03:18
	15:03	16:37		18:03		20:33		22:04		23:31
9	09:59	08:40		07:07		06:20	18:41 (38)	04:39		03:17
	15:06	16:40		18:06		20:36	5 18:46 (38)	22:07		23:33
10	09:57	08:37		07:04		06:17	18:39 (38)	04:36		03:15
	15:08	16:44		18:09		20:39	12 18:51 (38)	22:10		23:35
11	09:55	08:33		07:00		06:13	18:36 (38)	04:32		03:14
	15:11	16:47		18:12		20:42	16 18:52 (38)	22:13		23:37
12	09:53	08:30		06:57		06:10	18:35 (38)	04:29		03:12
	15:14	16:50		18:15		20:45	20 18:55 (38)	22:16		23:39
13	09:52	08:27		06:54		06:06	18:34 (38)	04:26		03:11
	15:16	16:53		18:18		20:48	23 18:57 (38)	22:19		23:40
14	09:50	08:24		06:50		06:03	18:33 (38)	04:23		03:10
	15:19	16:56		18:21		20:51	24 18:57 (38)	22:23		23:42
15	09:47	08:21		06:47		05:59	18:33 (38)	04:20		03:09
	15:22	16:59		18:24		20:54	24 18:57 (38)	22:26		23:43
16	09:45	08:18	15:30 (6)	06:43		05:56	18:32 (38)	04:17		03:08
	15:25	17:03	7 15:37 (6)	18:27		20:57	25 18:57 (38)	22:29		23:44
17	09:43	08:14	15:27 (6)	06:40		05:52	18:33 (38)	04:14		03:08
	15:28	17:06	13 15:40 (6)	18:30		21:00	24 18:57 (38)	22:32		23:45
18	09:41	08:11	15:25 (6)	06:36		05:49	18:32 (38)	04:11		03:07
	15:31	17:09	16 15:41 (6)	18:32		21:03	24 18:56 (38)	22:35		23:46
19	09:38	08:08	15:24 (6)	06:33		05:46	18:32 (38)	04:08		03:07
	15:34	17:12	18 15:42 (6)	18:35		21:06	24 18:56 (38)	22:38		23:46
20	09:36	08:05	15:23 (6)	06:29		05:42	18:33 (38)	04:05		03:07
	15:37	17:15	20 15:43 (6)	18:38		21:09	22 18:55 (38)	22:41		23:47
21	09:34	08:01	15:23 (6)	06:26		05:39	18:33 (38)	04:02		03:07
	15:40	17:18	21 15:44 (6)	18:41		21:12	21 18:54 (38)	22:44		23:47
22	09:31	07:58	15:22 (6)	06:23		05:35	18:35 (38)	03:59		03:07
	15:43	17:21	22 15:44 (6)	18:44		21:15	18 18:53 (38)	22:47		23:47
23	09:29	07:55	15:22 (6)	06:19		05:32	18:36 (38)	03:56		03:07
	15:46	17:24	22 15:44 (6)	18:47		21:18	18 19:36 (28)	22:50		23:47
24	09:26	07:51	15:22 (6)	06:16		05:28	18:37 (38)	03:53		03:07
	15:49	17:27	22 15:44 (6)	18:50		21:21	17 19:37 (28)	22:53		23:47
25	09:23	07:48	15:21 (6)	06:12		05:25	18:41 (38)	03:51		03:08
	15:52	17:30	22 15:43 (6)	18:53		21:24	12 19:39 (28)	22:56		23:47
26	09:21	07:45	15:22 (6)	06:09		05:22	19:30 (28)	03:48		03:09
	15:56	17:33	21 15:43 (6)	18:55		21:27	11 19:41 (28)	22:59		23:47
27	09:18	07:41	15:23 (6)	06:05		05:18	19:30 (28)	03:45		03:10
	15:59	17:36	18 15:41 (6)	18:58		21:30	13 19:43 (28)	23:02		23:46
28	09:15	07:38	15:24 (6)	06:02	17:05 (3)	05:15	19:30 (28)	03:43		03:11
	16:02	17:39	17 15:41 (6)	19:01	1 17:06 (3)	21:33	16 19:46 (28)	23:04		23:45
29	09:12			06:58	18:04 (3)	05:12	19:30 (28)	03:40		03:12
	16:05			20:04	2 18:06 (3)	21:36	19 19:49 (28)	23:07		23:44
30	09:10			06:55	18:05 (3)	05:08	19:30 (28)	03:38		03:13
	16:08			20:07	4 18:09 (3)	21:39	18 19:48 (28)	23:10		23:43
31	09:07			06:51	18:06 (3)			03:35		
	16:11			20:10	6 18:12 (3)			23:13		
Potential sun hours	178	241		363		449		563		612
Total, worst case			239		32		440		63	
Sun reduction			0,50		0,50		0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80		0,80		0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,71		0,71		0,68		0,64	
Total reduction			0,28		0,28		0,27		0,25	
Total, real			68		9		120		16	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** E - Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	July	August		September		October		November	December
1	03:14	04:35		06:07	18:36 (38)	07:31		08:02	09:33
	23:42	22:26		20:42 16	18:52 (38)	18:58		16:15	14:54
2	03:16	04:38		06:10	18:37 (38)	07:34		08:05	09:36
	23:41	22:23		20:39 12	18:49 (38)	18:55		16:11	14:52
3	03:18	04:41		06:13	18:39 (38)	07:37		08:08	09:39
	23:40	22:20		20:35 5	18:44 (38)	18:51		16:08	14:50
4	03:20	04:44		06:15		07:39		08:11	09:41
	23:38	22:16		20:32		18:48		16:05	14:49
5	03:21	04:47		06:18		07:42		08:15	09:44
	23:36	22:13		20:28		18:44		16:02	14:47
6	03:23	04:50		06:21		07:45		08:18	09:46
	23:35	22:10		20:25		18:41		15:59	14:46
7	03:26	04:53		06:24		07:48		08:21	09:48
	23:33	22:07		20:21		18:37		15:56	14:44
8	03:28	04:56	19:45 (28)	06:27	18:07 (3)	07:51		08:24	09:50
	23:31	22:04 7	19:52 (28)	20:18 4	18:11 (3)	18:34		15:53	14:43
9	03:30	04:59	19:42 (28)	06:29	18:03 (3)	07:54		08:27	09:53
	23:29	22:00 12	19:54 (28)	20:14 11	18:14 (3)	18:31		15:50	14:42
10	03:32	05:02	19:41 (28)	06:32	18:01 (3)	07:56		08:30	09:55
	23:27	21:57 14	19:55 (28)	20:11 10	18:11 (3)	18:27		15:47	14:41
11	03:35	05:05	19:40 (28)	06:35	17:58 (3)	07:59		08:33	09:56
	23:25	21:54 16	19:56 (28)	20:07 8	18:06 (3)	18:24		15:44	14:40
12	03:37	05:08	19:39 (28)	06:38	17:57 (3)	08:02	16:01 (6)	08:37	09:58
	23:22	21:50 17	19:56 (28)	20:04 7	18:04 (3)	18:20 10	16:11 (6)	15:41	14:39
13	03:40	05:11	19:38 (28)	06:41	17:56 (3)	08:05	15:58 (6)	08:40	10:00
	23:20	21:47 19	19:57 (28)	20:00 5	18:01 (3)	18:17 15	16:13 (6)	15:38	14:38
14	03:42	05:14	19:38 (28)	06:43	17:55 (3)	08:08	15:56 (6)	08:43	10:02
	23:17	21:44 19	19:57 (28)	19:57 2	17:57 (3)	18:14 18	16:14 (6)	15:35	14:37
15	03:45	05:17	19:37 (28)	06:46		08:11	15:55 (6)	08:46	10:03
	23:15	21:40 16	19:53 (28)	19:54		18:10 19	16:14 (6)	15:33	14:37
16	03:48	05:20	19:37 (28)	06:49		08:14	15:54 (6)	08:49	10:05
	23:12	21:37 13	19:50 (28)	19:50		18:07 21	16:15 (6)	15:30	14:36
17	03:51	05:23	19:38 (28)	06:52		08:17	15:53 (6)	08:52	10:06
	23:10	21:34 10	19:48 (28)	19:47		18:03 22	16:15 (6)	15:27	14:36
18	03:53	05:26	18:46 (38)	06:55		08:20	15:53 (6)	08:55	10:07
	23:07	21:30 15	19:45 (28)	19:43		18:00 23	16:16 (6)	15:24	14:36
19	03:56	05:29	18:43 (38)	06:57		08:23	15:53 (6)	08:58	10:08
	23:05	21:27 18	19:43 (28)	19:40		17:57 22	16:15 (6)	15:22	14:36
20	03:59	05:32	18:41 (38)	07:00		08:26	15:53 (6)	09:01	10:09
	23:02	21:23 19	19:41 (28)	19:36		17:53 21	16:14 (6)	15:19	14:36
21	04:02	05:35	18:39 (38)	07:03		08:29	15:53 (6)	09:04	10:10
	22:59	21:20 19	18:58 (38)	19:33		17:50 21	16:14 (6)	15:17	14:36
22	04:05	05:38	18:38 (38)	07:06		08:32	15:54 (6)	09:08	10:10
	22:56	21:17 21	18:59 (38)	19:29		17:47 20	16:14 (6)	15:14	14:37
23	04:08	05:41	18:36 (38)	07:08		08:35	15:54 (6)	09:11	10:11
	22:53	21:13 23	18:59 (38)	19:26		17:44 18	16:12 (6)	15:12	14:37
24	04:11	05:44	18:36 (38)	07:11		08:38	15:55 (6)	09:13	10:11
	22:50	21:10 23	18:59 (38)	19:22		17:40 15	16:10 (6)	15:09	14:38
25	04:14	05:47	18:35 (38)	07:14		07:41	14:57 (6)	09:16	10:11
	22:47	21:06 25	19:00 (38)	19:19		16:37 12	15:09 (6)	15:07	14:39
26	04:17	05:50	18:34 (38)	07:17		07:44	15:00 (6)	09:19	10:11
	22:44	21:03 25	18:59 (38)	19:15		16:34 5	15:05 (6)	15:05	14:40
27	04:20	05:53	18:34 (38)	07:20		07:47		09:22	10:11
	22:41	20:59 25	18:59 (38)	19:12		16:31		15:02	14:41
28	04:23	05:55	18:34 (38)	07:22		07:50		09:25	10:11
	22:38	20:56 25	18:59 (38)	19:08		16:27		15:00	14:42
29	04:26	05:58	18:34 (38)	07:25		07:53		09:28	10:11
	22:35	20:53 23	18:57 (38)	19:05		16:24		14:58	14:43
30	04:29	06:01	18:34 (38)	07:28		07:56		09:31	10:10
	22:32	20:49 23	18:57 (38)	19:01		16:21		14:56	14:45
31	04:32	06:04	18:35 (38)			07:59			10:10
	22:29	20:46 20	18:55 (38)			16:18			14:46
Potential sun hours	600	505		392		306		203	145
Total, worst case		447		80		262			
Sun reduction		0,50		0,50		0,50			
Oper. time red.		0,80		0,80		0,80			
Wind dir. red.		0,67		0,70		0,71			
Total reduction		0,27		0,28		0,28			
Total, real		120		23		74			

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** F - Straumfjordveien 4, Våningshus

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:41	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:41
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:17	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:50	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:48	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:31	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv

Shadow receptor: G - Vesthitterveien 182, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March		April	May	June	July	August	September	October		November	December
1	10:09	09:04		07:35	09:51 (1)	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:03	09:34
	14:49	16:15		17:43	23 10:14 (1)	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58		16:15	14:54
2	10:08	09:01		07:31	09:52 (1)	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	09:36
	14:50	16:18		17:46	22 10:14 (1)	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:12	14:52
3	10:07	08:58		07:28	09:52 (1)	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	09:39
	14:52	16:21		17:49	21 10:13 (1)	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	14:51
4	10:06	08:55		07:25	09:53 (1)	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	09:42
	14:54	16:24		17:52	20 10:13 (1)	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	14:49
5	10:05	08:52		07:21	09:53 (1)	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	09:44
	14:57	16:28		17:55	18 10:11 (1)	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	14:47
6	10:04	08:49		07:18	09:55 (1)	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	10:36 (1)	08:18	09:46
	14:59	16:31		17:58	15 10:10 (1)	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	5 10:41 (1)	15:59	14:46
7	10:02	08:46		07:14	09:57 (1)	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	10:32 (1)	08:21	09:49
	15:01	16:34		18:01	9 10:06 (1)	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	12 10:44 (1)	15:56	14:44
8	10:01	08:43		07:11		06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	10:30 (1)	08:24	09:51
	15:04	16:37		18:03		20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	16 10:46 (1)	15:53	14:43
9	09:59	08:40		07:08		06:20	04:39	03:17	03:30	04:59	06:30	07:54	10:28 (1)	08:28	09:53
	15:06	16:41		18:06		20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	19 10:47 (1)	15:50	14:42
10	09:58	08:37		07:04		06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:33	07:57	10:27 (1)	08:31	09:55
	15:09	16:44		18:09		20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	21 10:48 (1)	15:47	14:41
11	09:56	08:34		07:01		06:13	04:32	03:14	03:35	05:05	06:35	08:00	10:26 (1)	08:34	09:57
	15:11	16:47		18:12		20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	22 10:48 (1)	15:44	14:40
12	09:54	08:31		06:57		06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	10:25 (1)	08:37	09:59
	15:14	16:50		18:15		20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	23 10:48 (1)	15:41	14:39
13	09:52	08:28		06:54		06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	10:25 (1)	08:40	10:01
	15:17	16:53		18:18		20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	23 10:48 (1)	15:38	14:38
14	09:50	08:24		06:50		06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	10:25 (1)	08:43	10:02
	15:19	16:56		18:21		20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	22 10:47 (1)	15:36	14:37
15	09:48	08:21		06:47		05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	10:25 (1)	08:46	10:04
	15:22	17:00		18:24		20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	21 10:46 (1)	15:33	14:37
16	09:46	08:18		06:44		05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	10:25 (1)	08:49	10:05
	15:25	17:03		18:27		20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	21 10:46 (1)	15:30	14:36
17	09:44	08:15		06:40		05:53	04:14	03:08	03:51	05:23	06:52	08:17	10:26 (1)	08:53	10:06
	15:28	17:06		18:30		21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	19 10:45 (1)	15:27	14:36
18	09:41	08:11		06:37		05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	10:27 (1)	08:56	10:07
	15:31	17:09		18:33		21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	17 10:44 (1)	15:25	14:36
19	09:39	08:08		06:33		05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	10:28 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12		18:36		21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	14 10:42 (1)	15:22	14:36
20	09:37	08:05		06:30		05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	10:31 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15		18:38		21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	8 10:39 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:02		06:26		05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05	10:10
	15:40	17:18		18:41		21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17	14:36
22	09:32	07:58	09:59 (1)	06:23		05:35	03:59	03:07	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08	10:11
	15:43	17:21	10 10:09 (1)	18:44		21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14	14:37
23	09:29	07:55	09:57 (1)	06:19		05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11	10:11
	15:46	17:24	15 10:12 (1)	18:47		21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44		15:12	14:37
24	09:26	07:52	09:55 (1)	06:16		05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38		09:14	10:12
	15:49	17:27	17 10:12 (1)	18:50		21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09	14:38
25	09:24	07:48	09:54 (1)	06:12		05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41		09:17	10:12
	15:52	17:31	20 10:14 (1)	18:53		21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37		15:07	14:39
26	09:21	07:45	09:53 (1)	06:09		05:22	03:48	03:09	04:17	05:50	07:17	07:44		09:20	10:12
	15:56	17:34	21 10:14 (1)	18:56		21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34		15:05	14:40
27	09:18	07:42	09:53 (1)	06:05		05:19	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47		09:23	10:12
	15:59	17:37	22 10:15 (1)	18:59		21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31		15:02	14:41
28	09:16	07:38	09:52 (1)	06:02		05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50		09:26	10:12
	16:02	17:40	23 10:15 (1)	19:02		21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27		15:00	14:42
29	09:13			06:58		05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53		09:28	10:11
	16:05			20:04		21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24		14:58	14:43
30	09:10			06:55		05:08	03:38	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56		09:31	10:11
	16:08			20:07		21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21		14:56	14:45
31	09:07			06:51			03:35		04:32	06:04		07:59			10:10
	16:12			20:10			23:13		22:30	20:46		16:18			14:46
Potential sun hours	178	241		363		449	564	613	600	505	392	306		203	145
Total, worst case			128		128								263		
Sun reduction			0,50		0,50								0,50		
Oper. time red.			0,80		0,80								0,80		
Wind dir. red.			0,53		0,53								0,53		
Total reduction			0,21		0,21								0,21		
Total, real			27		27								55		

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** H - Vesthitterveien 168, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:45	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:37
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:57	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:01	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:28	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:08
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:09
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	23:00	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:26	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** I - Vesthitterveien 162, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:43	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:21	15:41	14:39
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00	15:25	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:02	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:12	08:38	09:14	10:12
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** J - Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:03 10:55 (1)	09:34
	14:49	16:15	17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 15 11:10 (1)	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06 10:57 (1)	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:12 11 11:08 (1)	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37	08:09 11:02 (1)	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08 1 11:03 (1)	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:58	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:31	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38	15:56	14:44
8	10:01	08:43 11:31 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37 4 11:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40 11:27 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:28	09:53
	15:06	16:40 12 11:39 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37 11:26 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 15 11:41 (1)	18:09	20:39	22:11	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 11:24 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 18 11:42 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 11:23 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:03	08:37	09:59
	15:14	16:50 20 11:43 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:39
13	09:52	08:27 11:23 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 21 11:44 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 11:22 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 22 11:44 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:36	14:37
15	09:48	08:21 11:22 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	17:00 23 11:45 (1)	18:24	20:54	22:26	23:44	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 11:21 (1)	06:44	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 24 11:45 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15 11:21 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:51	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 23 11:44 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 11:22 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20 12:00 (1)	08:56	10:07
	15:31	17:09 23 11:45 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00 8 12:08 (1)	15:25	14:36
19	09:39	08:08 11:22 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23 11:57 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12 22 11:44 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 13 12:10 (1)	15:22	14:36
20	09:37	08:05 11:23 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26 11:54 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15 21 11:44 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54 18 12:12 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:02 11:23 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29 11:54 (1)	09:05	10:10
	15:40	17:18 19 11:42 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 19 12:13 (1)	15:17	14:36
22	09:32	07:58 11:24 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32 11:53 (1)	09:08	10:11
	15:43	17:21 16 11:40 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 21 12:14 (1)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 11:27 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35 11:52 (1)	09:11	10:11
	15:46	17:24 12 11:39 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:14	19:26	17:44 22 12:14 (1)	15:12	14:37
24	09:26	07:52 11:31 (1)	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 11:52 (1)	09:14	10:12
	15:49	17:27 2 11:33 (1)	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23 12:15 (1)	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:51	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 10:51 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24 11:15 (1)	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 10:51 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:34	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:16	16:34 24 11:15 (1)	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 10:51 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:37	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 23 11:14 (1)	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:43	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50 10:52 (1)	09:26	10:12
	16:02	17:40	19:02	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 22 11:14 (1)	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53 10:52 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 21 11:13 (1)	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 10:53 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 20 11:13 (1)	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 10:54 (1)		10:10
	16:12		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 17 11:11 (1)		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		297								275	27	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,56								0,56	0,56	
Total reduction		0,22								0,22	0,22	
Total, real		66								61	6	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** K - Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	11:34 (1)	09:34
	14:49	16:15		17:43	20:13	21:43	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	11:57 (1)	14:54
2	10:08	09:01		07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	11:34 (1)	09:36
	14:50	16:18		17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	11:56 (1)	14:52
3	10:07	08:58		07:28	06:41	04:58	03:28	03:18	04:41	06:13	07:37		08:09	11:35 (1)	09:39
	14:52	16:21		17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	11:55 (1)	14:50
4	10:06	08:55	12:12 (1)	07:25	06:38	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	11:36 (1)	09:42
	14:54	16:24	6 12:18 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	11:54 (1)	14:49
5	10:05	08:52	12:09 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	11:37 (1)	09:44
	14:56	16:28	13 12:22 (1)	17:55	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	11:52 (1)	14:47
6	10:04	08:49	12:07 (1)	07:18	06:31	04:49	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	11:39 (1)	09:46
	14:59	16:31	16 12:23 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	12 11:51 (1)	14:46
7	10:02	08:46	12:06 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	11:43 (1)	09:49
	15:01	16:34	18 12:24 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:38		15:56	4 11:47 (1)	14:44
8	10:01	08:43	12:05 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24		09:51
	15:03	16:37	21 12:26 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53		14:43
9	09:59	08:40	12:04 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27		09:53
	15:06	16:40	22 12:26 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50		14:42
10	09:58	08:37	12:04 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44	23 12:27 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	12:04 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	23 12:27 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	12:03 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	24 12:27 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27	12:04 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	24 12:28 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	12:03 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	25 12:28 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:36		14:37
15	09:48	08:21	12:04 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	24 12:28 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	12:04 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	23 12:27 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	12:05 (1)	06:40	05:53	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	21 12:26 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	12:06 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09	19 12:25 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:31	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08	12:07 (1)	06:33	05:46	04:08	03:07	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12	16 12:23 (1)	18:36	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:37	08:05	12:10 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15	12 12:22 (1)	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	12:43 (1)	09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	7 12:50 (1)	15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	12:39 (1)	09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	13 12:52 (1)	15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	12:37 (1)	09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	17 12:54 (1)	15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	12:36 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	20 12:56 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	11:35 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	21 11:56 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	11:34 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	23 11:57 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	11:33 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:37		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	24 11:57 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:56	07:23	07:50	11:33 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	24 11:57 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:12	04:26	05:58	07:25	07:53	11:33 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	24 11:57 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	11:33 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	25 11:58 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	11:33 (1)			10:10
	16:12			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	24 11:57 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			330									222		114	
Sun reduction			0,50									0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80									0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,60									0,60		0,60	
Total reduction			0,24									0,24		0,24	
Total, real			79									53		27	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** L - Vesthitterveien 135, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:37	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** M - Vesthitterveien 131, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:42	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:40	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** N - Vesthitterveien 154, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		12:53 (1)	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	12:16 (1)	09:34
	14:48	16:15	8	13:01 (1)	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23 12:39 (1)	14:54
2	10:08	09:01		12:51 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	12:16 (1)	09:36
	14:50	16:18	13	13:04 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22 12:38 (1)	14:52
3	10:07	08:58		12:49 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	12:16 (1)	09:39
	14:52	16:21	16	13:05 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:36	18:51		16:08	23 12:39 (1)	14:50
4	10:06	08:55		12:48 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:16	07:40		08:12	12:17 (1)	09:42
	14:54	16:24	18	13:06 (1)	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	22 12:39 (1)	14:49
5	10:05	08:52		12:48 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	12:16 (1)	09:44
	14:56	16:28	20	13:08 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	21 12:37 (1)	14:47
6	10:04	08:49		12:47 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	12:17 (1)	09:46
	14:59	16:31	21	13:08 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	20 12:37 (1)	14:46
7	10:02	08:46		12:46 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	12:19 (1)	09:49
	15:01	16:34	22	13:08 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56	18 12:37 (1)	14:44
8	10:01	08:43		12:47 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24	12:20 (1)	09:51
	15:03	16:37	22	13:09 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53	16 12:36 (1)	14:43
9	09:59	08:40		12:46 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27	12:22 (1)	09:53
	15:06	16:40	23	13:09 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50	12 12:34 (1)	14:42
10	09:58	08:37		12:47 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31	12:24 (1)	09:55
	15:08	16:44	23	13:10 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47	7 12:31 (1)	14:40
11	09:56	08:34		12:47 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	22	13:09 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31		12:47 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	22	13:09 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:39
13	09:52	08:27		12:48 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	21	13:09 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24		12:48 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	19	13:07 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48	08:21		12:50 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	17	13:07 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18		12:51 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	14	13:05 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15		12:54 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	8	13:02 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11			06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09			18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08			06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:58	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12			18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:36	08:05			06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15			18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01			06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05		10:10
	15:40	17:18			18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17		14:36
22	09:32	07:58			06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08		10:11
	15:43	17:21			18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14		14:37
23	09:29	07:55			06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11		10:11
	15:46	17:24			18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12		14:37
24	09:26	07:52			06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38		09:14		10:11
	15:49	17:27			18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40		15:09		14:38
25	09:24	07:48			06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:23 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30			18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	10 12:33 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45			06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:21 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33			18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	14 12:35 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:42			06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:19 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:36			18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	17 12:36 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38			06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:17 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:40			19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	20 12:37 (1)	15:00		14:42
29	09:13				06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:17 (1)	09:28		10:11
	16:05				20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	21 12:38 (1)	14:58		14:43
30	09:10				06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:17 (1)	09:31		10:11
	16:08				20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	22 12:39 (1)	14:56		14:45
31	09:07				06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:16 (1)			10:10
	16:11				20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	23 12:39 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241			363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			309										127		184	
Sun reduction			0,50										0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80										0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,63										0,63		0,63	
Total reduction			0,25										0,25		0,25	
Total, real			78										32		46	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** O - Vesthitterveien 142, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	12:44 (1) 09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15 19	13:03 (1) 14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	12:45 (1) 09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:41	22:23	20:39	18:55	16:11 16	13:01 (1) 14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	12:47 (1) 09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08 13	13:00 (1) 14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	12:51 (1) 09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05 6	12:57 (1) 14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:46
7	10:02	08:46 13:20 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34 7 13:27 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43 13:17 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37 14 13:31 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40 13:15 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40 17 13:32 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:42
10	09:58	08:37 13:15 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44 19 13:34 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34 13:14 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47 20 13:34 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31 13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50 22 13:35 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:39
13	09:52	08:27 13:13 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53 23 13:36 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24 13:12 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56 24 13:36 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21 13:13 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59 24 13:37 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18 13:12 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03 24 13:36 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:43	08:15 13:12 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06 23 13:35 (1)	18:30	21:00	22:32	23:45	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11 13:13 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09 23 13:36 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08 13:13 (1)	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23 13:50 (1)	08:59	10:08
	15:34	17:12 21 13:34 (1)	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57 9 13:59 (1)	15:22	14:36
20	09:36	08:05 13:15 (1)	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26 13:47 (1)	09:02	10:09
	15:37	17:15 19 13:34 (1)	18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54 14 14:01 (1)	15:19	14:36
21	09:34	08:01 13:15 (1)	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29 13:46 (1)	09:05	10:10
	15:40	17:18 17 13:32 (1)	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50 18 14:04 (1)	15:17	14:36
22	09:32	07:58 13:17 (1)	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32 13:44 (1)	09:08	10:11
	15:43	17:21 13 13:30 (1)	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47 20 14:04 (1)	15:14	14:37
23	09:29	07:55 13:21 (1)	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35 13:43 (1)	09:11	10:11
	15:46	17:24 6 13:27 (1)	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44 22 14:05 (1)	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38 13:43 (1)	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40 23 14:06 (1)	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41 12:42 (1)	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37 24 13:06 (1)	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44 12:42 (1)	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34 24 13:06 (1)	15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47 12:42 (1)	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31 24 13:06 (1)	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50 12:41 (1)	09:25	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27 24 13:05 (1)	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53 12:42 (1)	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24 23 13:05 (1)	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56 12:43 (1)	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21 22 13:05 (1)	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59 12:43 (1)		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18 21 13:04 (1)		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case		316								268	54	
Sun reduction		0,50								0,50	0,50	
Oper. time red.		0,80								0,80	0,80	
Wind dir. red.		0,64								0,64	0,64	
Total reduction		0,26								0,26	0,26	
Total, real		81								69	14	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** P - Vesthitterveien 132, Enebolig

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	10:09	09:04	07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31	08:02	09:34
	14:48	16:15	17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58	16:15	14:54
2	10:08	09:01	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34	08:06	09:36
	14:50	16:18	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55	16:11	14:52
3	10:07	08:58	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37	08:09	09:39
	14:52	16:21	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51	16:08	14:50
4	10:06	08:55	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40	08:12	09:42
	14:54	16:24	17:52	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48	16:05	14:49
5	10:05	08:52	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42	08:15	09:44
	14:56	16:28	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44	16:02	14:47
6	10:04	08:49	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45	08:18	09:46
	14:59	16:31	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41	15:59	14:45
7	10:02	08:46	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48	08:21	09:49
	15:01	16:34	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37	15:56	14:44
8	10:01	08:43	07:11	06:24	04:42	03:18	03:27	04:56	06:27	07:51	08:24	09:51
	15:03	16:37	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34	15:53	14:43
9	09:59	08:40	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54	08:27	09:53
	15:06	16:40	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31	15:50	14:41
10	09:58	08:37	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57	08:31	09:55
	15:08	16:44	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27	15:47	14:40
11	09:56	08:34	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00	08:34	09:57
	15:11	16:47	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24	15:44	14:39
12	09:54	08:31	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02	08:37	09:59
	15:14	16:50	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20	15:41	14:38
13	09:52	08:27	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05	08:40	10:01
	15:16	16:53	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17	15:38	14:38
14	09:50	08:24	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08	08:43	10:02
	15:19	16:56	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14	15:35	14:37
15	09:48	08:21	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11	08:46	10:04
	15:22	16:59	18:24	20:54	22:26	23:43	23:16	21:41	19:54	18:10	15:33	14:37
16	09:46	08:18	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14	08:49	10:05
	15:25	17:03	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07	15:30	14:36
17	09:44	08:15	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17	08:53	10:06
	15:28	17:06	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04	15:27	14:36
18	09:41	08:11	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20	08:56	10:07
	15:31	17:09	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00	15:24	14:36
19	09:39	08:08	06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23	08:59	10:08
	15:34	17:12	18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57	15:22	14:36
20	09:36	08:05	06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26	09:02	10:09
	15:37	17:15	18:38	21:09	22:41	23:48	23:02	21:24	19:36	17:54	15:19	14:36
21	09:34	08:01	06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29	09:05	10:10
	15:40	17:18	18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50	15:17	14:36
22	09:32	07:58	06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32	09:08	10:11
	15:43	17:21	18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47	15:14	14:37
23	09:29	07:55	06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35	09:11	10:11
	15:46	17:24	18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44	15:12	14:37
24	09:26	07:52	06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	09:14	10:11
	15:49	17:27	18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	15:09	14:38
25	09:24	07:48	06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	09:17	10:12
	15:52	17:30	18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	15:07	14:39
26	09:21	07:45	06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	09:20	10:12
	15:56	17:33	18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	15:05	14:40
27	09:18	07:41	06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	09:23	10:12
	15:59	17:36	18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	15:02	14:41
28	09:16	07:38	06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	09:26	10:11
	16:02	17:39	19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	15:00	14:42
29	09:13		06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	09:28	10:11
	16:05		20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	14:58	14:43
30	09:10		06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	09:31	10:11
	16:08		20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	14:56	14:45
31	09:07		06:51		03:35		04:32	06:04		07:59		10:10
	16:11		20:10		23:13		22:30	20:46		16:18		14:46
Potential sun hours	178	241	363	449	564	613	600	505	392	306	203	145
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

SHADOW - Calendar

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv **Shadow receptor:** Q - Vesthitterveien 136, Fritidsbygg

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
259	364	581	497	609	497	357	770	1 435	798	476	357	7 000

	January	February		March	April	May	June	July	August	September	October		November		December
1	10:09	09:04		07:35	06:48	05:05	03:33	03:14	04:35	06:07	07:31		08:02	12:42 (1)	09:34
	14:48	16:15		17:43	20:13	21:42	23:16	23:43	22:26	20:42	18:58		16:15	23 13:05 (1)	14:54
2	10:08	09:01	13:20 (1)	07:31	06:44	05:02	03:30	03:16	04:38	06:10	07:34		08:06	12:42 (1)	09:36
	14:50	16:18	6 13:26 (1)	17:46	20:16	21:46	23:18	23:42	22:23	20:39	18:55		16:11	22 13:04 (1)	14:52
3	10:07	08:58	13:17 (1)	07:28	06:41	04:58	03:28	03:17	04:41	06:13	07:37		08:09	12:43 (1)	09:39
	14:52	16:21	12 13:29 (1)	17:49	20:19	21:49	23:21	23:40	22:20	20:35	18:51		16:08	21 13:04 (1)	14:50
4	10:06	08:55	13:15 (1)	07:25	06:37	04:55	03:26	03:19	04:44	06:15	07:40		08:12	12:43 (1)	09:42
	14:54	16:24	15 13:30 (1)	17:51	20:22	21:52	23:23	23:39	22:17	20:32	18:48		16:05	21 13:04 (1)	14:49
5	10:05	08:52	13:15 (1)	07:21	06:34	04:52	03:24	03:21	04:47	06:18	07:42		08:15	12:43 (1)	09:44
	14:56	16:28	17 13:32 (1)	17:54	20:25	21:55	23:26	23:37	22:14	20:29	18:44		16:02	19 13:02 (1)	14:47
6	10:04	08:49	13:14 (1)	07:18	06:31	04:48	03:22	03:23	04:50	06:21	07:45		08:18	12:45 (1)	09:46
	14:59	16:31	19 13:33 (1)	17:57	20:28	21:58	23:28	23:35	22:10	20:25	18:41		15:59	17 13:02 (1)	14:46
7	10:02	08:46	13:13 (1)	07:14	06:27	04:45	03:20	03:25	04:53	06:24	07:48		08:21	12:46 (1)	09:49
	15:01	16:34	20 13:33 (1)	18:00	20:30	22:01	23:30	23:33	22:07	20:22	18:37		15:56	15 13:01 (1)	14:44
8	10:01	08:43	13:13 (1)	07:11	06:24	04:42	03:18	03:28	04:56	06:27	07:51		08:24	12:48 (1)	09:51
	15:03	16:37	22 13:35 (1)	18:03	20:33	22:04	23:32	23:31	22:04	20:18	18:34		15:53	11 12:59 (1)	14:43
9	09:59	08:40	13:12 (1)	07:08	06:20	04:39	03:16	03:30	04:59	06:30	07:54		08:27	12:52 (1)	09:53
	15:06	16:40	23 13:35 (1)	18:06	20:36	22:07	23:34	23:29	22:01	20:15	18:31		15:50	4 12:56 (1)	14:42
10	09:58	08:37	13:13 (1)	07:04	06:17	04:36	03:15	03:32	05:02	06:32	07:57		08:31		09:55
	15:08	16:44	22 13:35 (1)	18:09	20:39	22:10	23:36	23:27	21:57	20:11	18:27		15:47		14:40
11	09:56	08:34	13:13 (1)	07:01	06:13	04:32	03:13	03:35	05:05	06:35	08:00		08:34		09:57
	15:11	16:47	22 13:35 (1)	18:12	20:42	22:14	23:38	23:25	21:54	20:08	18:24		15:44		14:39
12	09:54	08:31	13:13 (1)	06:57	06:10	04:29	03:12	03:37	05:08	06:38	08:02		08:37		09:59
	15:14	16:50	21 13:34 (1)	18:15	20:45	22:17	23:39	23:23	21:51	20:04	18:20		15:41		14:38
13	09:52	08:27	13:14 (1)	06:54	06:06	04:26	03:11	03:40	05:11	06:41	08:05		08:40		10:01
	15:16	16:53	21 13:35 (1)	18:18	20:48	22:20	23:41	23:20	21:47	20:01	18:17		15:38		14:38
14	09:50	08:24	13:14 (1)	06:50	06:03	04:23	03:10	03:42	05:14	06:44	08:08		08:43		10:02
	15:19	16:56	20 13:34 (1)	18:21	20:51	22:23	23:42	23:18	21:44	19:57	18:14		15:35		14:37
15	09:48	08:21	13:15 (1)	06:47	05:59	04:20	03:09	03:45	05:17	06:46	08:11		08:46		10:04
	15:22	16:59	18 13:33 (1)	18:24	20:54	22:26	23:43	23:15	21:41	19:54	18:10		15:33		14:37
16	09:46	08:18	13:16 (1)	06:43	05:56	04:17	03:08	03:48	05:20	06:49	08:14		08:49		10:05
	15:25	17:03	16 13:32 (1)	18:27	20:57	22:29	23:45	23:13	21:37	19:50	18:07		15:30		14:36
17	09:44	08:15	13:18 (1)	06:40	05:52	04:14	03:07	03:50	05:23	06:52	08:17		08:53		10:06
	15:28	17:06	11 13:29 (1)	18:30	21:00	22:32	23:46	23:10	21:34	19:47	18:04		15:27		14:36
18	09:41	08:11	13:23 (1)	06:37	05:49	04:11	03:07	03:53	05:26	06:55	08:20		08:56		10:07
	15:31	17:09	3 13:26 (1)	18:33	21:03	22:35	23:46	23:08	21:30	19:43	18:00		15:24		14:36
19	09:39	08:08		06:33	05:46	04:08	03:06	03:56	05:29	06:57	08:23		08:59		10:08
	15:34	17:12		18:35	21:06	22:38	23:47	23:05	21:27	19:40	17:57		15:22		14:36
20	09:36	08:05		06:30	05:42	04:05	03:06	03:59	05:32	07:00	08:26		09:02		10:09
	15:37	17:15		18:38	21:09	22:41	23:47	23:02	21:24	19:36	17:54		15:19		14:36
21	09:34	08:01		06:26	05:39	04:02	03:06	04:02	05:35	07:03	08:29		09:05		10:10
	15:40	17:18		18:41	21:12	22:44	23:48	22:59	21:20	19:33	17:50		15:17		14:36
22	09:32	07:58		06:23	05:35	03:59	03:06	04:05	05:38	07:06	08:32		09:08		10:11
	15:43	17:21		18:44	21:15	22:47	23:48	22:57	21:17	19:29	17:47		15:14		14:37
23	09:29	07:55		06:19	05:32	03:56	03:07	04:08	05:41	07:09	08:35		09:11		10:11
	15:46	17:24		18:47	21:18	22:50	23:48	22:54	21:13	19:26	17:44		15:12		14:37
24	09:26	07:52		06:16	05:29	03:53	03:07	04:11	05:44	07:11	08:38	13:51 (1)	09:14		10:11
	15:49	17:27		18:50	21:21	22:53	23:48	22:51	21:10	19:22	17:40	7 13:58 (1)	15:09		14:38
25	09:24	07:48		06:12	05:25	03:50	03:08	04:14	05:47	07:14	07:41	12:47 (1)	09:17		10:12
	15:52	17:30		18:53	21:24	22:56	23:48	22:48	21:07	19:19	16:37	13 13:00 (1)	15:07		14:39
26	09:21	07:45		06:09	05:22	03:48	03:08	04:17	05:50	07:17	07:44	12:46 (1)	09:20		10:12
	15:56	17:33		18:56	21:27	22:59	23:47	22:45	21:03	19:15	16:34	16 13:02 (1)	15:05		14:40
27	09:18	07:41		06:05	05:18	03:45	03:09	04:20	05:53	07:20	07:47	12:44 (1)	09:23		10:12
	15:59	17:36		18:59	21:30	23:02	23:47	22:42	21:00	19:12	16:31	19 13:03 (1)	15:02		14:41
28	09:16	07:38		06:02	05:15	03:42	03:10	04:23	05:55	07:23	07:50	12:43 (1)	09:26		10:11
	16:02	17:39		19:01	21:33	23:05	23:46	22:39	20:56	19:09	16:27	20 13:03 (1)	15:00		14:42
29	09:13			06:58	05:12	03:40	03:11	04:26	05:58	07:25	07:53	12:43 (1)	09:28		10:11
	16:05			20:04	21:36	23:08	23:45	22:36	20:53	19:05	16:24	21 13:04 (1)	14:58		14:43
30	09:10			06:55	05:08	03:37	03:13	04:29	06:01	07:28	07:56	12:43 (1)	09:31		10:11
	16:08			20:07	21:39	23:10	23:44	22:33	20:49	19:02	16:21	22 13:05 (1)	14:56		14:45
31	09:07			06:51		03:35		04:32	06:04		07:59	12:42 (1)			10:10
	16:11			20:10		23:13		22:30	20:46		16:18	22 13:04 (1)			14:46
Potential sun hours	178	241		363	449	564	613	600	505	392	306		203		145
Total, worst case			288									140		153	
Sun reduction			0,50									0,50		0,50	
Oper. time red.			0,80									0,80		0,80	
Wind dir. red.			0,64									0,64		0,64	
Total reduction			0,26									0,26		0,26	
Total, real			74									36		39	

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)

Multiconsult

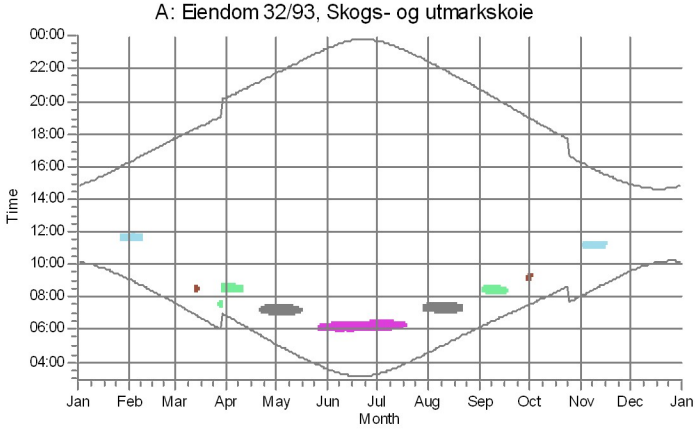
Vedlegg 4.2

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

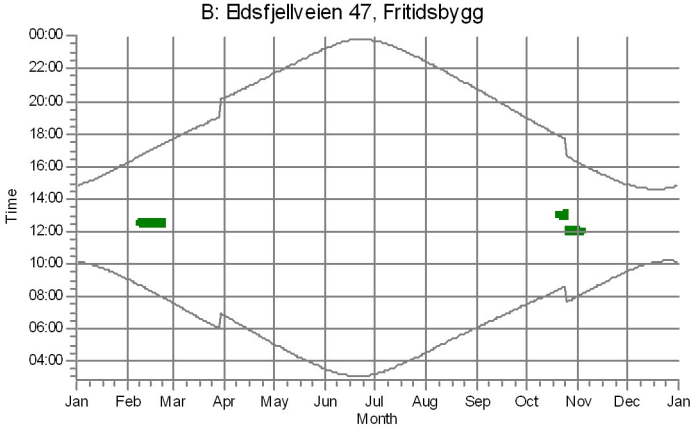
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv

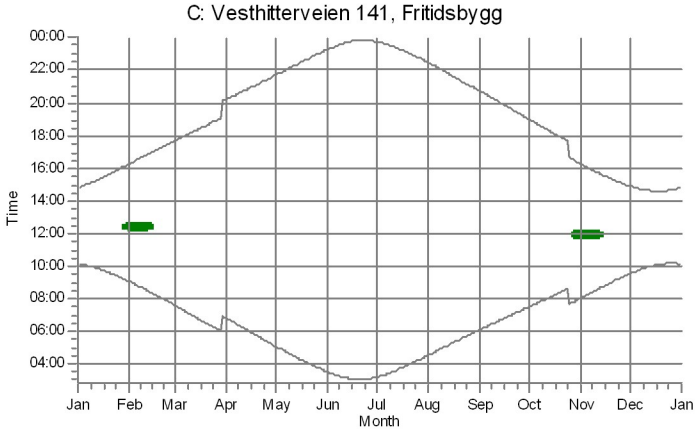
A: Eiendom 32/93, Skogs- og utmarkskoie



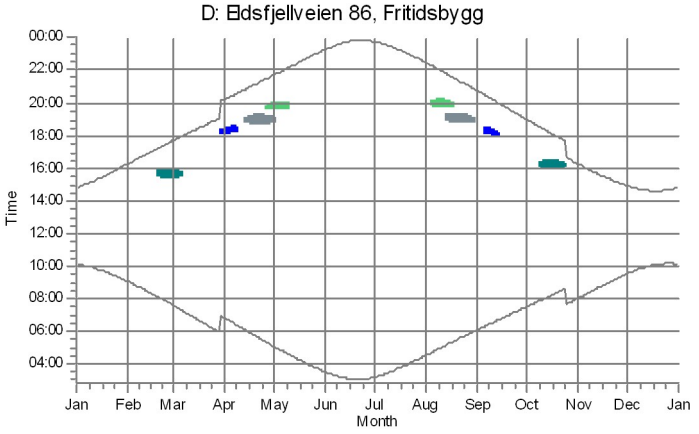
B: Eldsfjellveien 47, Fritidsbygg



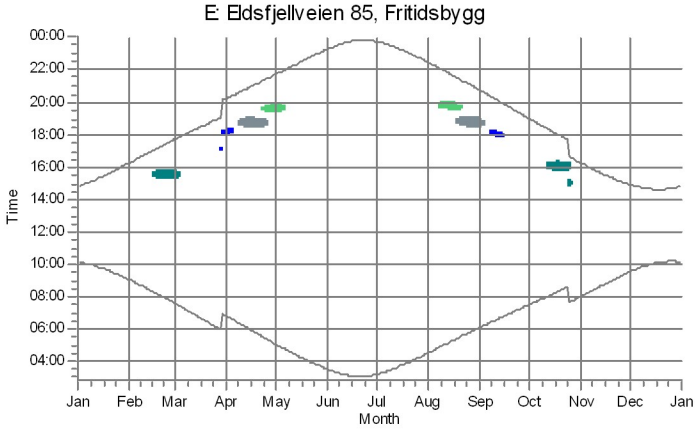
C: Vesthitterveien 141, Fritidsbygg



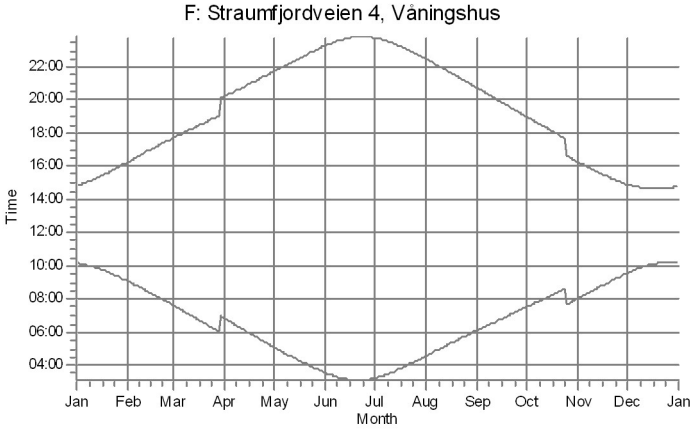
D: Eldsfjellveien 86, Fritidsbygg



E: Eldsfjellveien 85, Fritidsbygg



F: Straumfjordveien 4, Våningshus



WTGs

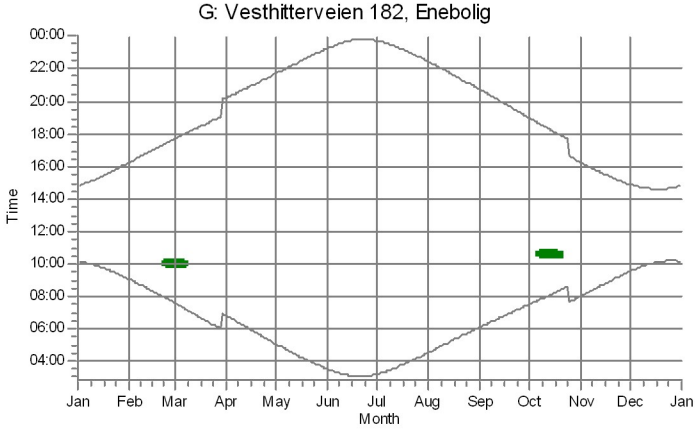
1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)
3: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (3)
4: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (4)
6: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (6)
26: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (11)
28: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (13)
33: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (18)
35: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (20)
38: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (23)
40: VESTAS V117-3.6 3600 117.0 !O! hub: 87,0 m (TOT: 145,5 m) (25)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

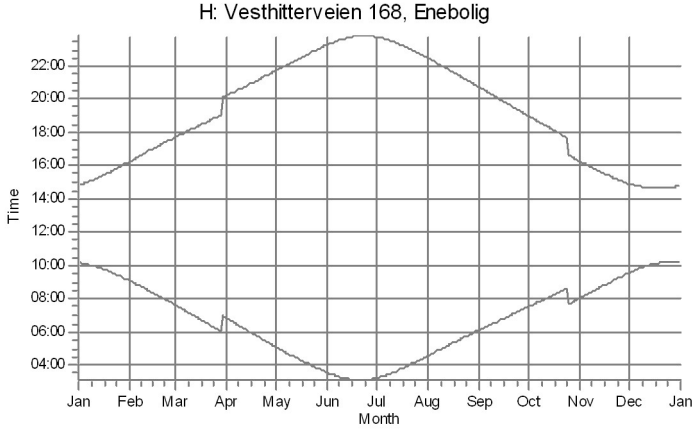
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv

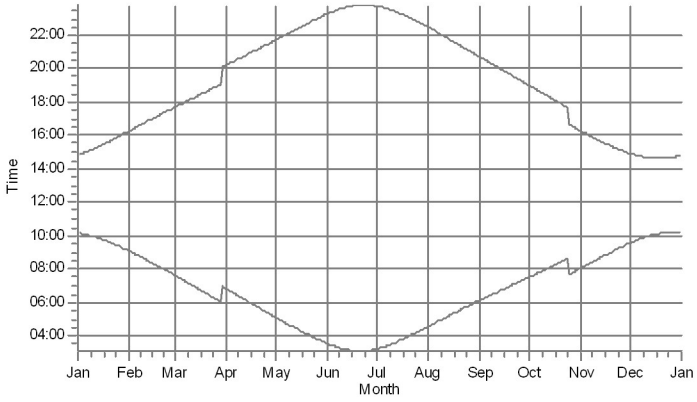
G: Vesthitterveien 182, Enebolig



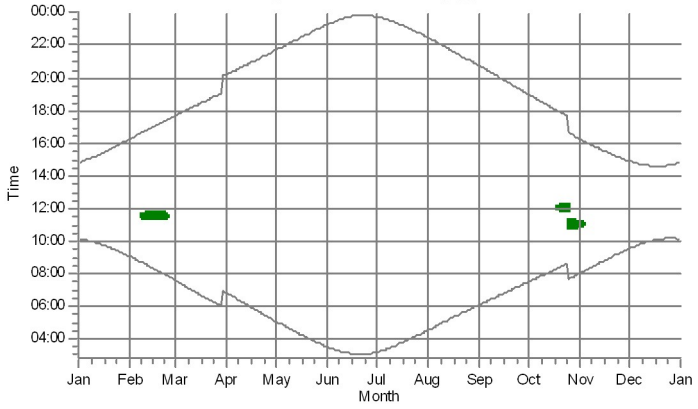
H: Vesthitterveien 168, Enebolig



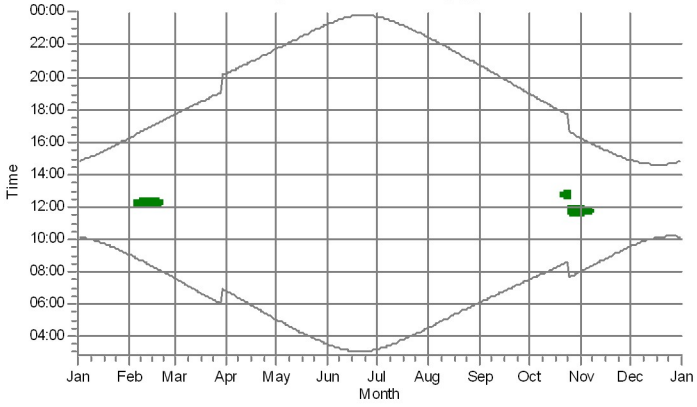
I: Vesthitterveien 162, Fritidsbygg



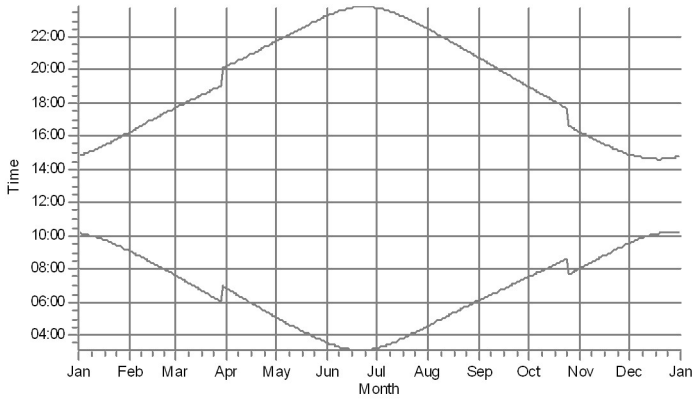
J: Eldsfjellveien 3, Fritidsbygg



K: Eldsfjellveien 8, Fritidsbygg



L: Vesthitterveien 135, Fritidsbygg



WTGs

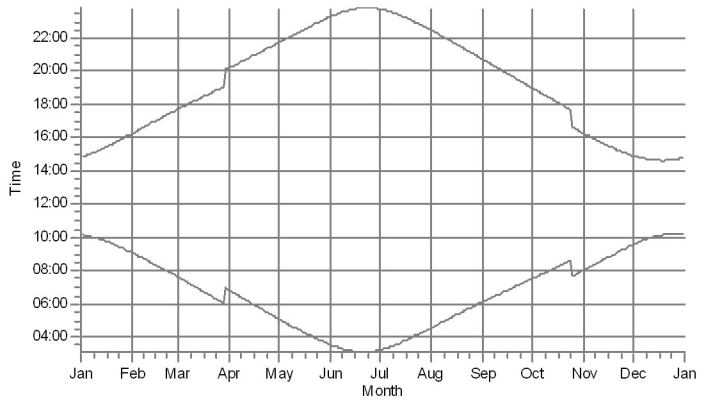
1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Licensed user:
Multiconsult Norge AS
Nedre Skøyen vei 2 .
NO-0276 Oslo
+47 21 58 60 15
Martine / martine.bjugg@multiconsult.no
Calculated:
27.10.2025 20:23/4.0.552

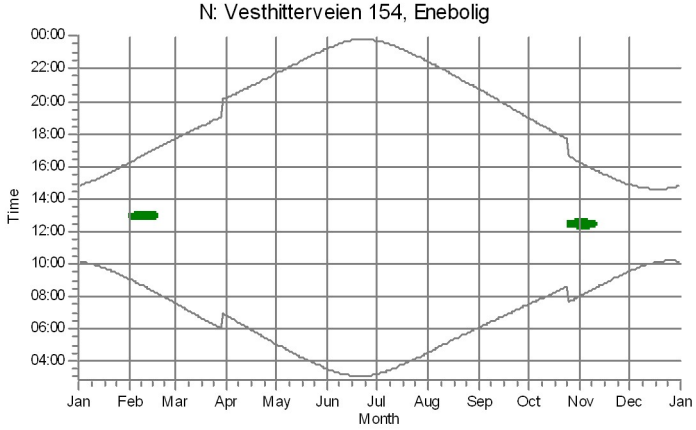
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Nye Hitra 1 - real case - med Hitra 2 vkv

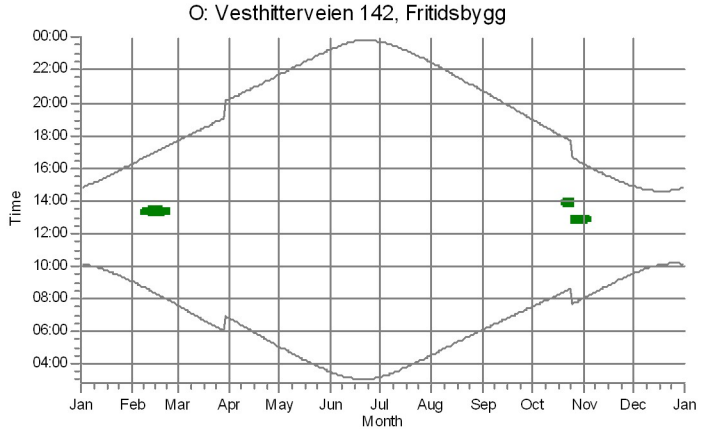
M: Vesthitterveien 131, Enebolig



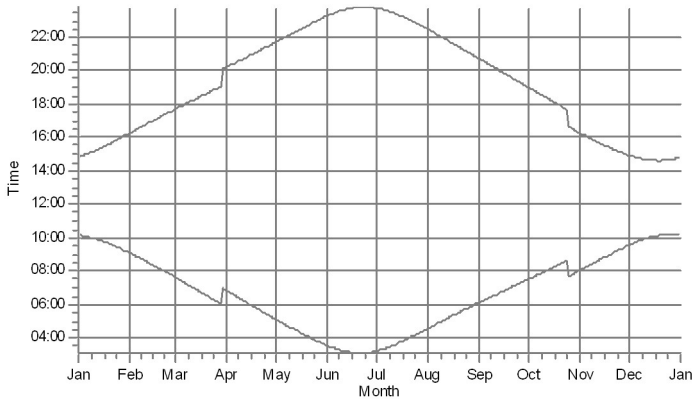
N: Vesthitterveien 154, Enebolig



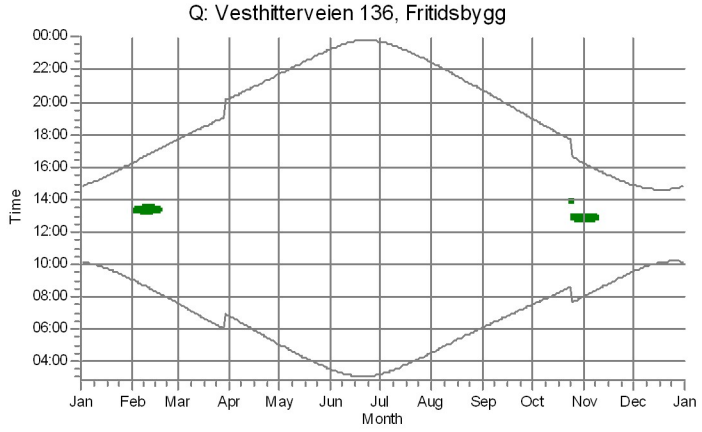
O: Vesthitterveien 142, Fritidsbygg



P: Vesthitterveien 132, Enebolig



Q: Vesthitterveien 136, Fritidsbygg



WTGs

1: NORDEX N175/6.X 6800 175.0 !-! hub: 132,5 m (TOT: 220,0 m) (1)

Fagrapport:

Kulturminner og kulturmiljø

Statkraft

RAPPORT

Nye Hitra 1

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Konsekvensutredning – Kulturminner og kulturmiljø

DATO / REVISJON: 10. mars 2026 / 01

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-006



Multiconsult

Foto, illustrasjoner og figurer: Multiconsult om annet ikke er oppgitt.

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Multiconsult

RAPPORT

OPPDRAG	**Nye Hitra 1**	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-006
EMNE	Konsekvensutredning – kulturminner og kulturmiljø	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	**Statkraft**	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Frans-Arne H. Stylegar
KOORDINATER	Sone: Øst: Nord:	ANSVARLIG ENHET	By- og områdeutvikling, Sør
GNR./BNR./SNR.	/ /		

01	10.03.2026	Konsekvensutredning – kulturminner og kulturmiljø	FAS	T. Røskar	HAVF
00	13.11 2025	Konsekvensutredning – kulturminner og kulturmiljø	FAS	T. Røskar	HAVF
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

Innholdsfortegnelse

0 Sammendrag 5
1 Bakgrunn for prosjektet 6
2 Metode 7
2.1 Utredningskrav 7
2.2 Influensområde 7
2.3 Avgrensning mot andre fagtema 8
3 Tiltaksbeskrivelse 8
3.1 Nullalternativet 8
3.2 Utbyggingsalternativet 9
4 Kunnskapsgrunnlaget 11
4.1 Eksisterende kunnskap 11
4.2 Kulturhistorisk bakgrunn 11
4.3 Registreringer 12
5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder 14
5.1 Inndeling i delområder 14
5.2 Verdivurderte områder 15
5.2.1 Delområde KM01 Eldfjellsveien 15
5.2.2 Delområde KM02 Eldsfjellet 17
5.2.3 Delområde KM03 Øra 19
5.2.4 Delområde KM04 Dolmsundet 21
5.2.5 Delområde KM05 Trondheimsleia 23
5.2.6 Delområde KM06 Helgebostadøya/Hestnessundet 25
5.2.7 Delområde KM07 Barmfjorden 27
5.2.8 Delområde KM08 Fillfjorden 29
6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer 32
6.1 Sammenstilling av konsekvenser 32
6.2 Rangering av alternativer 32
6.3 Usikkerhet 33
7 Referanser 34

Vedlegg: Trøndelag fylkeskommune 2025. Hitra kommune. Tilbakemelding etter gjennomført arkeologisk registrering i forbindelse med områderegulering for Nye Hitra 1 Vindpark.

0 Sammendrag

Det er gjennomført en konsekvensutredning for fagtemaet etter retningslinjene i veileder M-1941. Det er identifisert åtte (8) kulturmiljøer innenfor tiltaks- og influensområdet, fem av disse er vurdert til å ha stor verdi, de øvrige har middels verdi.

Tiltaket er i hovedsak en endring av eksisterende vindkraftanlegg og atkomstvei på/til Eldsfjellet i Hitra kommune, og påvirkning og konsekvens for samtlige delområder vurderes som ubetydelig. Samlet konsekvensgrad er ubetydelig.

Når nullalternativet og utbyggingsalternativet likevel rangeres ulikt for dette fagtemaet, skyldes det at førstnevnte innebærer noe mindre arealbeslag enn det som er tilfellet i dag, samt at utbyggingsalternativet kan medføre en viss grad av konflikt med det ene av de vurderte delområdene.

Tabell 0-1: Oppsummering av konsekvens og samlet vurdering mellom alternativene.

Delområder	**Alt. 0** **Etter fjerning av dagens Hitra 1**	**Alt. 1** **Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet**	**Alt. NÅ** **Dagens situasjon med dagens Hitra 1**	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** **Forskjell dagens Hitra 1 og nye Hitra 1**
Delområde KM01	0	0	0	0
Delområde KM02	0	0	0	0
Delområde KM03	0	0	0	0
Delområde KM04	0	0	0	0
Delområde KM05	0	0	0	0
Delområde KM06	0	0	0	0
Delområde KM07	0	0	0	0
Delområde KM08	0	0	0	0
Samlet vurdering	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Som i dag, men med noe mindre arealbeslag	Ingen vesentlige konsekvenser	Ingen vesentlige konsekvenser	Ingen vesentlige konsekvenser
Rangering	1	2	(Ikke reelt alternativ)	(Ikke reelt alternativ)
Begrunnelser for rangering		Utbyggingsalternativet vurderes temmelig likt med nullalternativet for fagtemaet. Når de likevel rangeres ulikt, skyldes det a) at alt. 1 kan medføre en viss grad av konflikt med KM01, mens b) nullalternativet innebærer noe mindre arealbeslag enn i dag	-	-

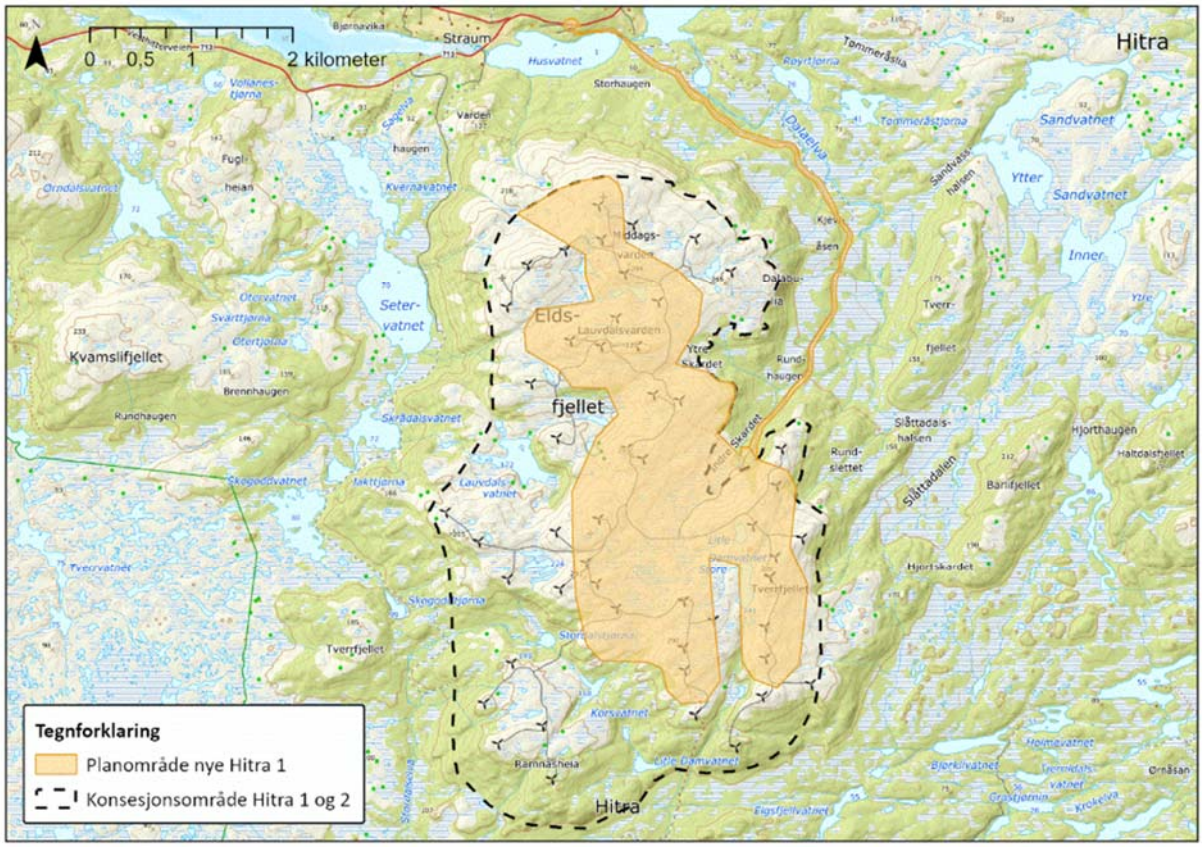
1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030, nye Hitra 1 vindkraftverk.

Planområdet er på 7,9 km2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende atkomstveien.

Avgrensningen er vist i Figur 1-1.



Figur 1-1: Planområdet, Nye Hitra 1.

2 Metode

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) (Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet, 2021) fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. Herværende utredning følger metodikken i Miljødirektoratenes veileder M-1941. Når det gjelder metodikken og de ulike trinnene i analysen, vises det til veilederen.

2.1 Utredningskrav

Utover de generelle kravene til utredningen, har NVE i sitt utredningsprogram av 25. juni 2025 slått fast at tiltakshaver skal gjøre følgende:

- Beskrive og vise på kart kjente automatisk fredete, vedtaksfredete og nyere tids kulturminner og kulturmiljø i influensområdet.
- Beskrive resultatene fra den arkeologiske registeringen Trøndelag fylkeskommune har utført.
- Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke kulturminner/kulturmiljø direkte og indirekte.

2.2 Influensområde

Influensområdet er det området som tiltaket virker inn på, fra de direkte konsekvensene tiltaket har i form av fysiske inngrep i tiltaksområdet til indirekte konsekvenser i form av visuell påvirkning, nærvirkning og fjernvirkning. Synlighet vil avta med økende avstand og påvirkning vil da gå fra noe forringet til ubetydelig.

Influensområdet for visuell fjernvirkning settes ofte til 1000 meter som utgangspunkt for vurderingen. Visuell fjernvirkning kan i noen tilfeller strekke seg lenger, eller kortere enn influensområdets avgrensning. Dette avhenger av tiltakets størrelse, landskapsform mellom tiltak og verdiområde og opplevelsen av verdiområdet innenfor dettes delavgrensning.

Vindturbinanlegg skiller seg ofte ut ved sin store høyde i forhold til andre typer tiltak, og at de befinner seg i ikke-tungt utbygde arealer. Erfaring fra vindkraftverk viser at synlighet avtar med økende avstand. Det er utarbeidet ulike avstandssoner, som sier noe om virkningen i forhold til avstanden til tiltaket. Dette er det mest brukte kriteriet for å vurdere virkninger av vindkraftverk og kraftledninger. Slike avstandssoner er definert og beskrevet noe ulikt fra land til land. Virkningen i forhold til avstand vil variere med typen terreng og topografi. Avstandsberegninger gjøres ut fra kart som viser de ulike avstandssonene og virkningen vurderes ut fra avstand mellom vindkraftanlegget og kulturminnet/-miljøet (NVE-veileder 3-2008; se også Häggström 2013).

I dette tilfellet dreier det seg om en foreslått fornyelse og oppgradering av et eksisterende vindkraftverk. I rapporten er spørsmålet om avstander og visuell påvirkning på viktige kulturmiljøer løst ved at miljøer innenfor en sone på 1 km fra kraftverket er behandlet relativt detaljert, ettersom det først og fremst er i nærområdet at nye tiltak vil kunne medføre negativ påvirkning/skade på kjente kulturminner. Det er også definert et ytre influensområde på 10 km fra eksisterende vindkraftverk, og definert kulturmiljøer innenfor denne sonen. Graden av synlighet varierer, og fra enkelte av kulturmiljøene vil anlegget bare i mindre grad være synlig. Gjennomgangen av kulturmiljøer i den ytre sonen vil være noe mer overordnet enn innenfor 1 km-sonen.

Tabell 2-1: Påvirkningstabell for visuelle påvirkning, etter M-1941.

Påvirkning	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Visuell fjernvirkning	Utsynet fra kulturmiljøet bedres/ gjenopprettes fra kulturhistorisk viktige utsynspunkter i kulturmiljøet. Innsynet til kulturmiljøet bedres/gjenopprettes. Enkeltminner som er laget for å være svært synlige, får bedret utsyn/innsyn. Kulturhistorisk viktige sammenhenger styrkes	Ingen eller ubetydelig visuell fjernvirkning.	Utsynet fra kulturmiljøet blir noe endret fra kulturhistorisk viktige utsyns-punkter i kulturmiljøet. Innsynet til kulturmiljøet vanskeliggjøres i noen grad. Enkeltminner som er laget for å være svært synlige, får noe redusert eller endret utsyn/innsyn. Kulturhistorisk viktige sammenhenger svekkes i noen grad.	Utsynet fra kulturmiljøet blir sterkt endret fra kulturhistorisk viktige utsynspunkter i kulturmiljøet. Innsynet til kulturmiljøet vanskeliggjøres. Enkeltminner som er laget for å være svært synlige, får sterkt endret eller redusert utsyn/innsyn. Kulturhistorisk viktige sammenhenger svekkes.	Utsynet fra kulturmiljøet blir blokkert eller sterkt endret fra kulturhistorisk viktige utsynspunkter i kulturmiljøet. Innsynet til kulturmiljøet blokkeres. Enkeltminner som er laget for å være svært synlige, mister eller får sterkt endret utsyn/innsyn. Kulturhistorisk viktige sammenhenger svekkes vesentlig.

2.3 Avgrensning mot andre fagtema

I en konsekvensutredning skal konsekvenser telles kun én gang. Innholdet i fagtema kulturmiljø ligger tett på andre fagtema som blir utredet i prosjektet. Avgrensningen mot øvrige utredningstema er basert på retningslinjer for grensesetting i M-1941, og hva som er ansett som hensiktsmessig i å plassere under fagtema kulturmiljø etter dialog med utredere for andre fagtema.

Kulturminner og kulturmiljøer har naturlig sammenheng med landskapet. I fagutredningen for landskap vurderes sammenhengene i landskapet. Utvalgte kulturlandskap vurderes også under tema landskap. I landskapsutredningen vurderes det *romlige og visuelle* landskapet.

De kulturhistoriske aspektene ved landskapet og kulturminner og -miljøer i landskapet behandles under fagtemaet kulturmiljø.

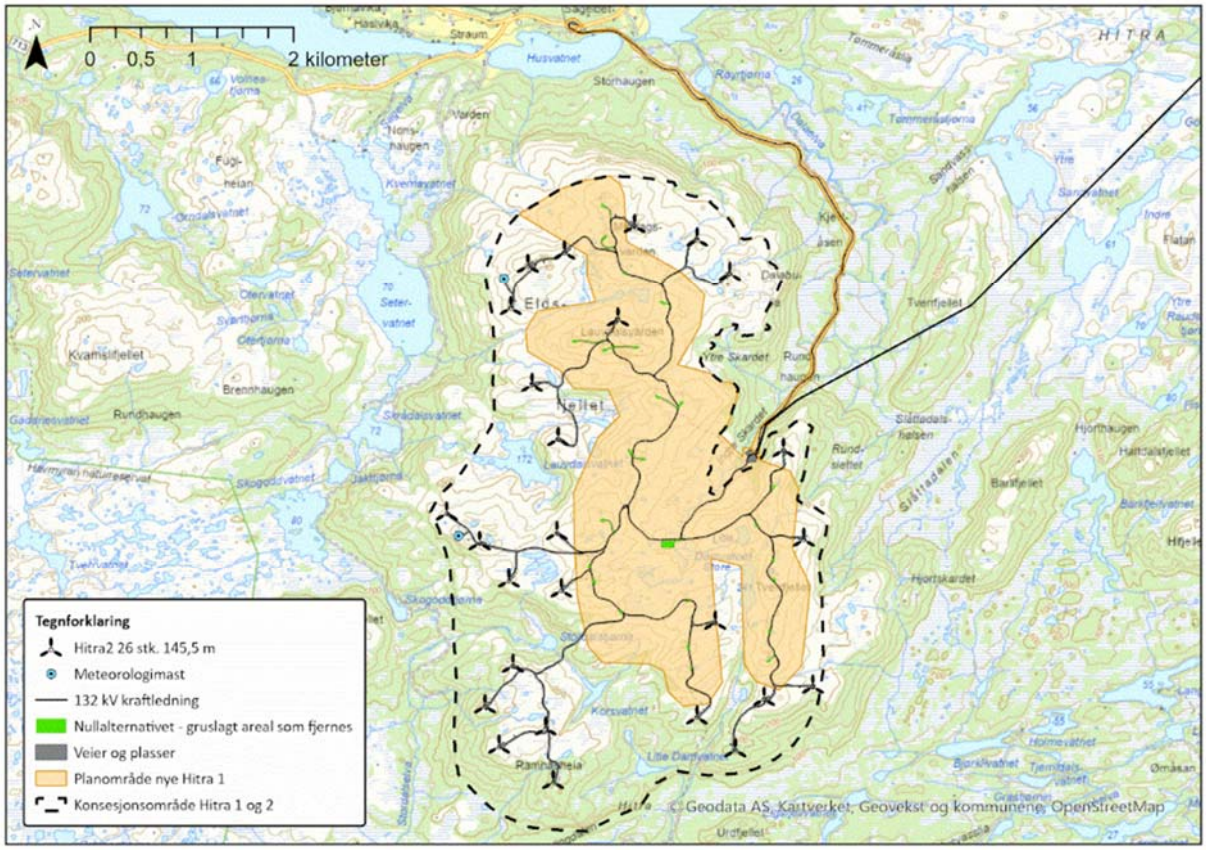
3 Tiltaksbeskrivelse

3.1 Nullalternativet

Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i Hitra 1, og tilbakeføring av veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2. Siden Hitra 2 i stor grad er etablert utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbinene som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der atkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under

forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar.

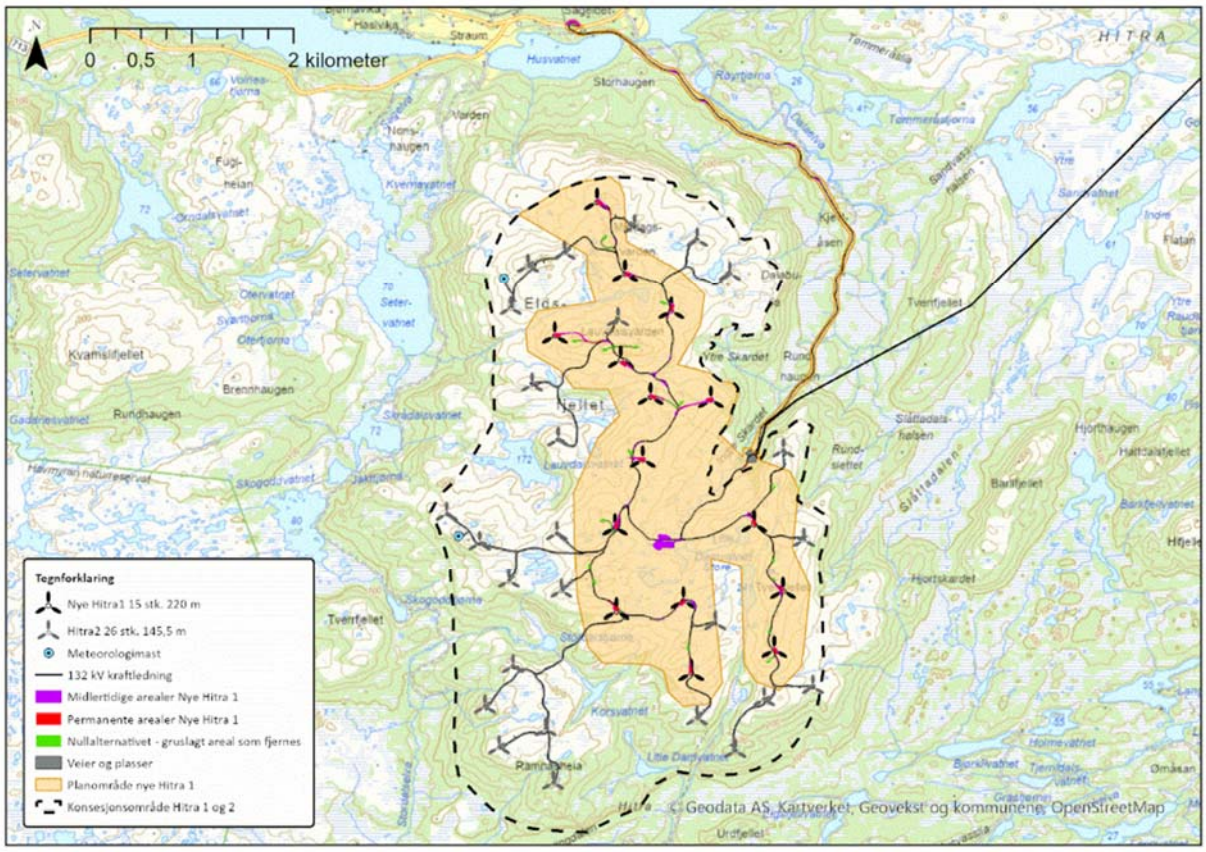
Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Kabler mv. vil bli liggende. Det legges til grunn at det er kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1, slik at mulige sekundæreffekter av fjerning av vindturbiner og tilbakeføring av arealer, ikke inngår. Det forventes heller ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.



Figur 3-1: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av Hitra 1.

3.2 Utbyggingsalternativet

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningen har lagt til grunn 12 – 15 turbiner med effekt på 5 – 8 MW.



Figur 3-2: Alternativ 1. Turbinsymbol for nye Hitra 1 er tegnet bak ny arealbruk for å ikke dekke til denne.

Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
  - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.
  - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i nullalternativet, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
  - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
  - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
  - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av nye Hitra 1, og som uten fornying ville ha blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep (permanent og midlertidig) ut over eksisterende veier og plasser er beregnet til ca. 112 dekar, hvorav ca. 63 dekar er tidligere urørte arealer, 33 dekar er tidligere tilbakeførte arealer og 16 dekar er gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i nullalternativet. Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.

4 Kunnskapsgrunnlaget

4.1 Eksisterende kunnskap

Utredningen er gjennomført av arkeolog Frans-Arne H. Stylegar. Det er ikke foretatt egen befaring i tiltaksområdet, men Trøndelag fylkeskommune har utført og ferdigstilt sine registreringer etter kulturminnelovens § 9.

Utredningen er basert på data i Askeladden (inkl. SEFRAK-registreringer), Kulturminnesøk og universitetsmuseenes gjenstandsdatabase (Unimus), samt lokalhistorisk litteratur (se oversikt bakerst i dokumentet). Det er videre brukt data fra tidligere gjennomførte arkeologiske og kulturhistoriske registreringer i området, samt utredningsarbeid i forbindelse med Hitra 1 og Hitra 2.

Fylkeskommunens registreringer og vurderinger fra feltarbeidet i 2025 inngår i kunnskapsgrunnlaget, som vurderes som godt.

4.2 Kulturhistorisk bakgrunn

Øyene sør for innløpet til Trondheimsfjorden har vært besøkt, brukt og etter hvert bebodd av mennesker siden eldre steinalder. I leden mellom Hitra og fastlandet har det meste av skipstrafikken både langs landet og inn til Trondheim og Trøndelagsbygdene gått i århundrer, kanskje like lenge som man har hatt seilførende fartøyer (Sylvester 2005). Her fantes en rekke kjente havner, fiskevær og handelssteder, og selve leden – både Trondheimsleia og fjorder og sund ellers i området – er markert av gravrøyser på nes og holmer. Hitra har trolig også hatt sjøsamisk bosetting, men denne er lite studert, og ingen av de registrerte kulturminnene/-miljøene i området er knyttet til den sjøsamiske befolkningen (Hermanstrand 2017).

Selve tiltaksområdet omfatter terrenget rundt Eldsfjellet, et hei- og fjellområde sentralt på Hitra med mye fjell i dagen. Potensialet for arkeologiske funn er derfor begrenset.

Det er registrert flere steinalderlokaliteter langs Eldsfjellsveien og til dels langs Dalaelva. Ingen av de registrerte boplassene har gitt diagnostiske funn, men det er sannsynlig at de skriver seg fra eldre steinalder. Dette området var sjønært i eldre steinalder, og i det trange sundet som fantes her den gangen, var ressursgrunnlaget i form av jakt og fiske svært godt. Boplassene er kjent takket være arkeologisk registreringsarbeid i tidligere utbyggingsfaser av vindkraftverket (Pettersen 1999; 2010).

I sentrale deler av tiltaksområdet er det pediment som dominerer, og de kjente kulturminnene består av synlige anlegg knyttet enten til fangst eller ferdsel gjennom området. Det dreier seg for det første om tre buestillinger («bogasteller»), som alle er vurdert av Trøndelag fylkeskommune som automatisk fredet. Buestillingene er knyttet til jakt, helst fra tiden før kuler og krutt ble tatt i bruk.

Ellers er det kjent/registrert seks varder i tiltaksområdet. Ingen av disse er vurdert som automatisk fredet, og de har trolig ulik bakgrunn. Den såkalte «Lauvdalsvarden» er vist som trigonometrisk punkt på flere kart fra slutten av 1800-tallet; den er antakelig bygd i forbindelse med oppmålingsarbeider på 1850-tallet. En annen av de registrerte vardene (id 330192) kan ha samme bakgrunn, eller det kan være tale om restene av en eldre vete (Walberg 2007:160). Det er videre nevnt en «vardehytte» i nærheten av Middagsvarden (ikke registrert, se Kulturutvalget1975, s. 75).

I seinere tid var området et yndet terreng for hjortejakt. De første sportsjegerne skal ha kommet hit i 1870-årene. Disse var engelske jegere, og deretter var jaktterrenget leid bort til norske sportsjegere, Treschow Fritzøe, Løvenskiold og Egeberg. Kong Oscar 2. jaktet hjort på Hitra i 1891 som sistnevntes gjest. Fra 1906 og fram til 1. verdenskrig var det den tyske baronen Lewerkhusen som satt på jaktrettighetene. Han fikk bygd en prektig jakthytte i sveitserstil ved Setervatnet, med spisestue,

peisestue, hall, kjøkken og fem soverom. Hytta ble imidlertid solgt og flyttet i 1931 (Fugelsøy 1958:384ff.).

Tabell 4-1: Tidstabell med periodeinndeling. For Nord-Norges del opererer en med en egen periodeinndeling som først og fremst gjelder for områder lenger nord enn Saltfjellet

Periode	**Sør.Norge**	**Underperioder**		**Nord-Norge**
Steinalder 9500-1700 f.Kr	Eldre steinalder (Mesolitikum)	Tidligmesolitikum	9500-8000 f.Kr	Eldre steinalder 9500-5000 f.Kr
		Mellommesolitikum	8000-6500 f.Kr	
		Seinmesolitikum	6500-4000 f.Kr	
	Yngre steinalder (Neolitikum)	Tidligneolitikum	4000-3400 f.Kr	Yngre steinalder 5000-2000 f.Kr
		Mellomneolitikum	3400-2300 f.Kr	
		Seinneolitikum	2300-1700 f.Kr	
Bronsealder 1700-500 f.Kr	Eldre bronsealder		1700-1100 f.Kr	Tidlig metalltid 2000 f.Kr. til Kr.f.
	Yngre bronsealder		1100-500 f.Kr	
Jernalder 500 f.Kr-1030 e.Kr	Eldre jernalder	Førromersk jernalder	500 f.Kr -1	
		Romertid	1-350 e.Kr	
		Folkevandringstid	350-570 e.Kr	
	Yngre jernalder	Merovingertid	570-800 e.Kr	Samisk jernalder 1-1500 e.Kr.
		Vikingtid	800-1030 e.Kr	
	Middelalder	Tidlig middelalder	1030-1130 e.Kr	
		Høymiddelalder	1130-1350 e.Kr	
		Seinmiddelalder	1350-1536 e.Kr	
Historisk tid 1030 e.Kr-	Nyere tid (Etterreformatorisk tid)	Tidlig nytid	1537-1660 e.Kr	
		Eneveldet	1660-1814 e.Kr	
		Unionstid	1814-1905 e.Kr	
		1900-tall til nåtid	1905 e.Kr.-	

4.3 Registreringer

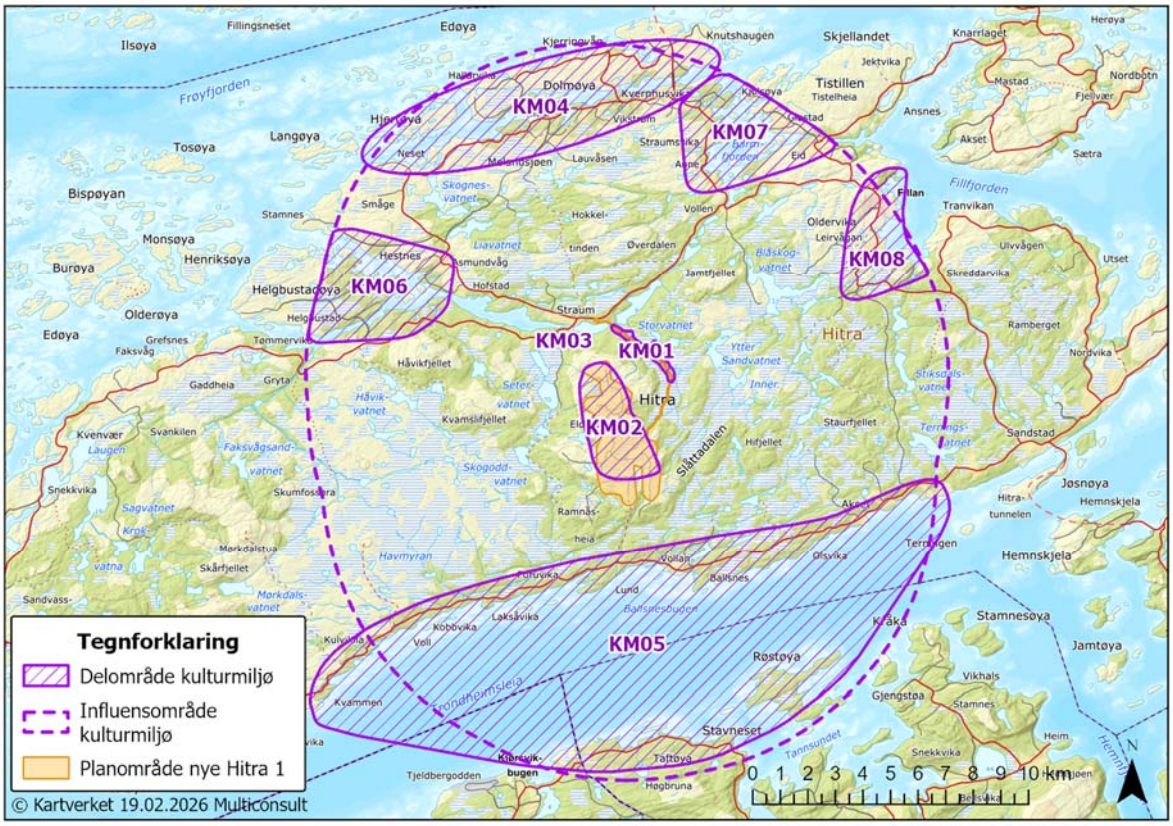
Tabell 4-2: Registreringer i ulike kategorier innenfor influensområdet (1 km)

Registreringskategori	Registreringer i influensområdet (1 km)
Arkeologiske kulturmiljøer i utmark	Steinalderlokaliteter, Askeladden-id 113690,113685, 113691, 113686, 113693, 113689. 113692, 113688, 113687, 113701, 113702, 212820, 212839 og 212840; bogasteller 330174, 330175 og 331039
Kirker og kirkegårder	Ingen
Gårdsmiljøer og andre kulturmiljøer knyttet til landbruk	Ingen
Kulturminner og kulturmiljøer knyttet til samferdsel	Evt. 330190, 330191, 330104 og 330195
Nærings- og industriminner og kulturmiljøer	Ingen
Maritime kulturmiljøer	Ingen
Forsvars- og krigsminner	Evt. 330192
Kulturminner eller kulturmiljø knyttet til samfunnsfunksjoner	Evt. 330193
Samiske kulturminner eller kulturmiljøer	Ingen
Steder det er knyttet tro eller tradisjon til	Ingen
Bomiljøer	Ingen
Grønnstrukturer og friluftsområder	Ingen
Kulturmiljøer i byer og tettsteder	Ingen

5 Trinn 1: Verdi, påvirkning og konsekvens for delområder

5.1 Inndeling i delområder

Tiltaks- og influensområdet er delt inn i åtte delområder (tabell 5-1,



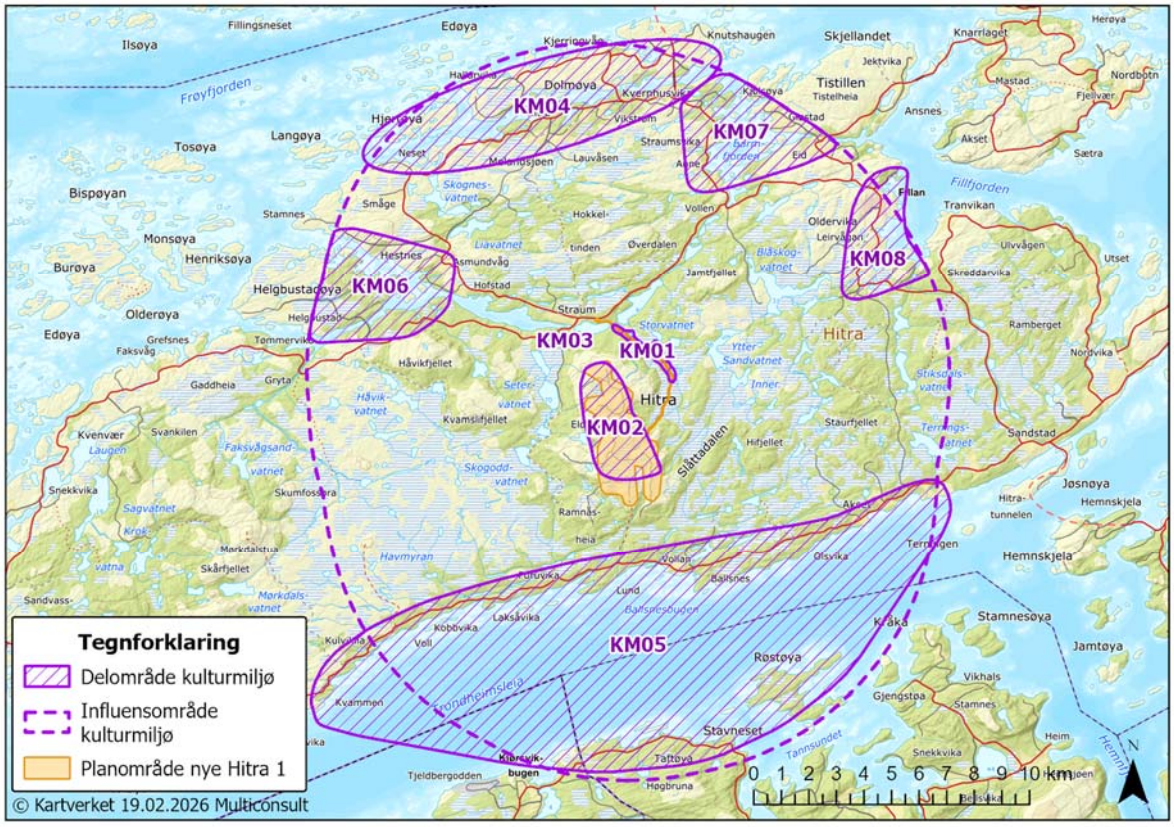
figur 5-1: kart over delområder i utredningsområdet.

).

Delområdene er inndelt gjennom grupperinger av enkeltminner til kulturmiljøer, og flere miljøer gruppert videre sammen der det er hensiktsmessig.

Tabell 5-1: Oversikt over delområder i utredningsområdet (10 km).

Delområde	Beskrivelse	Nummerering
Eldfjellsveien	Steinalderlokaliteter	KM01
Eldsfjellet	Buestillinger og varder	KM02
Øra	Steinalderlokaliteter	KM03
Dolmsundet	Gravrøyser, Dolm middelalderkirke, Hitra kirke, bygningsmiljøer på Sveen ved Melandsjøen og på Hjertøya, samt det tidligere handelsstedet Hopsjøen	KM04
Trondheimsleia	Steinalderlokaliteter, bl.a. helleren på Balsnes, gravminner, hellere og steinalderlokaliteter, flest ved Akset/Hamna, nedlagt kirkested nord på Magerøya og gravrøyser der, samt liknende røyser på Røstøya og ved Taftøysundet	KM05
Helgebolstadøya/Hestnessundet	Stor tetthet av gravrøyser langs sundet, innenfor delområdet ligger også Hestneshola	KM06
Barmfjorden	Gravrøyser på nes og holmer, gravfelt på Eid, flere registrerte steinalderlokaliteter, som ved Barman, samt Storstraumen	KM07
Fillfjorden	Steinalderlokaliteter på Fillan og Vikan og Fillan kirke	KM08



Figur 5-1: Kart over delområder i utredningsområdet.

5.2 Verdivurderte områder

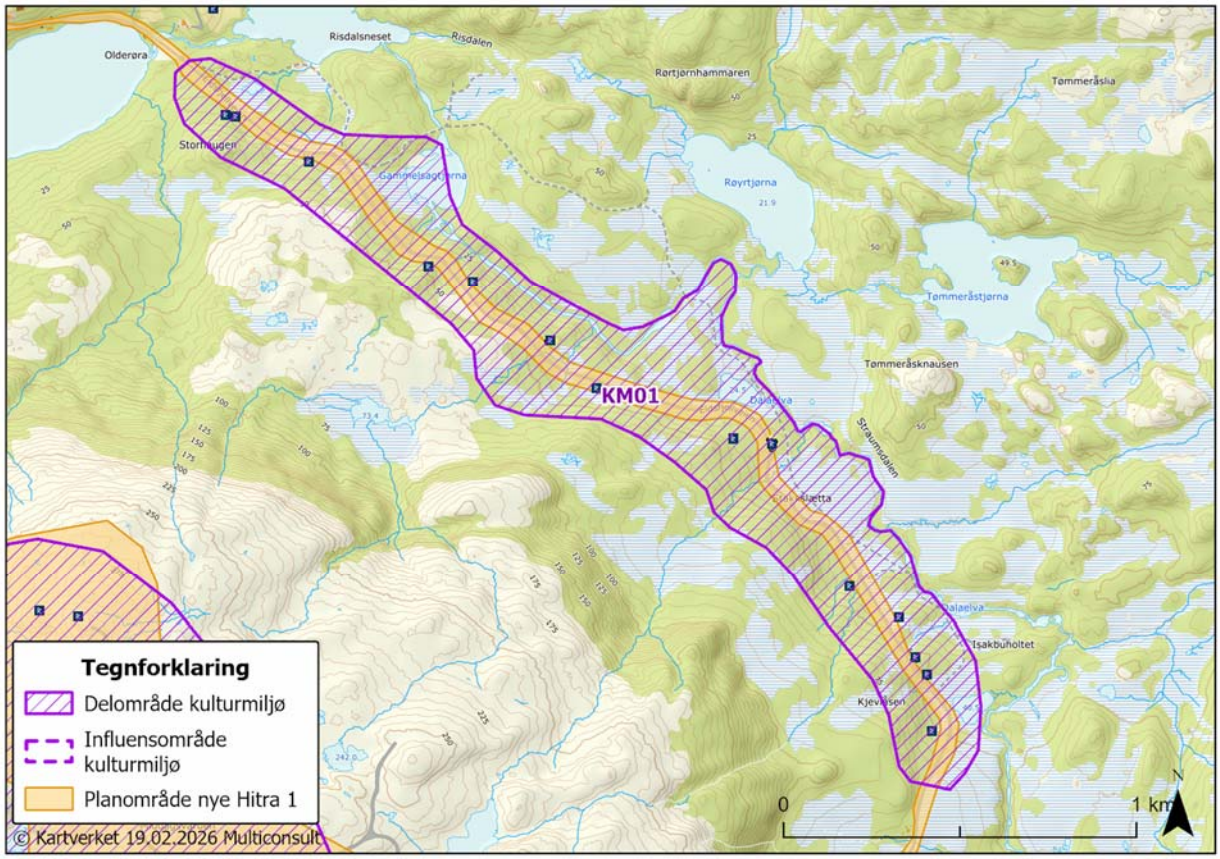
5.2.1 Delområde KM01 Eldfjellsveien

Avgrensning

Delområdet består av registrerte steinalderlokaliteter med følgende unike id-nr i Askeladden:

113690,113685, 113691, 113686, 113693, 113689. 113692, 113688, 113687, 212820, 212839 og 212840

Avgrensingen er vist i **Error! Reference source not found.**.



Figur 5-2: Kart over delområde KM01 Eldfjellsveien.

Beskrivelse

Det er registrert flere steinalderlokaliteter langs Eldsfjellsveien og til dels langs Dalaelva. Ingen av de registrerte boplassene har gitt diagnostiske funn, men det er sannsynlig at de skriver seg fra eldre steinalder. Samtlige er automatisk fredet.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-2: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM01.

Verdivurdering: Delområde KM01 Eldfjellsveien					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Steinalderlokalitetene er automatisk fredet og vurderes å ha stor kunnskapsverdi. Verdien settes til **stor**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Fylkeskommunen peker på at foreslått plangrense for anleggsveien/Eldfjellsveien berører sikringssonen rundt den ene av steinalderlokalitetene (113693), men ikke selve lokaliteten. Øvrige lokaliteter blir ikke vesentlig mer påvirket enn i dag. Påvirkningen av tiltaket på delområdet som helhet settes derfor til **ubetydelig**.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

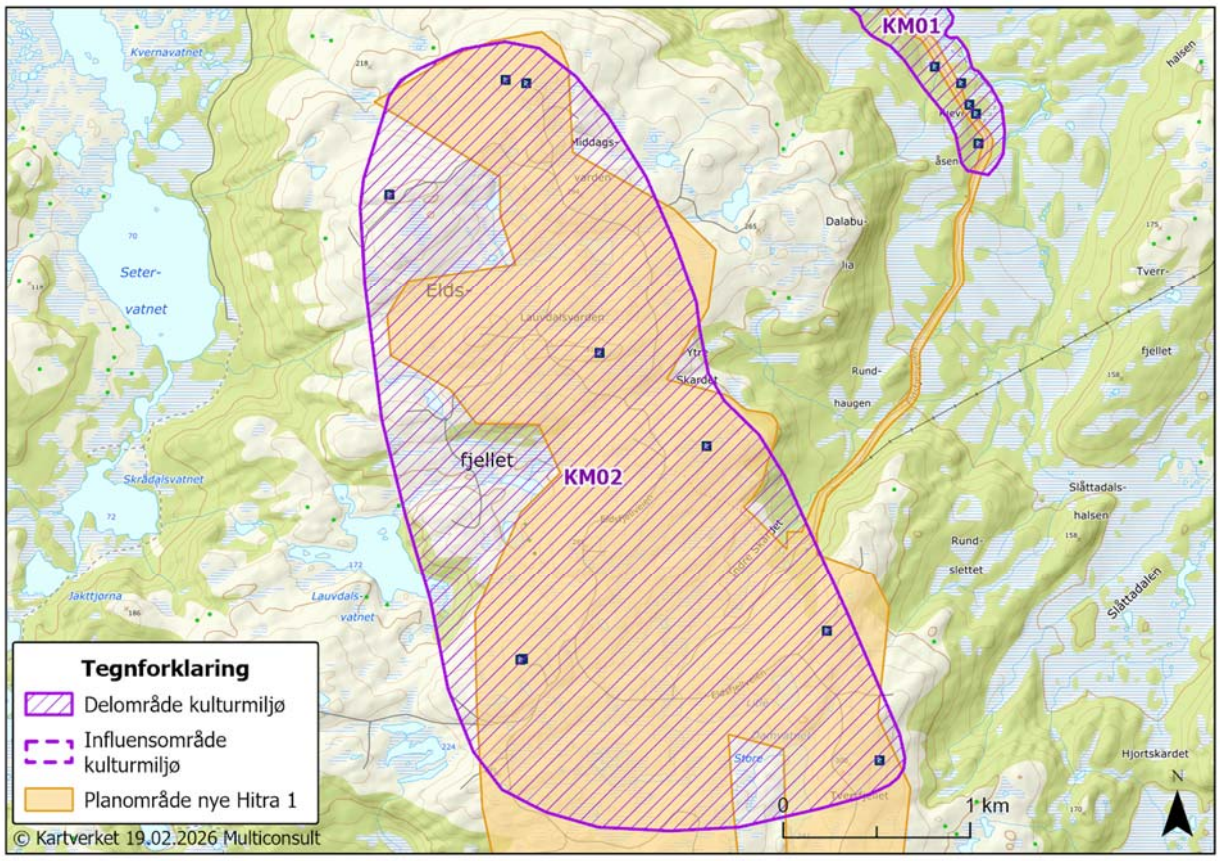
5.2.2 Delområde KM02 Eldsfjellet

Avgrensning

Delområdet omfatter lokalitetene med id 330174-75, 330190-93, 330195 og 331039.

Det er vurdert som hensiktsmessig å slå lokalitetene sammen til ett delområde.

Avgrensingen er vist i figur 5-3.



Figur 5-3: Kart over delområde KM02 Eldsfjellet.

Beskrivelse

Innenfor delområdet befinner det seg en rekke registrerte lokaliteter med ulik vernestatus. Tre buestillinger (330174, 330175 og 331039) er vurdert som automatisk fredet, de øvrige er varder uten formell vernestatus (330190-95). Den ene varden (Lauvdalsvarden, 330193) skriver seg trolig fra geografisk oppmålingsarbeid, kanskje i 1850-årene. En annen av de registrerte vardene (330192) kan ha samme bakgrunn, eller det kan være tale om restene av en eldre vete.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-3: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM02.

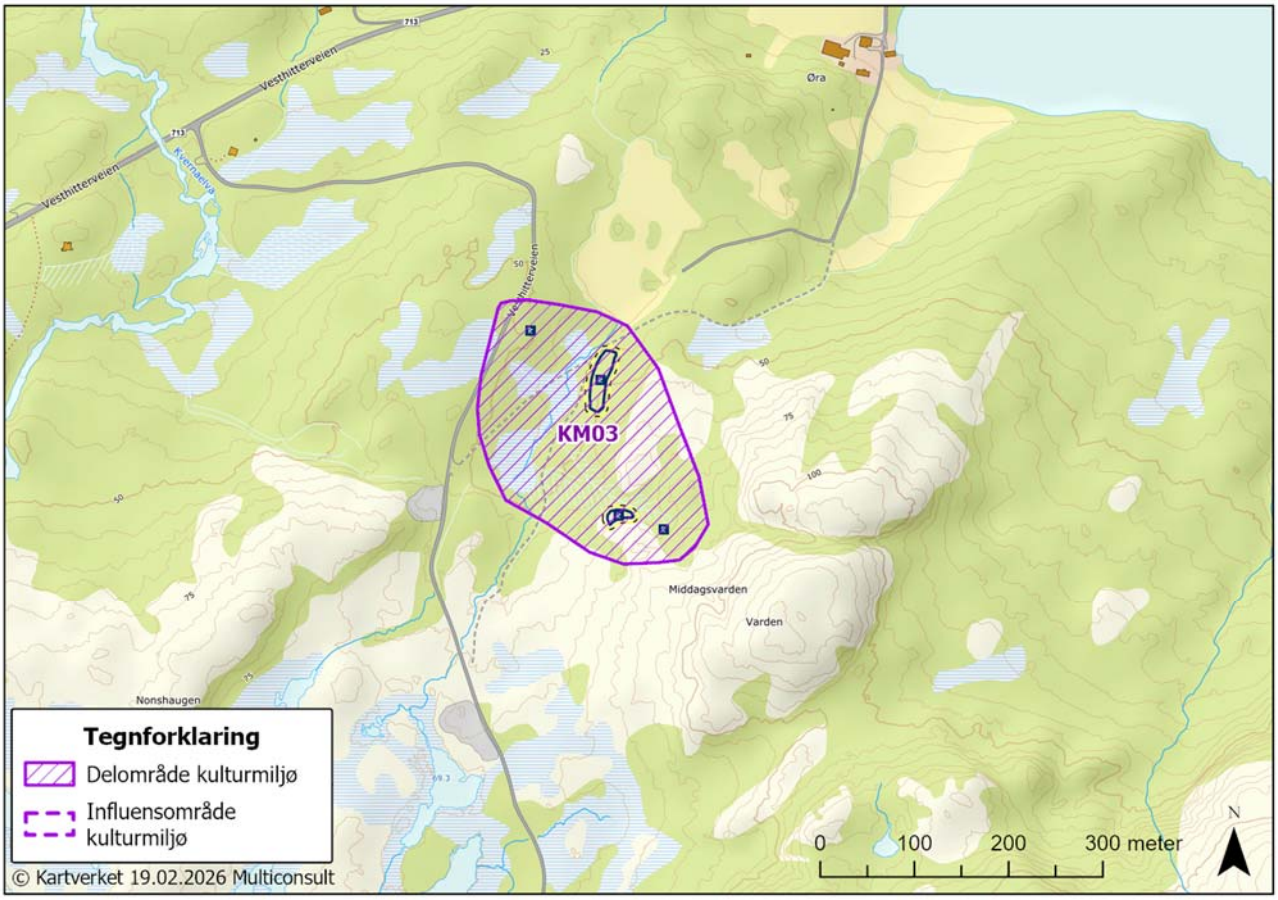
Verdivurdering: Delområde KM02 Eldsfjellet					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Tre av lokalitetene i delområdet er automatisk fredet, de øvrig er uten vernestatus. De automatisk fredete buestillingene er til dels dårlig bevart og representerer en utbredt og godt kjent kulturminnetype. Verdien settes til **middels**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som **ubetydelig**. Lokalitetene ligger innenfor dagens vindparkareal.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

5.2.3 Delområde KM03 Øra

Avgrensning

Delområdet omfatter to automatisk fredete steinalderlokaliteter, registrert med id 113701 og 113702 i Askeladden, samt to lokaliteter (løsfunn) med uavklart vernestatus.

Avgrensingen er vist i figur 5-4.



Figur 5-4: Kart over delområde KM03 Øra.

Beskrivelse

Steinalderlokaliteter, påvist ved fylkeskommunens registrering i 2000. Innenfor delområdet befinner det seg også to lokaliteter påvist ved prøvestikking, men som er angitt i Askeladden som løsfunn med uavklart vernestatus.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-4: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM03.

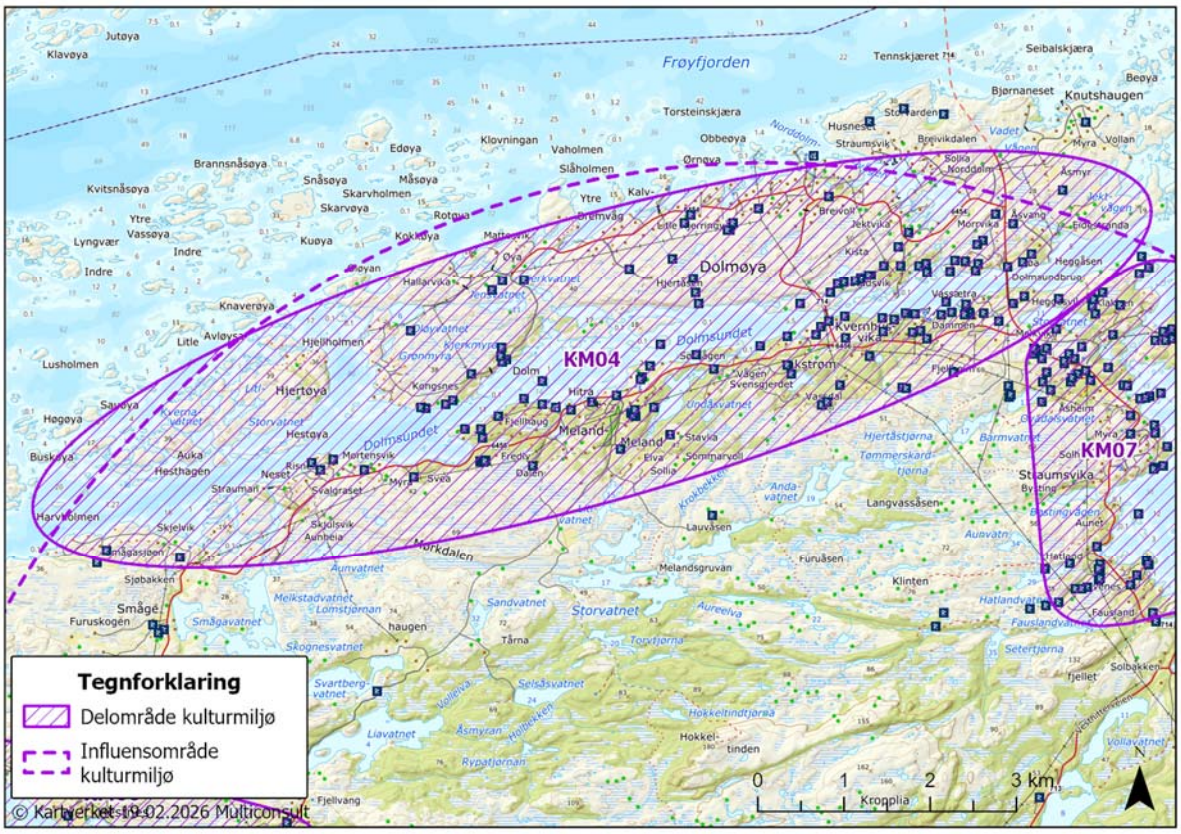
Verdivurdering: Delområde KM03 Øra					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Selv om de registrerte lokalitetene er automatisk fredet, representerer de ikke et samlet miljø, slik som KM01. De har først og fremst en viss kunnskapsverdi. Verdien settes til **middels**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Påvirkningen av tiltaket vurderes som **ubetydelig**. Boplassene er ikke synlige på markoverflaten, og blir ikke påvirket av planlagte tiltak mer enn i dag.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

5.2.4 Delområde KM04 Dolmsundet

Avgrensning

Delområdet omfatter sundet og et areal på hver side av dette.

Avgrensingen er vist i figur 5-5.



Figur 5-5: Kart over delområde KM04 Dolmsundet.

Beskrivelse

Kommunens kulturminneplan peker på at Dolmsundet «er et kulturminneområde av nasjonal verdi, og her er enkelte områder avsatt med hensynsone for bevaring av kulturmiljø og enkelte områder avsatt for bevaring av naturmiljø».

Sundet ligger som en «kanal» mellom Dolmøya og «Fastlands»-Hitra. På begge sider av sundet er tettheten av registrerte kulturminner betydelig. De eldste sporene etter mennesker her tilhører Fosnatradisjonen i eldre steinalder, og det er påvist flere boplasser fra steinalder.

Spesiell er også mengden av gravrøyser, ikke minst på holmer og skjær. Her er dessuten Dolm middelalderkirke, tuftene etter den gamle prestegården samme sted og den listeførte Hitra kirke. Kommunens kulturminneplan trekker videre fram bygningsmiljøene på Sveen ved Melandsjøen og på Hjertøya, samt det tidligere handelsstedet Hopsjøen.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-5: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM04 Dolmsundet.

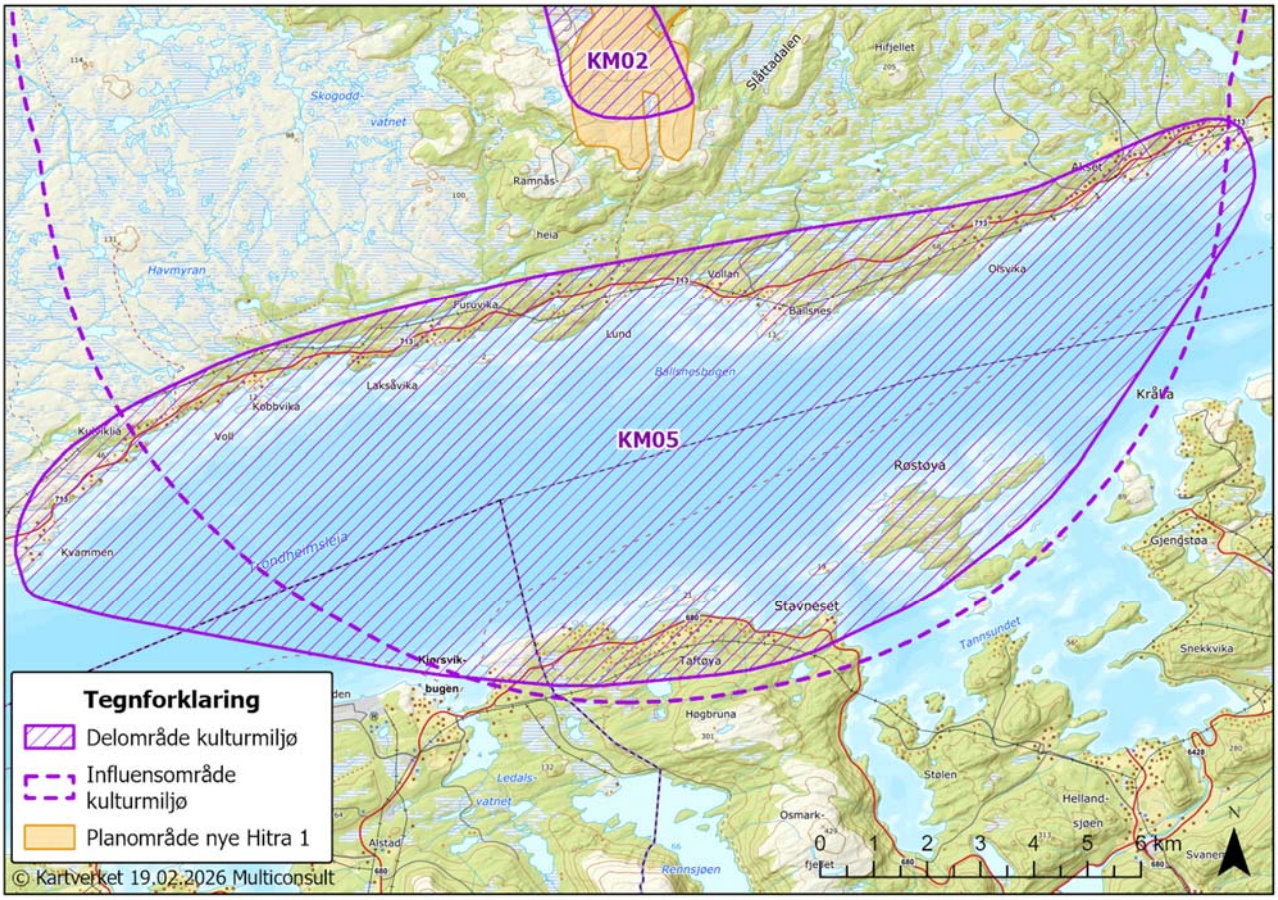
Verdivurdering: Delområde KM04 Dolmsundet					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet har mange automatisk fredete kulturminner, og det er høyt prioritert i Hitra kommunes kulturminneplan. Området er dessuten trukket fram i Trøndelag fylkeskommunes regionalplan for kulturminner. Verdien settes til **stor**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Delområdet blir ikke direkte påvirket av det foreslåtte tiltaket. Dagens kraftverk er synlig fra vesentlige deler av kulturmiljøet, først og fremst på nordsiden av sundet. Teoretisk synlighetsmodell viser at det er svært stor grad av sammenfall mellom de delene av kulturmiljøet som kraftverket er synlig fra i dag på den ene siden, og de som blir visuelt påvirket av nye Hitra 1. Påvirkningen settes derfor til **ubetydelig**.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

5.2.5 Delområde KM05 Trondheimsleia

Avgrensning

Delområdet omfatter Trondheimsleia og et areal på hver side av dette.

Avgrensingen er vist i figur 5-6.



Figur 5-6: Kart over delområde KM05 Trondheimsleia.

Beskrivelse

Trondheimsleia eller «Skeiet» mellom Hitra og fastlandet har vært del av hovedleden langs kysten og inn til Trondheimsfjorden i århundrer. Det er spredte registreringer i delområdet, flest ved Akset/Hamna, både gravminner, hellere og steinalderlokaliteter. Lenger vest i delområdet er den kjente steinalderlokaliteten (helleren) på Balsnes, som blant annet ga funn av det som den gang (på 1930-tallet) var et av de eldste sporene etter korndyrking i Norge (Petersen 1935). Av interesse er også det nedlagte kirkestedet nord på Magerøya og gravrøysene der, samt liknende røyser på Røstøya og ved Taftøysundet.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-6: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM05 Trondheimsleia.

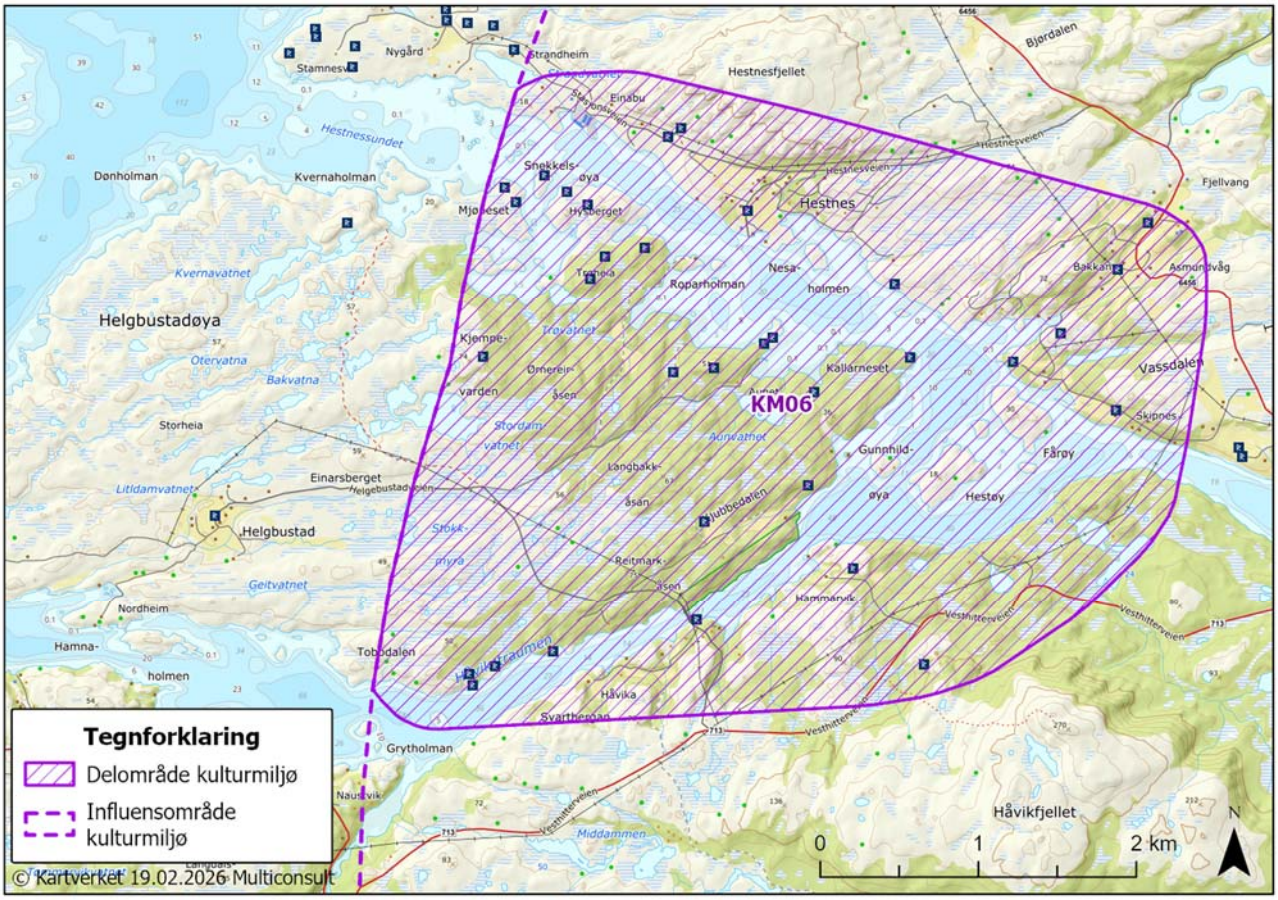
Verdivurdering: Delområde KM05 Trondheimsleia					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet rommer viktige automatisk fredete kulturminner, men størst interesse er knyttet til selve farleia som kulturmiljø. Verdien settes til **stor**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Delområdet blir ikke direkte påvirket av det foreslåtte tiltaket. Dagens kraftverk er synlig fra vesentlige deler av kulturmiljøet, først og fremst fra selve Trondheimleia og fra fastlandet. Teoretisk synlighetsmodell viser at det er svært stor grad av sammenfall mellom de delene av kulturmiljøet som kraftverket er synlig fra i dag på den ene siden, og de som blir visuelt påvirket av nye Hitra 1. Påvirkningen settes derfor til **ubetydelig**.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

5.2.6 Delområde KM06 Helgebostadøya/Hestnessundet

Avgrensning

Delområdet omfatter en del av Helgebostadøya og arealer på begge sider av Hestnessundet.

Avgrensingen er vist i figur 5-7.



Figur 5-7: Kart over delområde KM06 Helgebostadøya/Hestnessundet.

Beskrivelse

Det er betydelig tetthet av gravrøyser langs sundet, her som ellers i Hitra og ved innløpet til Trondheimsfjorden mer generelt. Innenfor delområdet ligger også Hestneshola, lenge en nøkkellokalitet innenfor huleforskningen, med spor etter langvarig bosetting i stein-, bronse- og jernalder (Petersen 1910).

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-7: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM06 Helgebostadøya/Hestnessundet.

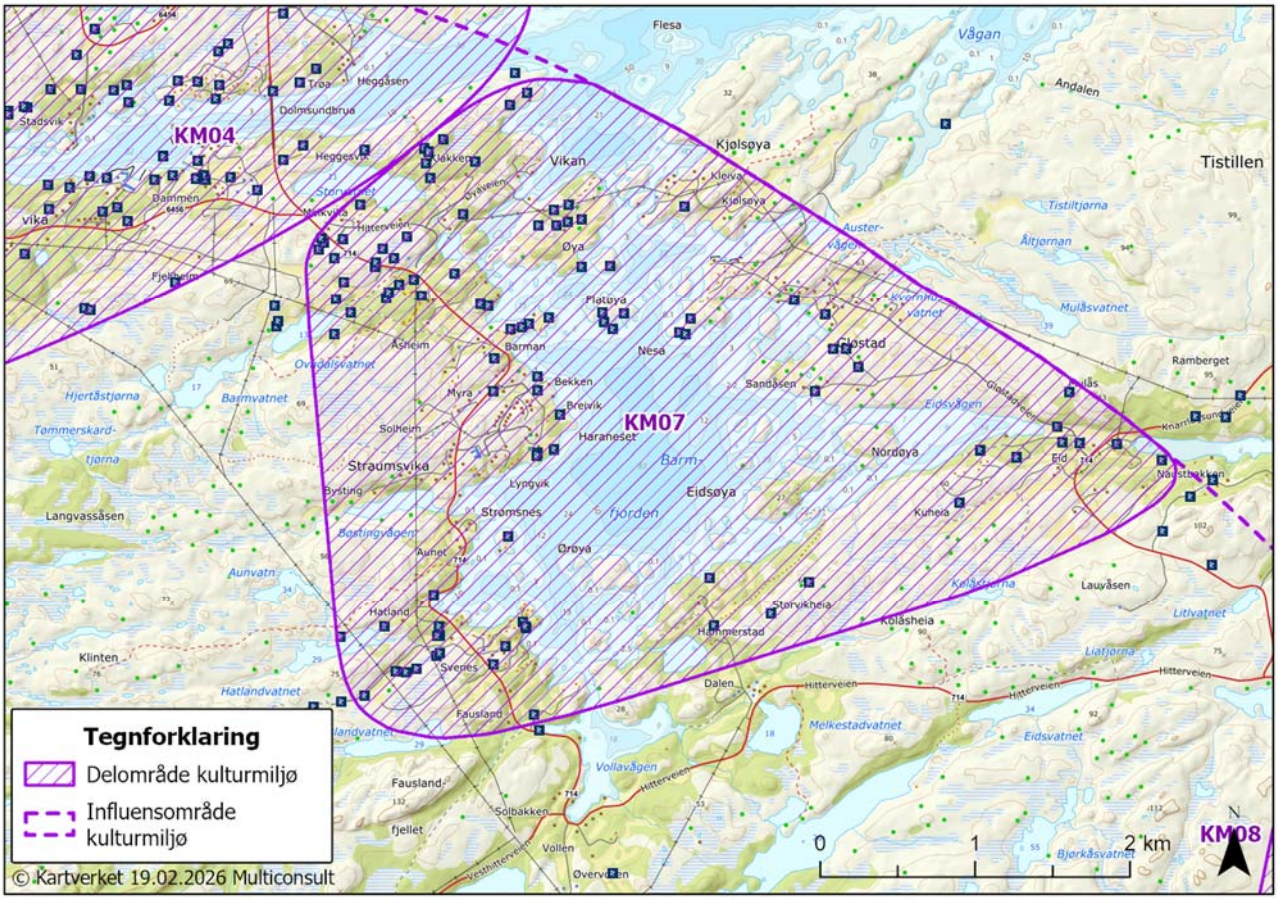
Verdivurdering: Delområde KM06 Helgebostadøya/Hestnessundet					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet rommer mange og viktige automatisk fredete kulturminner, og de er bare i mindre grad påvirket av moderne utbygging infrastruktur. Verdien settes til **stor**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Delområdet blir ikke direkte påvirket av det foreslåtte tiltaket. Dagens kraftverk er synlig fra deler av kulturmiljøet, først og fremst i nord. Teoretisk synlighetsmodell viser at det er svært stor grad av sammenfall mellom de delene av kulturmiljøet som kraftverket er synlig fra i dag på den ene siden, og de som blir visuelt påvirket av nye Hitra 1. Påvirkningen settes derfor til **ubetydelig**.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

5.2.7 Delområde KM07 Barmfjorden

Avgrensning

Delområdet omfatter arealer på begge siden av fjorden.

Avgrensingen er vist i figur 5-8.



Figur 5-8: Kart over delområde KM07 Barmfjorden.

Beskrivelse

Delområdet har mange gravrøyser på nes og holmer, og gravfelt på Eid. Her er også registrerte steinalderlokaliteter, som ved Barman. Storstraumen er prioritert i kommunens kulturminneplan.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-8: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM07 Barmfjorden.

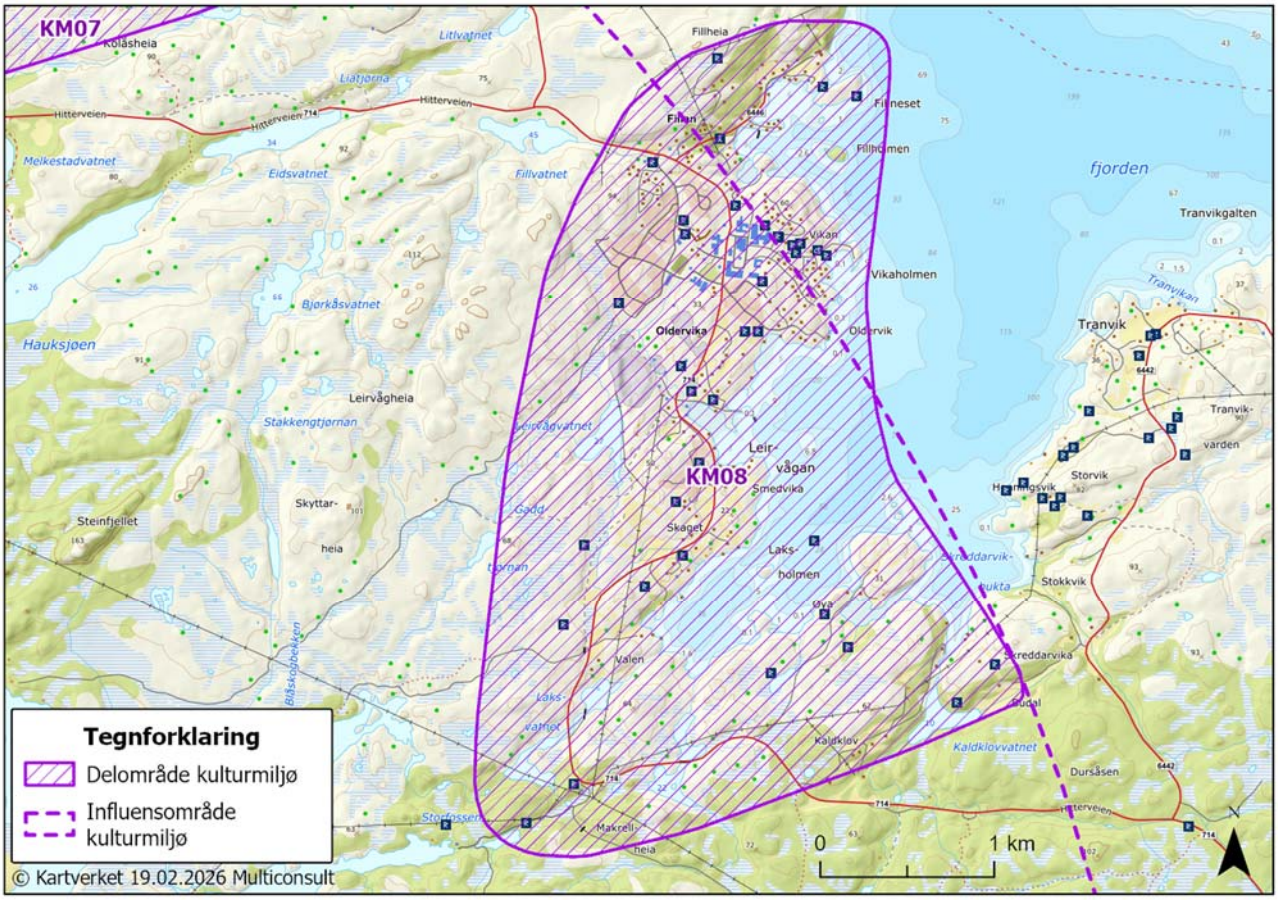
Verdivurdering: Delområde KM07 Barmfjorden					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet rommer mange og viktige automatisk fredete kulturminner, og de er bare i mindre grad forstyrret av utbygging og nyere infrastruktur. Verdien settes til **stor**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Delområdet blir ikke direkte påvirket av det foreslåtte tiltaket. Dagens kraftverk er synlig fra vesentlige deler av kulturmiljøet, først og fremst fra selve Trondheimleia og fra fastlandet. Teoretisk synlighetsmodell viser at det er svært stor grad av sammenfall mellom de delene av kulturmiljøet som kraftverket er synlig fra i dag på den ene siden, og de som blir visuelt påvirket av nye Hitra 1. Påvirkningen settes derfor til **ubetydelig**.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

5.2.8 Delområde KM08 Fillfjorden

Avgrensning

Delområdet omfatter først og fremst arealer på vestsiden av fjorden.

Avgrensingen er vist i figur 5-9.



Figur 5-9: Kart over delområde KM08 Fillfjorden.

Beskrivelse

En del registrerte kulturminner på Fillan og Vikan, først og fremst steinalderlokaliteter. Her er også den listeførte Fillan kirke.

Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområdet

Tabell 5-9: Vurdering av verdi, påvirkning og konsekvens for delområde KM08 Fillfjorden.

Verdivurdering: Delområde KM08 Fillfjorden					
Uten betydning	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi	
▲ Delområdet har flere registrerte kulturminner, men er også svært preget av kommunesenteret i Fillan og annen utbygging. Verdien settes til **middels**.					
Tiltakets påvirkning					
Utbyggings-alternativ	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Alt. 1	▲ Delområdet blir ikke direkte påvirket av det foreslåtte tiltaket. Dagens kraftverk er synlig fra vesentlige deler av kulturmiljøet, først og fremst fra selve Trondheimleia og fra fastlandet. Teoretisk synlighetsmodell viser at det er svært stor grad av sammenfall mellom de delene av kulturmiljøet som kraftverket er synlig fra i dag på den ene siden, og de som blir visuelt påvirket av nye Hitra 1. Påvirkningen settes derfor til **ubetydelig**.				
	Forbedret	Ubetydelig endring	Noe forringet	Forringet	Sterkt forringet
Tiltakets konsekvens					
Utbyggings-alternativ	+++/++++	+/++	0	-	- -	- - -	- - - -
Alt. 1	▲ **Ubetydelig konsekvens** for delområdet (0).				

6 Trinn 2: Konsekvens av alternativer

6.1 Sammenstilling av konsekvenser

Det er gjort en sammenlikning av dagens Hitra 1 mot Nye Hitra 1 i sammenstillingen under, formelt sett via en mellomliggende sammenligning av nullalternativet/referansetilstanden mot dagens situasjon (alternativ NÅ). Dette er en forenklet vurdering som ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet, og den er derfor ikke detaljert omtalt i den tabellariske gjennomgangen av hvert enkelt delområde i kapittel 5. Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det Nye Hitra 1. Mindre og flere vindturbiner sammenlignet med større og færre utgjør liten forskjell for de fleste delområder. Med tanke på samlet belastning kan Nye Hitra 1 i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som alt er der i dagens situasjon.

Sammenstilling av konsekvenser for ulike alternativer er vist i tabell 6-1.

Tabell 6-1: Oppsummering av konsekvens og samlet vurdering for de ulike alternativene.

Delområder	**Alt. 0** **Etter fjerning av dagens Hitra 1**	**Alt. 1** **Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet**	**Alt. NÅ** **Dagens situasjon med dagens Hitra 1**	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** **Forskjell dagens Hitra 1 og nye Hitra 1**
Delområde KM01	0	0	0	0
Delområde KM02	0	0	0	0
Delområde KM03	0	0	0	0
Delområde KM04	0	0	0	0
Delområde KM05	0	0	0	0
Delområde KM06	0	0	0	0
Delområde KM07	0	0	0	0
Delområde KM08	0	0	0	0
Samlet vurdering	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning
Begrunnelse for samlet konsekvensgrad	Som i dag, men med noe mindre arealbeslag	Ingen vesentlige konsekvenser	Ingen vesentlige konsekvenser	Ingen vesentlige konsekvenser
Rangering	1	2	(Ikke reelt alternativ)	(Ikke reelt alternativ)
Begrunnelser for rangering		Utbyggingsalternativet vurderes temmelig likt med nullalternativet for fagtemaet. Når de likevel rangeres ulikt, skyldes det a) at alt. 1 kan medføre en viss grad av konflikt med KM01, mens b) nullalternativet innebærer noe mindre arealbeslag enn i dag	-	-

6.2 Rangering av alternativer

Tiltaket vurderes å ha uvesentlige konsekvenser i forhold til fagtemaet.

6.3 Usikkerhet

Selv om det er gjennomført lovpålagte arkeologiske undersøkelser i området, kan hittil ukjente kulturminner bli avdekket i forbindelse med gjennomføringen av anleggsperioden. Det gjelder først og fremst anleggsveien. Arbeidet vil i så tilfelle måtte stanses og vurdering gjøres av regional kulturminnemyndighet, fylkeskommunen.

Hvordan effekten av tiltaket vil kunne virke inn på kulturminnene vil kunne oppleves subjektivt, men har med tilknytning til og kunnskap om kulturminnet å gjøre. Kulturminnemyndigheten skal operere med informerte, men likevel vektede vurderinger utfra sitt forvaltningsstandpunkt. Disse kan avvike fra konklusjonene i dette dokumentet.

7 Referanser

Databaser
Askeladden: www.askeladden.ra.no
Kulturminnesøk: www.kulturminnesøk.no
Unimus: www.unimus.no

Planer og veiledere
Hitra kommune 2020. *Plan for kulturminner*, 2020-2023.
Häggström, Leif 2013. *Vindkraft & kulturmiljö. Vindkraftens påverkan på kulturmiljön – metoder och exempel*. Naturvårdsverket.
Klima- og miljødepartementet 2021. *Nasjonale og vesentlige regionale interesser på miljøområdet – klargjøring av miljøforvaltningens innsigelsespraksis*.
Klima- og miljødepartementet og Kommunal- og distriktsdepartementet 2021. *Forskrift om konsekvensutredninger*.
Miljødirektoratet 2019. *Konsekvensutredninger: anerkjent metodikk og databaser for innhenting av data*.
Miljødirektoratet 2023. *Konsekvensutredninger for klima og miljø. Veileder* M-1941.
Norges vassdrags- og energidirektorat 2008. *Visuell innvirkning av vindkraftanlegg og kraftledninger på kulturminner og kulturmiljø*. NVE-veileder 3-2008.
Trøndelag fylkeskommune 2021. *Mangfoldige Trøndelag – oversikt over regionalt og nasjonalt verneverdige kulturmiljø, kulturlandskap og fartøy*. Vedlegg til Regional plan for kulturmiljø i Trøndelag 2022–2030.

Rapporter
Pettersen, Kristian 1999. *Tilleggsregistreringer på Hitra i forb. med KU for vindkraftverk på Eldsfjellet*. Sør-Trøndelag fylkeskommune.
Pettersen, Kristian 2010. *Arkeologiske registreringer langs vei til Eldsfjellet vindmøllepark 2004*. Sør-Trøndelag fylkeskommune.
Trøndelag fylkeskommune 2025. *Hitra kommune. Tilbakemelding etter gjennomført arkeologisk registrering i forbindelse med områderegulering for Nye Hitra 1 Vindpark*.

Litteratur
Fugelsøy, Maurits 1958. *Hitra: Øya og folket 1*. Hitra: Hitra-kommunene.
Håkon Hermanstrand 2017. Sørsamisk mangfold – «Findstue» og «Søfinnerne». Forskning.no: https://blogg.forskning.no/i-grenseland-sorsamisk-i-midt-norge/sorsamisk-mangfold--findstue-og-sofinnerne/1097155, lest 18.02.2026.
Kulturutvalget, Hitra kommune 1975. *Kulturminner på Hitra*. Hitra: Hitra kommune.
Theodor Petersen 1910. *Hestneshulen. Beretning om undersøkelsen av en forhistorisk boplads paa Hitteren*. Trondhjem: DKNVS.
Theodor Petersen 1935. *Et forhistorisk hvetefund fra en boplass på Hitra, Sørtrøndelag*. Trondheim: DKNVS.
Sylvester, Morten 2005. Sjømannens gjestebok. *Spor* 2-05, s. 18-21.
Walberg, Øystein 2007. Varsel om ufredstider i gamle dager. *Årbok Nord-Trøndelag historielag* 2007. s. 155-174.

Vedlegg 1 – Trøndelag fylkeskommune 2025. Tilbakemelding etter gjennomført arkeologisk registrering i forbindelse med områderegulering for Nye Hitra 1 Vindpark

Trøndelag fylkeskommune
Tröndelagen fylhkentjïelte
Seksjon Kulturminner

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT (NVE)
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Vår dato:	04.06.2025	**Vår referanse:**	202510466-7	**Vår saksbehandler:**
Deres dato:		**Deres referanse:**	202501542	Anne Haug

Hitra kommune. Tilbakemelding etter gjennomført arkeologisk registrering i forbindelse med områderegulering for Nye Hitra 1 Vindpark.

Trøndelag fylkeskommune har utført den varslede arkeologiske registreringen i forbindelse med områderegulering – Nye Hitra 1 vindpark, Hitra kommune.

Det er tidligere gjennomført arkeologiske registreringer i forbindelse med Hitra 1 og 2 i 1999, 2000 og 2010. I forbindelse med disse registreringene ble det registrert i alt 12 steinalderlokaliteter langs plangrensen for anleggsveien. Disse har Askeladden id 113690,113685, 113691, 113686, 113693, 113689. 113692, 113688, 113687, 212820, 212839 og 212840. Alle lokalitetene er automatisk fredet. Det ble i liten grad gjennomført registreringer på Eldsfjellet.

Fokus for denne registreringen var en kontrollregistrering av kjente lokaliteter og om mulig avdekke nye lokaliteter. Selv om Nye Hitra 1 i store trekk skal holde seg til dagens infrastruktur og de samme plangrensen som for 25 år siden, vil det likevel være behov for noe utvidelse av anleggsveien, samt etablering av nye mastefester oppe på Eldsfjellet til de nye vindturbinene. Vi ønsket i tillegg å gjennomføre en mer systematisk registering oppe på Eldsfjellet med fokus på nye mastefester.

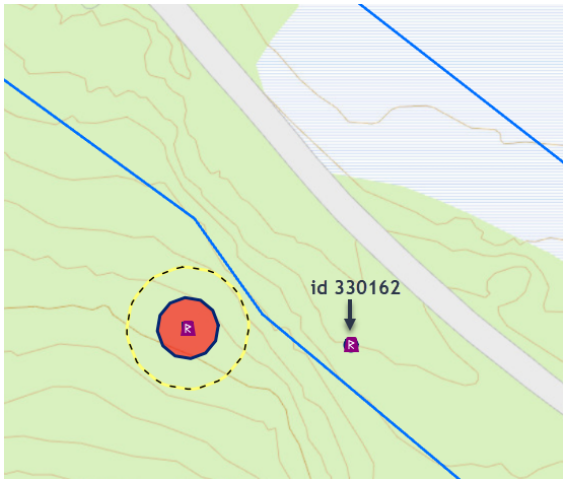
Den arkeologiske registreringen ble gjennomført i uke 20 og 21.
Nedenfor følger en liste over nye funn som ble gjort:

- AID 330162 – Funnsted for flintavslag – Løsfunn / uten vern
- AID 330164 – Funnsted for flintavslag – Løsfunn / uten vern
- AID 113693 – Steinalderlokalitet registrert i 2000 – utvidet lokalitetsgeometri med to positive prøvestikk – Automatisk fredet
- AID 330174 – Bogastelle – Automatisk fredet
- AID 330175 – Bogastelle – Automatisk fredet
- AID 330190 – Varde – uten vern
- AID 330191 – Varde – uten vern
- AID 330192 – Varde – uten vern

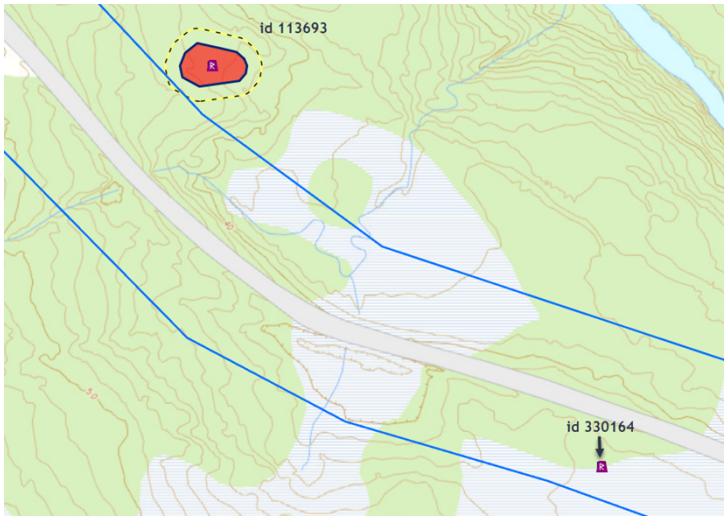
- AID 330193 – Varde – uten vern
- AID 330194 – Varde – uten vern
- AID 330195 – Varde – uten vern

Kulturminnene er lagt inn i Riksantikvarens nasjonale kulturminnedatabase Askeladden. Kartfestingen er digitalt tilgjengelig gjennom Askeladdens WMS-tjeneste.

Kommentarer til nye funnområder
De to funnstedene for flint AID 330162 og 330164 består av enkeltstående prøvestikk med funn av flintavslag. Etter vår vurdering er funnstedene ikke tilstrekkelig til å kvalifisere for en lokalitet med sikringssone, og funnene er lagt inn i Askeladden som *Funnsted – Ikke fredet.* Dette betyr at funnstedet ikke vil være til hinder for en utvidelse av veien jf. den planavgrensningen vi har registrert i forhold til.
Vi gjør likevel oppmerksom på at begge funnstedene ligger i nærheten av allerede registrerte lokaliteter med automatisk fredning.



Id 330162 =Funnsted for flint

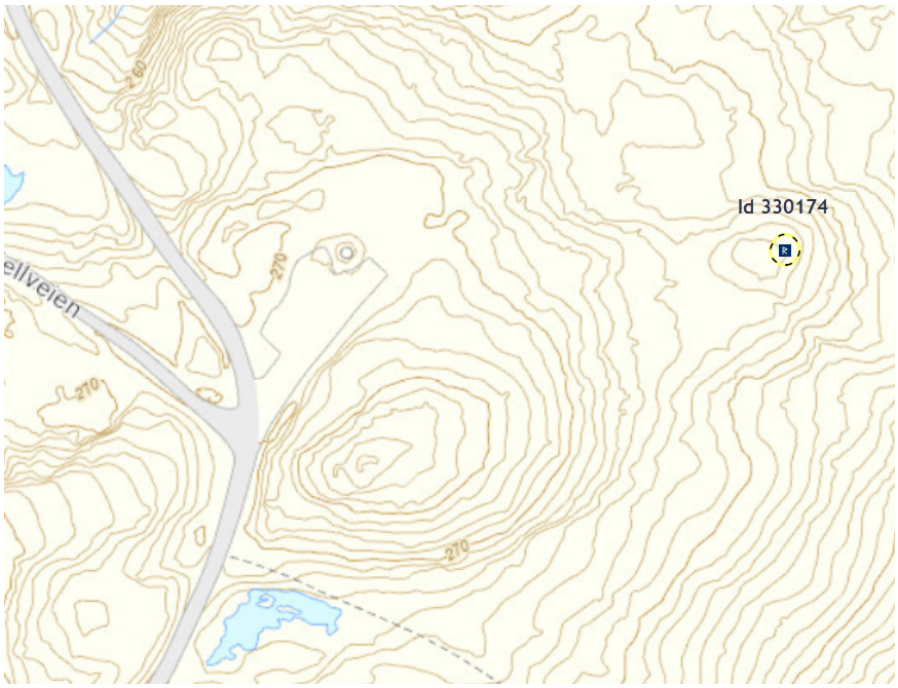


Id 113983 = utvidet geometri for steinalderlokalitet registrert i 2000

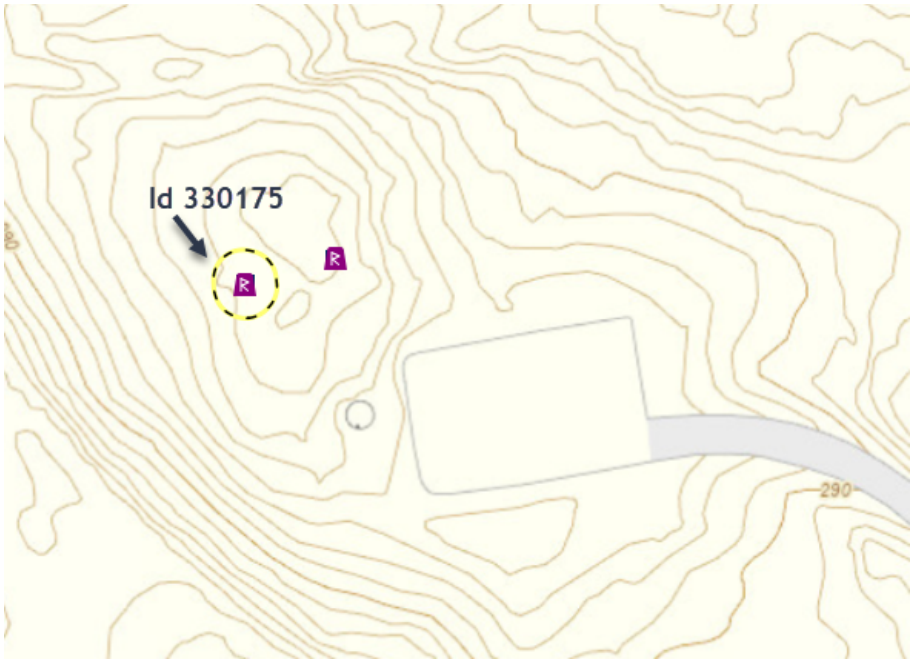
Id 330164= Funnsted for flint

Når det gjelder AID 113693 ble det gjort funn av flintavslag i to prøvestikk og lokalitetsgeometri er derfor utvidet til å dekke disse. Så vidt vi kan se vil plangrense for anleggsveien ved utvidelse av lokaliteten gå litt inn i sikringssonen, og det må søkes om dispensasjon for inngrep i sikringssone hvis veien må utvides akkurat her. Dette anser vi som uproblematisk, men en dispensasjon må gis.

Det ble videre gjort funn av 2 bogasteller oppe på Eldsfjellet AID 330174 og 330175. Begge er lagt opp med stein i en tydelig hesteskoform, men noe utrast og mosegrodd. Bogasteller av denne typen har vært i bruk helt fra steinalder og opp til moderne tid. Bogastellene ble ofte brukt i kombinasjon med andre fangstanlegg, for eksempel ledegjerder. Da kunne jegeren ligge i ly med pil og bue eller armbrøst for å komme tett på dyra.
Bogastellene kan være vanskelig å datere da de har sett lik ut over lang tid, men det er sannsynlig at de går tilbake til jernalder / middelalder og før man begynte med krutt. Begge bogastellene er lagt inn med automatisk fredning og vi håper de kan tas vare på innenfor planen. Hvis ikke må det søkes om tillatelse til inngrep for disse.



Id 330174 = Bogastelle



Id 330175 = Bogastelle

I tillegg er det registrert 6 varder på toppen av Eldsfellet. Disse er lagt inn som arkeologisk minne uten automatisk vern. Vi viser til kulturminnedatabasen Askeladden for plassering av disse. Vi anmoder om bevaring hvis mulig, men ettersom vardene ikke er automatisk fredet, kan vi ikke kreve dette.

I tillegg til nye registrerte kulturminner som er beskrevet her, viser vi til allerede kjente automatisk fredete kulturminner som ligger i Askeladden.

Hvis det er behov for sosi/ shapefiler for kulturminnene så gi oss beskjed så skal vi sende det over til dere, men ellers viser vi til Askeladden sin VMS – tjeneste for de opplistede kulturminner.

Behov for en mindre tilleggsregistrering
I etterkant av registreringen har vi oppdaget et lite område SØ i planområdet ved Tverrfjellet som arkeologene ikke fikk tilgang til grunnet anleggsarbeid i området. Her finnes det eldre opplysninger om et mulig bogastelle som vi ønsker å sjekke ut ved anledning. Vi håper det er greit at vi tar kontakt med driftsleder Hugo Solbakken for tilgang til området. Når dette blir er vi litt usikre på enda, men vi vil ta det i forbindelse med et annet oppdrag på Hitra. Vi ber om tilbakemelding på at dette er i orden.

Handlingsalternativer
Det videre planarbeidet må ta hensyn til de registrerte kulturminnene. I slike tilfeller er det tre mulige handlingsalternativer;

• Alternativ 1: Kulturminnene sikres ved å regulere kulturminneområdet til bevaring gjennom bruk av hensynssoner

• Alternativ 2: Det søkes om dispensasjon fra fredningen for hele eller deler av kulturminneområdet slik at kulturminnene kan graves ut arkeologisk og området nyttes til andre formål.
• Alternativ 3: Området med kulturminner tas ut av planen.

Alternativ 1: Bevaring ved hensynssone d) H730
Det tas hensyn til de automatisk fredete kulturminnene som finnes innenfor planområdet gjennom å regulere selve kulturminnene og sikringssonen til hensynssone d) H730, båndlagt i henhold til kulturminneloven.
• Kulturminnene inkl. sikringssone skal merkes i plankartet som hensynssone d) H730 – båndlegging etter lov om kulturminner.
• I planbestemmelsene tas det inn en egen § under Hensynssoner:

> H730 - Båndlegging etter lov om kulturminner – Hensynssone d)
> *«Kulturminnene H730_1 er automatisk fredet etter kulturminnelovens § 4. Det samme er en sikringssone i et 5 meters bredt belte fra kulturminnenes ytterkant jfr. kulturminnelovens § 6. Inngrep i grunnen eller andre tiltak som kan virke inn på de automatisk fredete kulturminnene innenfor hensynssone H730 er ikke tillatt uten etter dispensasjon fra kulturminneloven. Søknad skal sendes regional kulturminneforvaltning i god tid før arbeidet er planlagt igangsatt.»*

Alternativ 2: Det søkes om dispensasjon fra fredningen. jf. kulturminnelovens § 8.4.
De påviste kulturminnene er automatisk fredet etter kulturminnelovens § 4 og det er forbud mot inngrep i automatisk fredete kulturminner, jf. kulturminnelovens § 3. Imidlertid foreligger det anledning til å søke om dispensasjon fra fredningsbestemmelsen for å få frigitt kulturminnene og bruke området til andre formål.

Dersom en reguleringsplan er i konflikt med automatisk fredete kulturminner skal det, i henhold til kulturminneloven § 8 fjerde ledd, i forbindelse med behandling av reguleringsplanen tas stilling til om det kan gis tillatelse til inngrep i automatisk fredete kulturminner som blir berørt av planen. Fylkeskommunen/Sametinget er rette myndighet til å fatte avgjørelse i slike saker, jf. forskrift om fastsetting av myndighet mv. etter kulturminneloven § 3 andre ledd.

Dersom tiltakshaver ønsker å søke om dispensasjon for en eller flere av de automatisk fredete kulturminnene, vil fylkeskommunen sette i gang en dispensasjonsbehandling når planen er ute på offentlig ettersyn. Fylkeskommunen oversender da saken til NTNU Vitenskapsmuseet og ber om en faglig tilrådning i saken, samt prosjektbeskrivelse og budsjett for en eventuell utgravning av kulturminnene. Fylkeskommunen avgjør så på bakgrunn av denne faglige tilrådningen og en helhetsvurdering av saken hvorvidt en dispensasjon kan gis, og eventuelt med hvilke vilkår. Spørsmålet om dispensasjon blir avgjort i fylkeskommunens endelige uttalelse til planen, og dispensasjonen skjer formelt først gjennom kommunens planvedtak.

Gis det *ikke* dispensasjon fra kulturminneloven må hele eller deler av områdene innenfor reguleringsplanen reguleres til hensynssone d) med formål bevaring, slik som foreslått under alternativ 1.

Vilkår ved eventuell dispensasjon
Vilkår for en dispensasjon vil ofte være krav om arkeologisk utgravning for å sikre kulturminnenes vitenskapelige kildeverdi før disse blir fjernet. En slik utgravning kan først skje etter at planen er vedtatt, men før man setter i gang med utbygging/tiltak.
I henhold til kulturminneloven § 10 skal arkeologiske granskinger bekostes av tiltakshaver. Riksantikvaren fatter vedtak etter kml § 10 etter at reguleringsplanen er vedtatt.

Utforming av reguleringsplankart og -bestemmelser
Finner fylkeskommunen at det kan gis dispensasjon fra den automatiske fredningen gjennom planvedtak må eventuelle vilkår i tilknytning til dispensasjonen tas inn i reguleringsbestemmelsene.

Normalt skal følgende tegnes i plankart og i reguleringsplanens bestemmelser:

- Kulturminnene med sikringssone skal merkes i plankartet som Bestemmelsesområde og gis nr. #km1.
- Følgende tekst skal tas inn i reguleringsplanens fellesbestemmelser:

> *«§ Arkeologiske utgravninger - bestemmelsesområde #km1: Før iverksettingen av tiltak i medhold av planen skal det foretas arkeologisk utgravning av de berørte automatisk fredete kulturminner id.xxxxx og som er markert som bestemmelsesområde #km1 i plankartet. Det skal tas kontakt med Trøndelag fylkeskommune i god tid før tiltaket skal gjennomføres slik at omfanget av den arkeologiske granskingen kan fastsettes.»*

Dersom fylkeskommunen innvilger dispensasjon uten vilkår om arkeologisk granskning, kan følgende tekst benyttes:

> *«Bestemmelsesområde #km XX og #km XX kan fjernes uten krav om arkeologiske undersøkelser.»*

Spørsmål?
Ta gjerne kontakt dersom det skulle være spørsmål eller behov for avklaringer eller råd i den videre prosessen. Dersom det er ønskelig å søke om dispensasjon for noen av kulturminnene, er det en fordel å opprette dialog om dette tidlig i prosessen.

Regning for utført feltarbeid og arkeologisk rapport ettersendes når dette er ferdigstilt.
Vi takker for et godt samarbeid så langt.

Med vennlig hilsen

Anne Haug
Seniorrådgiver/arkeolog

Dette dokumentet er elektronisk godkjent

Kopimottaker:
HITRA KOMMUNE

Fagrapport:

Landbruk

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk – KU – Landbruk

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

Landbruk

DATO / REVISJON: 16.03.2026 /01

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIM-RAP-005



Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-RAP-005
EMNE	Landbruk	TILGJENGELIGHET	
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Fredrik D. Vaadal
KOORDINATER	Sone: / Øst: / Nord:	ANSVARLIG ENHET	Naturressurser Midt
GNR./BNR./SNR.	/ /		

01	16.03.2026	Konsekvensutredning for landbruk m/mindre endringer	FDV	TRR	TRR
00	08.12.2025	Konsekvensutredning for landbruk	FDV	TRR	HAVF
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

0 Sammendrag 6
0.1 Utredningskrav 6
0.2 Kunnskapsgrunnlag 6
0.3 Konsekvensvurdering 6
0.3.1 Konsekvenser av alternativer 7
0.4 Midlertidige virkninger 8
0.5 Usikkerhet 8
0.6 Avbøtende tiltak og overvåkningsordninger 8
0.7 Oppfølgende undersøkelser 8
1 Bakgrunn og utredningskrav 9
1.1 Bakgrunn for planarbeidet 9
1.1.1 Prosjektmål 9
1.2 Planområdet 9
1.3 Utredningskrav 9
2 Metode og kunnskapsgrunnlag 10
2.1 Fagkompetanse 10
2.2 Definisjon og avgrensing 10
2.2.1 Definisjon av landbruk 10
2.2.2 Avgrensing mot andre fagtema 10
2.3 Metodens trinn 10
2.3.1 Trinn 1: Vurdering av konsekvens for delområder 11
2.3.2 Trinn 2: Konsekvenser av alternativer 16
2.3.3 Delrapportens presisering av metode 17
2.4 Kunnskap og kilder 17
2.5 Besvarelse av planprogram 18
2.5.1 Nullalternativet, temaspesifikke forhold 18
2.6 Influensområde 18
3 Nullalternativet 18
3.1 Miljøtilstand 20
3.2 Planer 20
4 Alternativ 1 21
4.1 Planområdet, arealinngrep og komponenter 21
4.1.1 Planområdet 21
4.1.2 Valg av lokalitet 22
4.1.3 Arealinngrep 22
4.1.4 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 23
4.1.5 Andre vurderte utbyggingsalternativer 23
4.1.6 Anleggsgjennomføring 23
4.2 Kunnskapsgrunnlaget 23
4.2.1 Jordbruk 23
4.2.2 Utmark 27
4.2.3 Skogbruk 30
4.2.4 Tilleggsbemerkning dyrkbar jord og skogbruk 30
4.2.5 Utsjekk med Hitra kommune 30
4.2.6 Utsjekk med Hitra beitelag 31
4.3 Verdi 31
4.3.1 Delområder 31
4.3.2 Verdisetting 31
4.4 Påvirkning og konsekvens 32
4.4.1 Generelt om påvirkning 32
4.4.2 Påvirkning og konsekvens i driftsfasen 32
4.4.3 Oppsummering av påvirkning og konsekvens 33
4.4.4 Tiltakets påvirkning og konsekvens i anleggsfasen 33
4.5 Rangering av alternativer 33
5 Avbøtende tiltak 34
6 Usikkerheter og oppfølgende undersøkelser 34
6.1 Usikkerhet 34
6.2 Oppfølgende undersøkelser 34

0 Sammendrag

0.1 Utredningskrav

Utredningen for tema landbruk er utført etter metodikk beskrevet i Håndbok V712. I henhold til håndboka skal jordbruk behandles under ikke-prissatte konsekvenser, mens skogbruk behandles under prissatte konsekvenser.

Utredningen er utført av Multiconsult ved Fredrik D. Vaadal (Master i biovitenskap fra Nord universitet).

0.2 Kunnskapsgrunnlag

Kunnskapsgrunnlaget som er benyttet kommer fra følgende kilder;

- Norsk institutt for bioøkonomi (NIBIO) sin kartdatabase Kilden (https://kilden.nibio.no/)
- Kommunens nettsider
  - Beitebruksplan – Hitra kommune – 2021-2025
  - Mål og retningslinjer for forvaltning av hjorteviltet – 2025–2027
  - Forvaltningsplan for hjortevilt i Hitra kommune – 2018–2020
  - Hitra Utmarksråd
- Inatur.no
- Relevante planer
  - Kommuneplanens arealdel 2022-2034
  - Nye Hitra 1 Vindkraftverk
- Utsjekk med Hitra kommune v/landbruksrådgiver Maria Strøm omkring andre kilder til informasjon
- Utsjekk med Hitra beitelag v/ Aase Martinsen Haranes omkring beitebruk innenfor planområdet

Det er ikke foretatt egen befaring/kartlegging i forbindelse med utredning for landbruk.

Kunnskapsgrunnlaget vurderes som godt.

0.3 Konsekvensvurdering

Verdisatte delområder

Planområdet er ikke delt opp i delområder (se kapittel 2.5), og vurderes derfor som et enkeltområde.

NIBIOs tjeneste «Arealrapport» i Kilden er brukt for å fremheve jord- og skogbruksverdier. Totalt areal for kategoriene innen influensområdet er oppsummert i tabell 0-1tabell 4-1. I tillegg er området en del av Hitra beitelags beiteområde, uten at det er et prioritert område for beiting. Det er også noe aktivitet i form av jakt og fiske i tilknytning til planområdet.

Tabell 0-1: Areal i kategoriene fulldyrka jord, overflatedyrka jord, innmarksbeite, dyrkbar jord og produktiv skog innen planområdet. Areal er hentet fra Kildens tjeneste Arealrapport som er basert på AR5 og kartlaget dyrkbar jord.

	Fulldyrka jord (ARTYPE 21)	Overflatedyrka jord (ARTYPE 22)	Innmarksbeite (ARTYPE 23)	Dyrkbar jord	Produktiv skog
Areal i dekar	1,9	0	0	77,3	171,6

Jordbruk, skogbruk og bruk av utmark - verdivurderinger

Kartlaget «Verdiklasser basert på AR5 og DMK» fra NIBIO viser at fulldyrka areal i planområdet er av stor verdi. Ifølge kartlaget «Verdiklasser for dyrkbar jord» fra NIBIO er den dyrkbare jorden innen planområdet av noe verdi.

Skogbruksverdiene i planområdet som helhet vurderes til noe verdi, på bakgrunn av tilgjengelighet og bonitet, selv om de er begrenset til yttergrensen i planområdet og langs atkomstvei.

Beiteverdi og den næringsmessige betydningen for jakt og fiske (utmark) vurderes samlet sett til å ha en viss betydning, og utmarksverdiene vurderes derfor til å ha noe verdi.

0.3.1 Konsekvenser av alternativer

Konsekvensgraden vurderes i forhold til nullalternativet, referansealternativet som per definisjon har ingen konsekvens. Det er også vurdert konsekvensgrad i forhold til Alternativ NÅ.

Det er kun ett alternativ for vindkraftverk. Det er ingen alternativer for atkomstvei.

Den samlede konsekvensen for Alternativ 1 for tema landbruk vurderes å være ingen/ubetydelig konsekvens.

Tabell 0-2: Oppsummering av verdi, påvirkning og konsekvens for fagdeler underlagt fagtema landbruk i forhold til nullalternativet.

Fagdel	Verdi	Påvirkning	Konsekvens
Jordbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Utmark	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Skogbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Samlet = landbruk	**Noe verdi**	**Ubetydelig endring**	**Ubetydelig konsekvens**

Tabell 0-3: Oppsummering av verdi, påvirkning og konsekvens for fagdeler underlagt fagtema landbruk i forhold til Alternativ NÅ.

Fagdel	Verdi	Påvirkning	Konsekvens
Jordbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Utmark	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Skogbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Samlet = landbruk	**Noe verdi**	**Ubetydelig endring**	**Ubetydelig konsekvens**

0.4 Midlertidige virkninger

I anleggsfasen forventes tiltak å medføre midlertidige arealbeslag, anleggstrafikk og støy. Deler av planområdet vil antagelig være utilgjengelig pga. økt trafikk og støy vil kunne medføre forstyrrelser og økt stressnivå for beitedyr, samt øke faren for påkjørsel og skader fra maskiner og utsyr. Avbøtende tiltak for å redusere negative virkninger i anleggs – og driftsfase er oppsummert i kapitel 5.

0.5 Usikkerhet

Det er knyttet noe usikkerhet til hvorvidt tiltak langs atkomstvei vil påvirke produktiv skog. Det er uansett vurdert at omfanget av eventuelle tiltak ikke vil medføre betydelige arealbeslag, som igjen ikke vil medføre store påvirkninger på eventuell produktiv skog som kan bli berørt.

Riggområder, midlertidige lagringsplasser er ikke avklart enda. Dette er i utgangspunktet midlertidige virkninger, men noen midlertidige tiltak kan medføre varige konsekvenser, f.eks. ved kjøreskader og pakking av jord som forringer jordkvaliteten.

0.6 Avbøtende tiltak og overvåkningsordninger

For å redusere negative virkninger, primært i anleggsfasen, anbefales følgende tiltak:

- Så langt som mulig minimere arealbeslag.
- Opprette et internkontrollsystem som sikrer at beitedyr har tilgang på drikkevann, både i drifts – og anleggsfase.

0.7 Oppfølgende undersøkelser

Det er vurdert dit at det ikke vil være behov for overvåkningsordninger/oppfølgende undersøkelser etter tiltaksgjennomføring for tema landbruk.

1 Bakgrunn og utredningskrav

1.1 Bakgrunn for planarbeidet

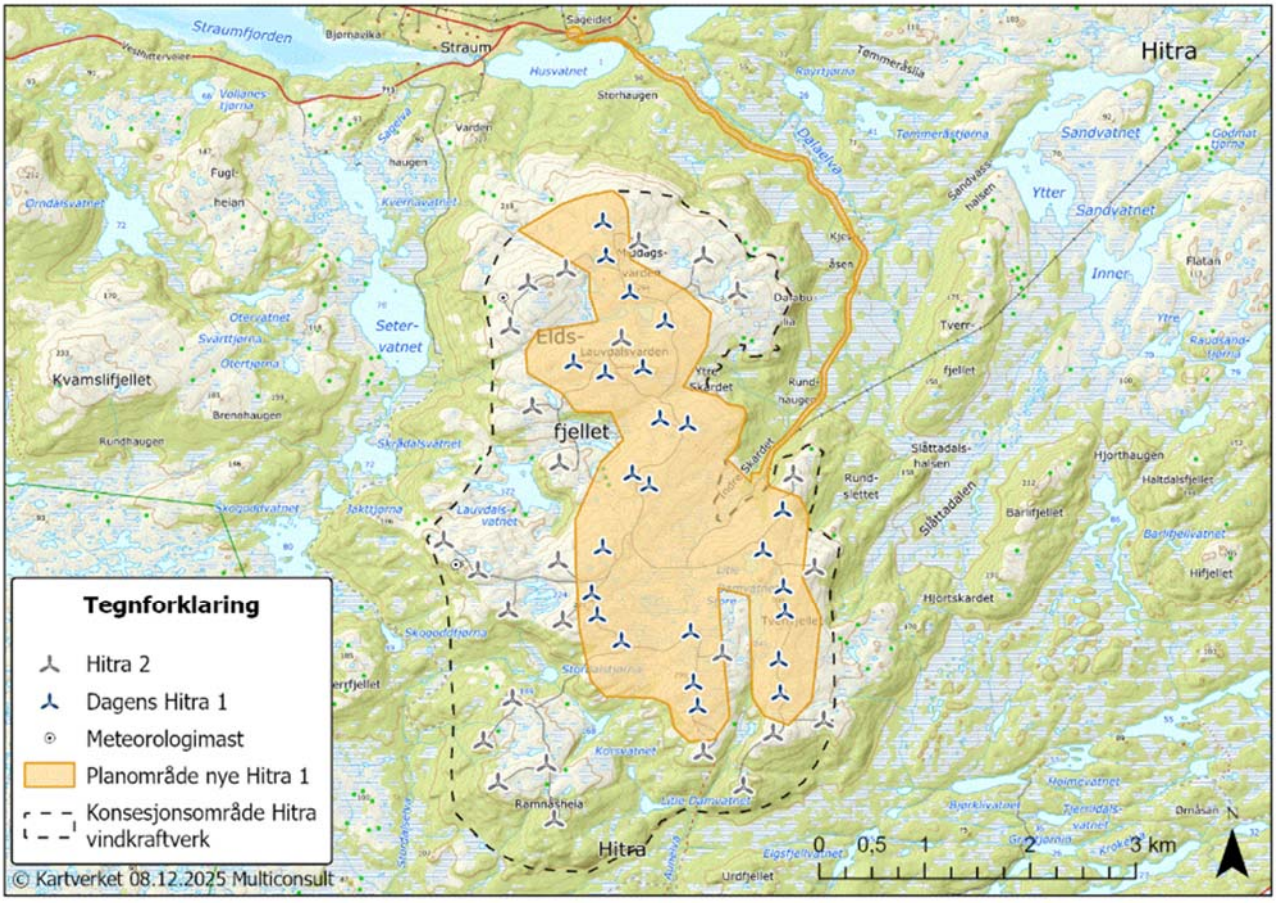
Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse, eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.
Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen utløpet av 2030, Nye Hitra 1 vindkraftverk.

1.1.1 Prosjektmål

Målet med prosjektet er å øke fornybar energiproduksjon i Norge samtidig som miljøkonsekvensene reduseres til et minimum.

1.2 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km^2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende atkomstveien. Se oversiktskart i figur 1-1.



Figur 1-1: Kart over planområdet for konsekvensutredningen.

1.3 Utredningskrav

Formålet med konsekvensutredninger er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir synliggjort i utarbeidelse av planer og tiltak. Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften) fastsetter krav til innhold i en konsekvensutredning.

I henhold til KU-forskriften § 17 skal utredninger følge anerkjent metodikk og utføres av personer med relevant faglig kompetanse. I neste kapittel beskrives fagkompetanse og metodikk benyttet i fagrapporten.

2 Metode og kunnskapsgrunnlag

Utredningen for tema landbruk er utført etter metodikk beskrevet i Håndbok V712 (Statens vegvesen, 2018). I henhold til håndboka skal jordbruk behandles under ikke-prissatte konsekvenser, mens skogbruk behandles under prissatte konsekvenser. Ikke-prissatt metode i V712 skal sikre en faglig, systematisk og enhetlig analyse av de konsekvensene et tiltak vil medføre for de aktuelle fagtemaene. En forkortet versjon av de viktigste trinnene i metoden er gjengitt i dette kapitlet. For en mer utfyllende beskrivelse av metodikken henvises det til Håndbok V712.

2.1 Fagkompetanse

Utredningen er utført av Multiconsult ved Fredrik D. Vaadal (Master i biovitenskap fra Nord universitet). Trine Riseth (Master i naturforvaltning/skogbruk fra NMBU) har kvalitetssikret utredningen. Håvard Finanger (seksjonsleder vindkraft) har godkjent rapporten.

2.2 Definisjon og avgrensing

2.2.1 Definisjon av landbruk

En generell definisjon av landbruk er næringer som har jorden som produksjonsgrunnlag. NVE definerer landbruk som dyrka og dyrkbar jord, produktiv skog og beiteressurser[1]. I vegvesenets håndbok V712 er jord– og skogbruk, samt utmarksressurser registreringskategorier innenfor tema naturressurser. Utmarksressurser omfatter utmarksbeite, jakt og fiske.

2.2.2 Avgrensing mot andre fagtema

Den kulturelle verdien av gårdsmiljøer og andre kulturmiljøer knyttet til landbruket utredes i delrapport kulturmiljø. Den næringsmessige betydningen av jakt og fiske omtales i denne utredningen, mens den rekreasjonelle betydningen omtales under delrapport friluftsliv. Arealer som beiteressurs omtales i denne rapporten, mens naturtyper innenfor beiteareal omtales i delrapport naturmangfold.

2.3 Metodens trinn

Konsekvensutredning for ikke-prissatte tema gjennomføres etter en tre-trinns metode som vist i figur 2-1. Gjennom forberedende arbeider gjør utreder seg kjent med tiltaket og relevante registreringer. Trinn 1 og trinn 2 skal gjøres for alle fagtemaene. Trinn 3 er en samla konsekvensvurdering av alle ikke-prissatte fagtema, og inngår ikke i denne temarapporten, men i hovedrapport for konsekvensutredningen.

[1] https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/landbruk/



Figur 2-1: Tre-trinns metode for konsekvensutredning av ikke-prissatte tema. Figur hentet fra håndbok V712

2.3.1 Trinn 1: Vurdering av konsekvens for delområder

På grunnlag av innsamlet kunnskap deles utredningsområdet inn i enhetlige delområder. Et delområde er definert som et område som har en enhetlig funksjon, karakter og/eller verdi og som derfor skiller seg fra tilgrensende areal. Inndeling i delområder er basert på registreringskategoriene i henhold til Statens vegvesens håndbok V712, i tabell 2-1. Skogbruk er omtalt og vurdert etter areal og bonitetsfordeling, samt estimert årlig tilvekst (se kapittel 4.2.3).

Tre begrep står sentralt i analysen:

- **Verdi**: Vurdering av hvor verdifullt et delområde er, dvs. hvor stor betydning delområdet har i et nasjonalt perspektiv.
- **Påvirkning**: Med påvirkning menes en vurdering av hvordan det samme området påvirkes som følge av ny veg. Påvirkning vurderes i forhold til referansesituasjonen (null-alternativet).
- **Konsekvens**: Konsekvens framkommer ved sammenstilling av verdi og påvirkning i henhold til «konsekvensvifta», se figur 2-4 og veiledning i tabell 2-4. Konsekvensene er en vurdering av om ny veg vil medføre forbedring eller forringelse av et delområde.

Vurdering av påvirkning relateres til den ferdig etablerte situasjonen. Inngrep som utføres i anleggsperioden inngår kun i vurderingen av påvirkning dersom de gir varige endringer. Midlertidig påvirkning i anleggsperioden beskrives separat.

Tabell 2-1: Tabell med registreringskategorier for naturressurser, hentet fra håndbok V712

Registreringskategori	Forklaring
Jordbruk	Alt jordbruksareal, dvs. fulldyrka jord, overflatedyrka jord og innmarksbeite. I tillegg skal dyrkbar jord registreres og vurderes. Dyrkbar jord inngår ikke i jordvernmålet.
Utmark	Dette gjelder beiteområder (utmarksbeite) for husdyr, og viktige områder for vilt som jaktressurs og ferskvannsfiske i næringssammenheng.

Registreringskategori	Forklaring
Vann	Vann som naturressurs omfatter eksisterende og framtidige kilder for uttak av drikkevann, vann til næringsformål (begge senere omtalt med fellesbetegnelsen drikkevann) og større grunnvannsreservoar (akvifer).
Mineralressurser	Disse inndeles i fem ulike grupper: industrimineraler, naturstein, byggeråstoffer (fra fast fjell og løsmasser), metalliske malmer og energimineraler. Disse gruppene inngår i kategoriene forekomster, prospekter og områder med tildelte utvinningsretter ut fra hvor omfattende lokaliteten er undersøkt.

Innenfor registreringskategorien jordbruk brukes ulike klassifiseringsmetoder. Jordressursklasser er definert, kartlagt og beskrevet av Norsk Institutt for bioøkonomi (NIBIO). Vurdering av jordressursklasser er basert på enkelte jordsmonnegenskapers begrensende innvirkning på bruk av jorda. NIBIO benytter følgende inndeling:

- **Ingen begrensninger (jordressursklasse 1):** Består av jord som er selvdrenert og relativt tørkesterk og som ikke krever andre innsatsfaktorer enn gjødsling og kalking. Jorda har god evne til å lagre plantetilgjengelig vann, og i tillegg, egen evne til å drenere ut overflødig vann. Jordsmonnet er dypt og har vanligvis en dyptgående jordstruktur.
- **Små begrensninger (jordressursklasse 2):** Inneholder jord som har grøftebehov, jord som periodevis kan være tørkeutsatt og jord som krever litt større innsats grunnet flere mindre begrensninger. Jorda i denne klassen er mer innsatskrevende, men med de rette tiltakene er jordkvaliteten på linje med klasse 1.
- **Moderate begrensninger (jordressursklasse 3):** Inneholder jord som har begrensninger som er mer eller mindre permanente. Begrensningene kan påvirke valg av vekster og agronomisk praksis, men for enkelte vekster kan begrensningene være ubetydelige. Vanlige begrensninger er fast fjell ved 50 til 100 cm dybde, høyt innhold av grus og stein, organiske jordlag, høyt leirinnhold og liten vannlagringsevne. Planert jord vil også havne i denne klassen.
- **Store begrensninger (jordressursklasse 4):** Inneholder jord med store begrensninger eller kombinasjoner av begrensninger som i stor grad påvirker valg av vekster og agronomisk praksis. Areal i denne klassen kan imidlertid være godt egnet til noen bruksområder, for eksempel som beite.

Driftstekniske begrensinger er definert, kartlagt og beskrevet av Norsk Institutt for bioøkonomi (NIBIO). Vurdering av driftstekniske begrensninger er basert på jordsmonnegenskaper i kombinasjon med terrengegenskapene helling, mengde stein og blokk på overflata og frekvensen av fjellblotninger. NIBIO benytter følgende inndeling:

- **Ingen begrensninger og flatt:** Relativt flate jordbruksareal uten driftstekniske begrensninger. Klassen inneholder areal i jordressursklasse 1 eller 2 hvor hellingsgraden er mindre enn seks prosent.
- **Ingen begrensninger og hellende**: Hellende jordbruksarealer uten driftstekniske begrensninger. Klassen inneholder areal i jordressursklasse 1 eller 2 hvor dominerende hellingsgrad er mellom seks og tjue prosent.
- **Moderate begrensninger:** Jordbruksareal med moderate driftstekniske begrensninger. Klassen inneholder areal i jordressursklasse 3, eller areal i jordressursklasse 1 eller 2 hvor terrengfaktorene er begrensende.

- **Store begrensninger**: Jordbruksareal med store driftstekniske begrensninger. Klassen inneholder areal i jordressursklasse 4, eller areal i jordressursklasse 1, 2 eller 3 hvor terrengfaktorene er svært begrensende.

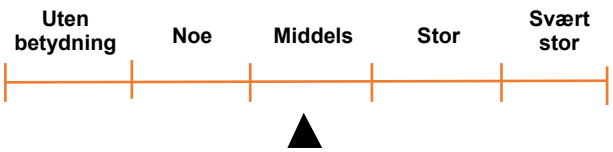
Jordkvalitet er definert, kartlagt og beskrevet av Norsk Institutt for bioøkonomi (NIBIO). Vurdering er basert på jordegenskaper som er viktig for den agronomiske bruken av jorda samt jordbruksarealets helning. NIBIO benytter følgende inndeling:

- **Svært god jordkvalitet:** Jordbruksareal som er lettdrevne og som normalt sett gir gode og årvisse avlinger av kulturvekster tilpasset det lokale klimaet. Det forutsettes at arealer med grøftebehov har fungerende grøftesystem, og at området som er noe tørkeutsatt blir kunstig vannet. Jordbruksareal i denne klassen har mindre enn 20 % helling.
- **God jordkvalitet:** Jordbruksareal med egenskaper som kan begrense vekstvalg og påvirke den agronomiske praksisen. Det kan dreise seg om jordegenskaper som er ugunstige for den enkelte kulturvekster, eller areal med en hellingsgrad mellom 20 og 33 %, som kan begrense bruken av enkelte jordbruksmaskiner. Svært tørkeutsatt jord hører hjemme i denne klassen, men med gunstige klimaforhold og tilgang til vanningsanlegg kan jorda likevel være svært godt egnet til grønnsaksdyrking og andre tidligproduksjoner.
- **Mindre god jordkvalitet:** Jordbruksareal med store begrensninger, enten i form av jordegenskaper i stor grad påvirker valg av vekster og agronomisk praksis, eller grunnet bratt terreng (over 33 % helling). En stor del av arealene i denne klassen brukes som beite, noe de er svært godt egnet til.

I en konsekvensutredning, hvor målet er å velge mellom alternativer, bør registreringen av verdier gjøres på et overordnet nivå, med beslutningsrelevant detaljgrad. Registeringen skal inneholde en beskrivelse av dagens tilstand og typiske trekk ved verdiene innenfor planområdet og det aktuelle influensområdet.

Verdivurdering av delområder

Verditabellen i V712 er lagt til grunn ved verdisetting av områder knyttet til landbruk. For jordbruksareal og dyrkbar jord er det ved verdisetting tatt utgangspunkt i temakart med verdisetting fra NIBIOs karttjeneste Kilden, iht. metodikk beskrevet i V-712. Skala for vurdering av verdi er vist i figur 2-2. Verdikriterier er oppsummert i tabell 2-2. Av tabellen fremgår det hvilke kriterier som gjelder for de ulike verdiene. Skogbruk er verdivurdert etter bonitet og estimert årlig tilvekst, se kapittel 4.3.2.



Figur 2-2: Skala for vurdering av verdi. Hentet fra håndbok V712

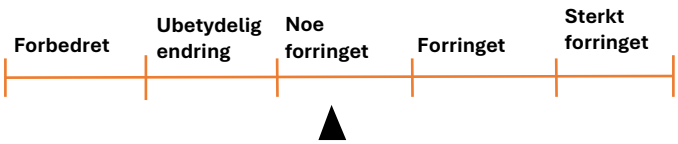
Tabell 2-2: Tabell med kriterier for verdisetting av naturressurser. Hentet fra håndbok V712

Registrerings-kategori	Delkategori	Ubetydelig verdi	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
Jordbruk	Jordbruksareal med jordsmonn-kart		Jordressursklasse 3 med store drifts-tekniske begrens-ninger. Jordressursklasse 4	Jordressursklasse 2 med store drifts-tekniske begrensninger Jordressursklasse 3 uten store drifts-	Jordressursklasse 1 med store drifts-tekniske begrens-ninger. Jordressursklasse 2 uten store drifts-	Jordressursklasse 1 uten store drifts-tekniske begrensninger

Registrerings-kategori	Delkategori	Ubetydelig verdi	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
				tekniske begrensninger	tekniske begrensninger	
	Fulldyrka jord uten jordsmonnkart			Organisk jord eller jorddekt, tungbrukt	Jorddekt, lettbrukt og mindre lettbrukt	
	Overflatedyrka jord eller innmarksbeite uten jordsmonnkart		Grunnlendt eller organisk jord	Jorddekt		
	Dyrkbar jord	Organisk jord. Jorddekt, ikke tidligere dyrka, som enten er tørke-svak eller ikke selv-drenert, eller er selvdrenert og blokkrik eller svært blokkrik	Jorddekt, tidligere dyrka. Jorddekt, ikke tidligere dyrka, som er selvdrenert og ikke blokkrik			
Utmark	Utmarksbeite	Mindre godt beite	Godt beite med middels utnyt-telsesgrad	Svært godt beite og stor utnyttelses-grad		
	Jakt og fersk-vannsfiske	Uten nærings-messig betydning	Jakt- og/eller fiske-ressurser med en viss næringsmes-sig betydning	Jakt- og/eller fiske-ressurser med stor næringsmessig betydning	Spesielt viktig jakt eller fiskeressurser (f.eks. nasjonalt viktige laksevass-drag)	
Vann	Vannforsyning/ drikkevann		<5 % av bosettingen	5–20 % av bosettingen	21–70 % av bosettingen	>70% av bosettingen
	Grunnvann*			Akvifer med god vanngiverevne (til utpumping) og mindre god vannkvalitet	Akvifer med god vanngiverevne (til utpumping) og vann av god vannkvalitet	Akvifer med stor vanngiverevne (til utpumping) og vann med svært god vannkvalitet.
Mineralressurser	Mineralressurser	Alt annet	Lokalt viktig/ liten forekomst	Regionalt viktig	Nasjonalt viktig	Internasjonalt viktig
	Pukk og grus (byggeråstoff)	Viktig og Meget viktig	Regionalt viktig	Regionalt viktig	Nasjonalt viktig	Internasjonal betydning

Påvirkning

Det er videre vurdert hvilken påvirkning de foreslåtte endringene i arealbruk vil få i forhold til delområdene. Også påvirkning blir vurdert etter nærmere definerte kriterier i håndbok V712. Potensielle framtidige påvirkninger som følge av andre eller framtidige planer, inngår ikke i vurderingen jf. V712. Kun områder som blir varig påvirket vurderes. Vurderingen av påvirkning blir utført for utbyggingsalternativet og sammenlignet med alternativ 0.



Figur 2-3: Skala for vurdering av påvirkning. Skalaen er glidende, og pilen skal flyttes for å illustrere graden av påvirkning på delområdet. Hentet fra håndbok V712.

Kriterier for vurdering av påvirkning av utredningstemaet naturressurser er vist i tabell 2-3. Sentralt for påvirkningsvurderingene er at mindre endringer ikke skal gi store utslag. Det er viktig at de største utslagene forbeholdes de mest alvorlige tilfellene. Vurderinger i begge ender av skalaen skal forbeholdes tilfeller der enten verdien blir helt ødelagt, eller motsatt, at tiltaket vil redde en verdi som ellers ville gått tapt.

Påvirkning kan være knyttet til direkte arealbeslag eller sammenhenger mellom verdien og omgivelsene. Andre forhold som økt barrierevirkning, støy, fragmentering eller terrenginngrep kan også påvirke en verdi.

Tabell 2-3: Tabell for vurdering av påvirkning av naturressurser. Hentet fra håndbok V712

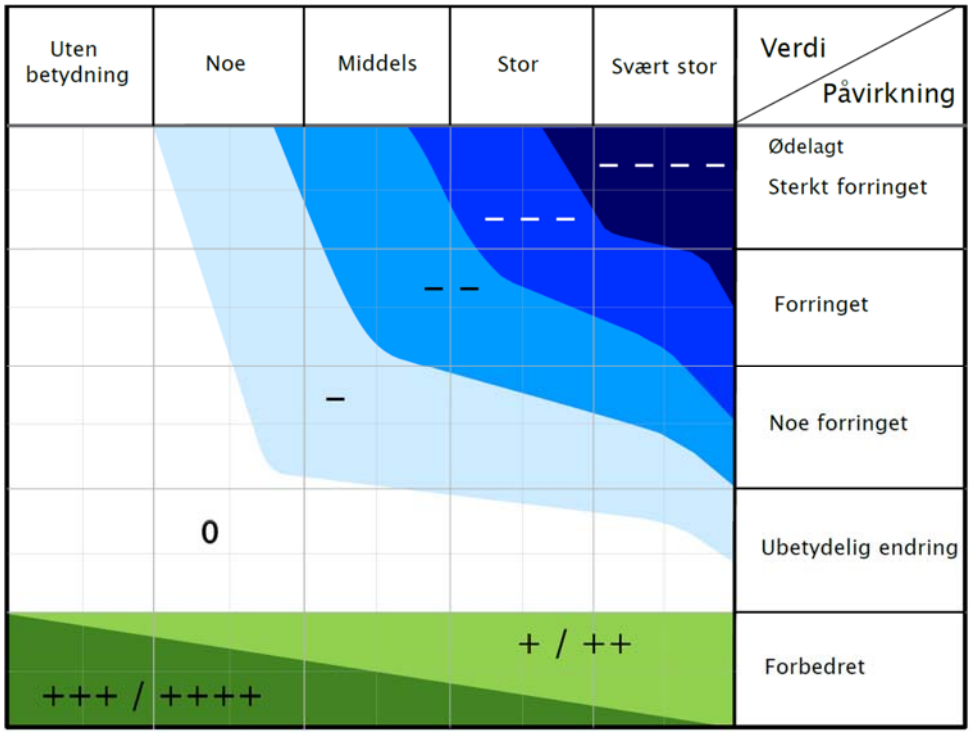
Tiltakets påvirkning	Jordbruk	Utmark	Vann	Mineralressurser
Ødelagt/ sterkt forringet	Betydelig areal foreslås omdisponert. Utbyggingsforslaget berører kjerneområde for landbruk eller et stort, sammenhengende jordbruksområde slik at det i stor grad reduserer muligheten til effektiv utnyttelse av jordbruksareal.	Arealbeslag eller fragmentering som fjerner muligheten til effektiv utnyttelse av beiteområder. Fragmentering, vandringshindre eller andre effekter som fjerner mulighetene for næringsmessig utnyttelse av jakt og fiske.	Drikkevannskilde må tas ut av bruk. Akvifer forventes varig påvirket av forurensning eller vil få senket grunnvannstand / poretrykk.	Gjennomføring av planen vil hindre all utnyttelse eller begrense uttak av forekomsten med minst 75 % av utnyttbar mengde.
Forringet	Større areal foreslås omdisponert. Utbyggingsforslaget berører sammenhengende jordbruksområder av noe størrelse slik at det reduserer muligheten til effektiv utnyttelse av jordbruksareal.	Arealbeslag eller fragmentering som i betydelig grad reduserer muligheten til effektiv utnyttelse av beiteområder. Fragmentering, vandringshindre eller andre effekter som i betydelig grad reduserer mulighetene for næringsmessige utnyttelse av jakt og fiske.	Nærføring til tilsigsområde og/eller vannkilde som gir stor fare for påvirkning av drikkevann. Utbygging over en akvifer som gir stor fare for påvirkning.	Gjennomføring av planen vil redusere uttaket med mellom 50 - 75 % av utnyttbar mengde.
Noe forringet	Mindre omdisponering foreslås. Berører et mindre og isolert jordbruksareal.	Arealbeslag eller fragmentering av beiteområder som i noen grad reduserer muligheten til effektiv utnyttelse av beiteområder. Fragmentering, vandringshindre og andre effekter som i noen grad reduserer mulighetene for næringsmessig utnyttelse av jakt og fiske.	Utbygging innen 200 m til tilsigsområde eller vannkilde som kan gi fare for påvirkning. Utbygging i kanten av en større akvifer som kan gi fare for påvirkning.	Gjennomføring av planen vil redusere uttaket med mellom 25 – 50 % av utnyttbar mengde.
Ubetydelig endring	Jordbruksareal/jordressurser berøres ikke, eventuelt kun noe dyrkbar jord.			
Forbedret	Bedret arrondering. Der det ligger til rette for å slå sammen dyrka jord til større enheter etter anlegg. Forbedret tilgjengelighet.	Bedret arrondering av beiteområder. Reduksjon av påkjørselsrisiko for beitedyr. Bedrete forhold for utøvelse av jakt og fiske (fjerning av vandringshindre, tilrettelegging stiltak for fiskeoppgang).	Utbyggingsalternativ som eliminerer dagens påvirkning og all belastning på eksisterende vannkilde eller større akviferer.	Gjennomføring av planen sikrer adkomst til forekomst av stor eller svært stor verdi som har forhindret uttak til nå.

Vurdering av konsekvens

Skalaen for konsekvens går fra 4 minus til 4 pluss, se tabell 2-4. De negative konsekvensgradene er knyttet til en verdiforringelse av et delområde, mens de positive konsekvensgradene forutsetter en verdiøkning, etter at tiltaket er realisert, se figur 2-4.

Tabell 2-4: Skala og veiledning for konsekvensvurdering av delområder. Hentet fra håndbok V712

Skala	Konsekvensgrad	Forklaring
- - - -	4 minus (- - - -)	Den mest alvorlige miljøskaden som kan oppnås for delområdet. Gjelder kun for delområder med stor eller svært stor verdi.
- - -	3 minus (- - -)	Alvorlig miljøskade for delområdet.
- -	2 minus (- -)	Betydelig miljøskade for delområdet.
-	1 minus (-)	Noe miljøskade for delområdet.
0	Ingen/ubetydelig (0)	Ubetydelig miljøskade for delområdet.
+/++	1 pluss (+) 2 pluss (++)	Miljøgevinst for delområdet: Noe forbedring (+), betydelig miljøforbedring (++).
+++/ ++++	3 pluss (+++) 4 pluss (++++)	Benyttes i hovedsak der delområder med ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket.



Figur 2-4: «Konsekvensvifta». Skalaene for verdi og påvirkning utgjør hhv. X-akse og Y-akse i figuren. Hentet fra håndbok V712

2.3.2 Trinn 2: Konsekvenser av alternativer

Etter at konsekvensen for hvert delområde er utredet, gjøres en samlet konsekvensvurdering av hvert utbyggingsalternativ.

Vurderingene som ligger til grunn for å sette konsekvensgrad for hele utbyggingsalternativer skal begrunnes i tekst. Skala og kriterier framgår av tabell 2-5. Det må gå fram hva som har vært utslagsgivende for den samlede vurderingen, f.eks. om noen delområder har blitt tillagt avgjørende

vekt, eller om sumvirkninger har blitt tillagt vekt. Det er viktig at beslutningsrelevant usikkerhet beskrives. Det er også viktig at forslag til aktuelle skadereduserende tiltak som kan bidra til å redusere de negative virkningene eller føre til forbedring for et område eller hele alternativer beskrives, jf. V712 kap. 6.1.4.

Tabell 2-5: Kriterier for fastsettelse av konsekvens for hvert alternativ. Hentet fra håndbok V712

Skala	Trinn 2: Kriterier for fastsettelse av konsekvens for hvert alternativ
Kritisk negativ konsekvens	Svært stor miljøskade for temaet, gjerne i form av store samlede virkninger. Stor andel av strekning har særlig høy konfliktgrad. Vanligvis flere delområder med konsekvensgrad 4 minus (- - - -). Brukes unntaksvis.
Svært stor negativ konsekvens	Stor miljøskade for temaet, gjerne i form av store samlede virkninger. Vanligvis har stor andel av strekningen høy konfliktgrad. Det finnes delområder med konsekvensgrad 4 minus (- - - -), og typisk vil det være flere/mange områder med tre minus (- - -).
Stor negativ konsekvens	Flere alvorlige konfliktpunkter for temaet. Typisk vil flere delområder ha konsekvensgrad 3 minus (- - -).
Middels negativ konsekvens	Delområder med konsekvensgrad 2 minus (- -) dominerer. Høyere konsekvensgrader forekommer ikke eller er underordnete.
Noe negativ konsekvens	Liten andel av strekning med konflikter. Delområder har lave konsekvensgrader, typisk vil konsekvensgrad 1 minus (-), dominere. Høyere konsekvensgrader forekommer ikke eller er underordnete.
Ubetydelig konsekvens	Alternativet vil ikke medføre vesentlig endring fra referansesituasjonen (referansealternativet). Det er få konflikter og ingen konflikter med høye konsekvensgrader.
Positiv konsekvens	I sum er alternativet en forbedring for temaet. Delområder med positiv konsekvensgrad finnes. Kun ett eller få delområder med lave negative konsekvensgrader, og disse oppveies klart av delområder med positiv konsekvensgrad.
Stor positiv konsekvens	Stor forbedring for temaet. Mange eller særlig store/viktige delområder med positiv konsekvensgrad. Kun ett eller få delområder med lave negative konsekvensgrader, og disse oppveies klart av delområder med positiv konsekvensgrad.

2.3.3 Delrapportens presisering av metode

På bakgrunn av tilstedeværelse av eksisterende vindkraftanlegg, samt få landbruksverdier innenfor planområdet, er det vurdert dit at det for fagtema landbruk (jordbruk, utmark og skogbruk) vil være hensiktsmessig å utrede hele planområdet samlet. Planområdet er med andre ord ikke delt opp i delområder, og verdi, påvirkning og konsekvens er vurdert for planområdet som helhet.

2.4 Kunnskap og kilder

Det er ikke foretatt egen befaring/kartlegging i forbindelse med utredning for landbruk (jordbruk, utmark og skogbruk). Utredningen av tema landbruk er basert på følgende informasjonskilder:

- Norsk institutt for bioøkonomi (NIBIO) sin kartdatabase Kilden (https://kilden.nibio.no/)
- Kommunens nettsider
  - Beitebruksplan – Hitra kommune – 2021-2025
  - Mål og retningslinjer for forvaltning av hjorteviltet – 2025–2027
  - Forvaltningsplan for hjortevilt i Hitra kommune – 2018–2020

    - Hitra Utmarksråd
- Inatur.no
- Relevante planer
    - Kommuneplanens arealdel 2022-2034
    - Nye Hitra 1 Vindkraftverk
- Utsjekk med Hitra kommune v/landbruksrådgiver Maria Strøm omkring andre kilder til informasjon

Datagrunnlaget vurderes som godt.

2.5 Besvarelse av planprogram

Tiltaksområdet i utredningen omfatter i dag eksisterende vindkraftverk (Hitra 1 og Hitra 2). I og med at planområdet i dag omfatter eksisterende vindkraftverk, og at nytt vindkraftverk vil medføre mindre tilpasninger på allerede etablert veinett og mastepunkter, samt tilføring av kortere enkeltstrekninger av nytt veinett med tilhørende mastepunkter, vurderes det dit hen at planområdet kan ses på som ett enkeltområde når det kommer til verdi, påvirkning og konsekvens.

2.5.1 Nullalternativet, temaspesifikke forhold

For utredningen av tema landbruk (jordbruk, utmark og skogbruk) danner følgende forhold ved nullalternativet viktige premisser for utredningen:

- Eksisterende Hitra 1 vindkraftverk ligger innenfor planområdet og har allerede gjort arealbeslag. Store deler av eksisterende infrastruktur vei er påkrevd for å drifte Hitra 2. Totalt vil kun 43 daa tilbakeføres for Hitra 1 ved endt konsesjonsperiode. Dette arealet omfatter i sin helhet utmarksareal (beiteressurser), og vil påvirke verdi i mindre grad. Det er med andre ord ikke mye som skiller nullalternativet fra alternativ 1 når det kommer til utredningen for fagtema landbruk (jordbruk, utmark og skogbruk).

2.6 Influensområde

Influensområdet er satt til samme grenser som for planområdet for tema landbruk (jordbruk, utmark og skogbruk). Dette med bakgrunn i at tiltaket ikke vil medføre påvirkninger utover avgrensingen til planområdet for verdier som inngår under tema landbruk.

3 Nullalternativet

Nullalternativet er sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for gamle Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk (gamle Hitra 1 og Hitra 2).

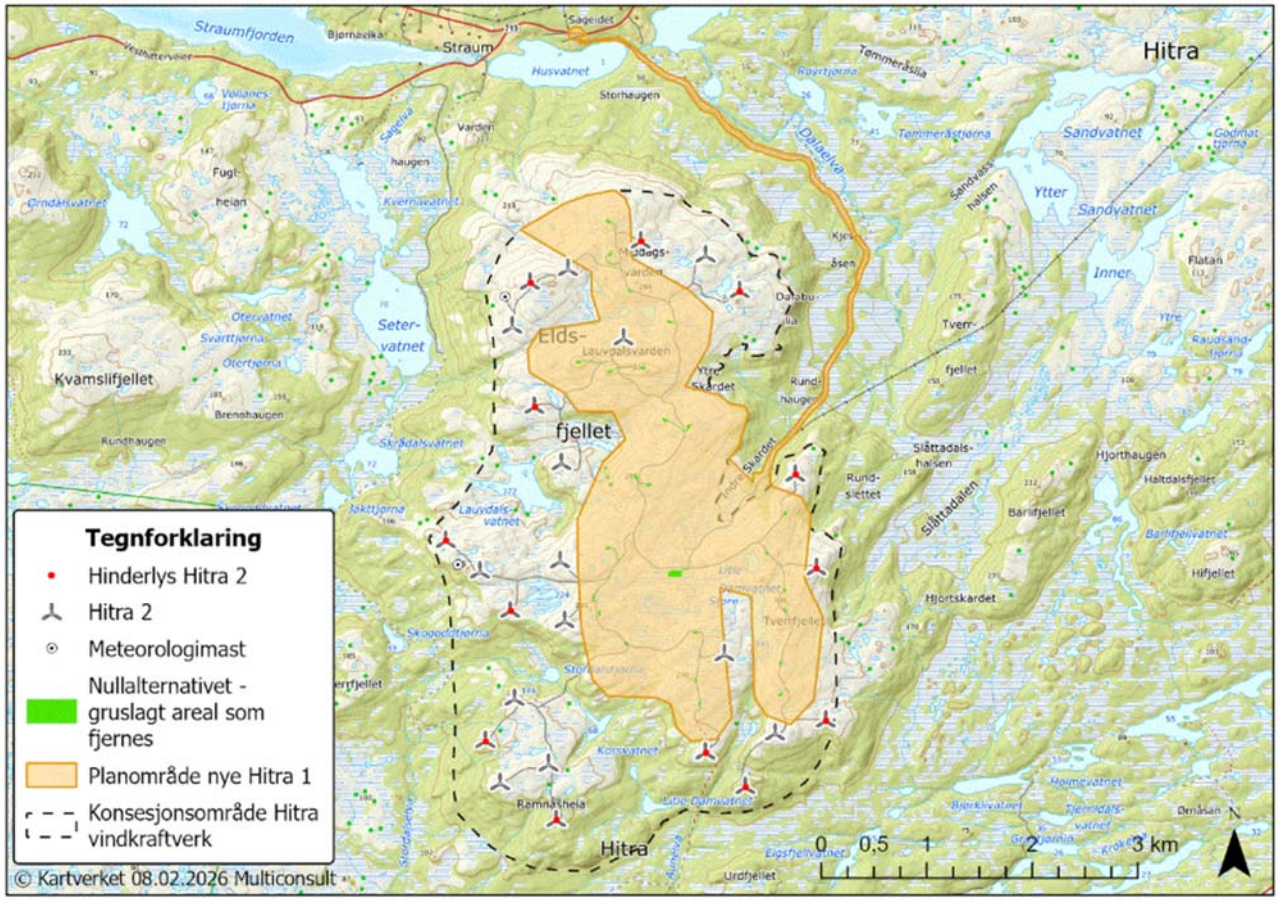
Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

Siden Hitra 2 i stor grad er etablert utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der atkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

Det er etter skjerpete krav til hinderlysmerking søkt om å lysmerke ytterligere to vindturbiner i Hitra 2. Det legges derfor til grunn for nullalternativet at totalt 13 vindturbiner i Hitra 2 er lysmerket.

En illustrasjon av nullalternativet er vist på kart i Figur 3-1.



Figur 3-1: Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Forventet hinderlysmerking av Hitra 2 omkring 2030 er vist, med lys på 13 mot dagens 11 turbiner.

3.1 Miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensa (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Atkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med 145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der atkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende lagringsareal langs atkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av atkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av atkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon. Det er i dag kontinuerlig lysende, rødt, mellomintensitets hinderlysmerking på 11 vindturbiner i Hitra 2. I tillegg er 10 vindturbiner i Hitra 1 merket med kontinuerlig lysende, rød, lavintensitets hinderlys.

3.2 Planer

I vedtatt Kommuneplanens arealdel 2022-2034 for Hitra kommune, er planområdet en del av et større område som er definert som *Andre typer bebyggelse og anlegg*. Det foreligger også reguleringsplan *Omregulering for nye Hitra 1 vindkraftverk*.

4 Alternativ 1

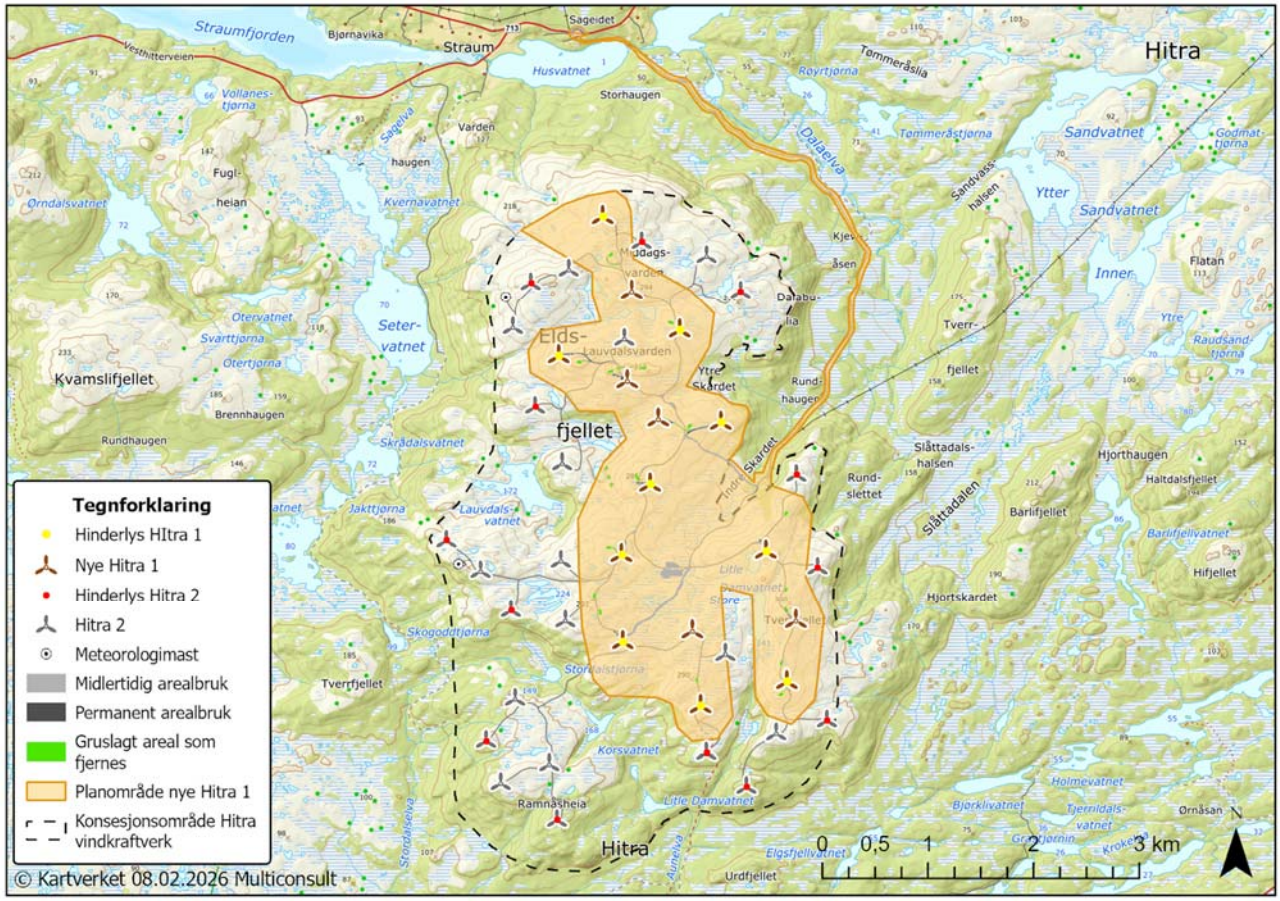
4.1 Planområdet, arealinngrep og komponenter

4.1.1 Planområdet

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningen har lagt til grunn 12–15 turbiner med effekt på 5–8 MW.

Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
    - En representativ eksempelturbin, N163-7,0 MW på 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.
    - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.
    - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se Figur 4-1.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
    - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.
    - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i nullalternativet, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
    - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
    - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
    - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av Nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for Nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar, tilsvarende 1,8 % av planområdet. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i nullalternativet. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 4-1: Oversiktskart over Alternativ 1.

4.1.2 Valg av lokalitet

Valget på lokalitet er begrunnet i at Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen utløpet av 2030, Nye Hitra 1 vindkraftverk.

4.1.3 Arealinngrep

Nye Hitra 1 vindkraftverk vil medføre følgende hovedtyper arealinngrep:

- Atkomstvei og internveier med møte- og snuplasser, med rør/kulverter over vassdrag*
- Kranoppstillingsplasser for montering av vindturbiner*
- Fundament for vindturbiner*
- Jordkabler i vei fra vindturbiner til transformatorstasjon*
- Tomt for samlokalisert transformatorstasjon og driftsbygg*
- Arealer for riggområde og for mellomlagring av komponenter*
  - Dette vil være midlertidige arealer som enten samordnes med arealer til varig bruk, tilbakeføres eller legges på allerede opparbeidete arealer utenfor planområdet. Dette avklares i detaljplan.
- Massetak for uttak av stein til veier og plasser*
  - Disse vil lukkes og revegeteres i den grad de ikke inngår i varige anlegg.

* I og med at det allerede er etablert et vindkraftverk i planområdet, og at det i utgangspunktet er tenkt å gjenbruke store deler av infrastruktur til eksisterende vindkraftverk (gjelder begge nullalternativene),

vil arealinngrep begrense seg til strekninger av nye etableringer av vei, kranoppstillingsplasser, fundament, jordkabler, arealer for riggområde og mellomlagring og ev. massetak. Arealinngrep som allerede er gjort ved etablering av eksisterende vindkraftverk, vil kunne måtte suppleres ved behov ved etablering av nytt vindkraftverk. Omfanget av dette vil følge av detaljplanen.

4.1.4 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (Alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform Alternativ NÅ). Siden alternativ 1 sammenlignes med nullalternativet (Alternativ 1 minus Alternativ 0), må tilsvarende sammenligning også gjøres for dagens situasjon (Alternativ NÅ minus Alternativ 0). Eventuelle forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon vil da framkomme som forskjellig konsekvensgrad mellom de to (Alternativ 1 minus Alternativ NÅ). Konsekvensutredningen har derfor også vurdert konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

4.1.5 Andre vurderte utbyggingsalternativer

Statkraft har vurdert alternativer med mindre og dermed flere vindturbiner innenfor rammen av mulig installert effekt. Disse er forkastet som følge av dårligere produksjon og økonomi, større fotavtrykk og marginale landskapsmessige forskjeller.

4.1.6 Anleggsgjennomføring

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn på Jøsnøya og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.
- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå i sommerhalvåret.
- Støyende arbeider vil foregå på dagtid.

4.2 Kunnskapsgrunnlaget

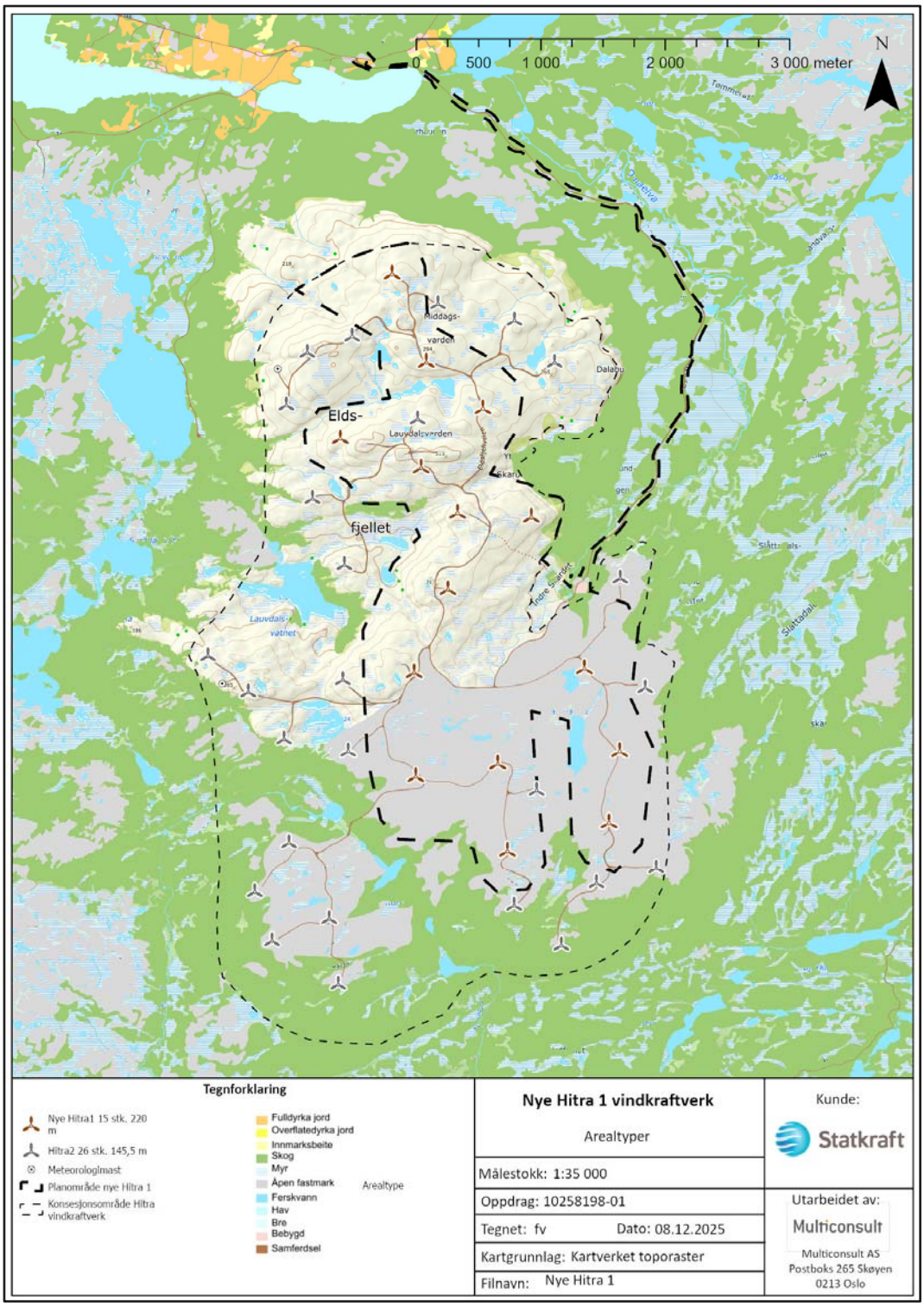
4.2.1 Jordbruk

Ved starten av atkomstveien helt i nord av planområdet, er det noe fulldyrka jord (se figur 4-2). I tillegg er det langs størsteparten av atkomstveien spredte områder med dyrkbar jord (se samme figur).

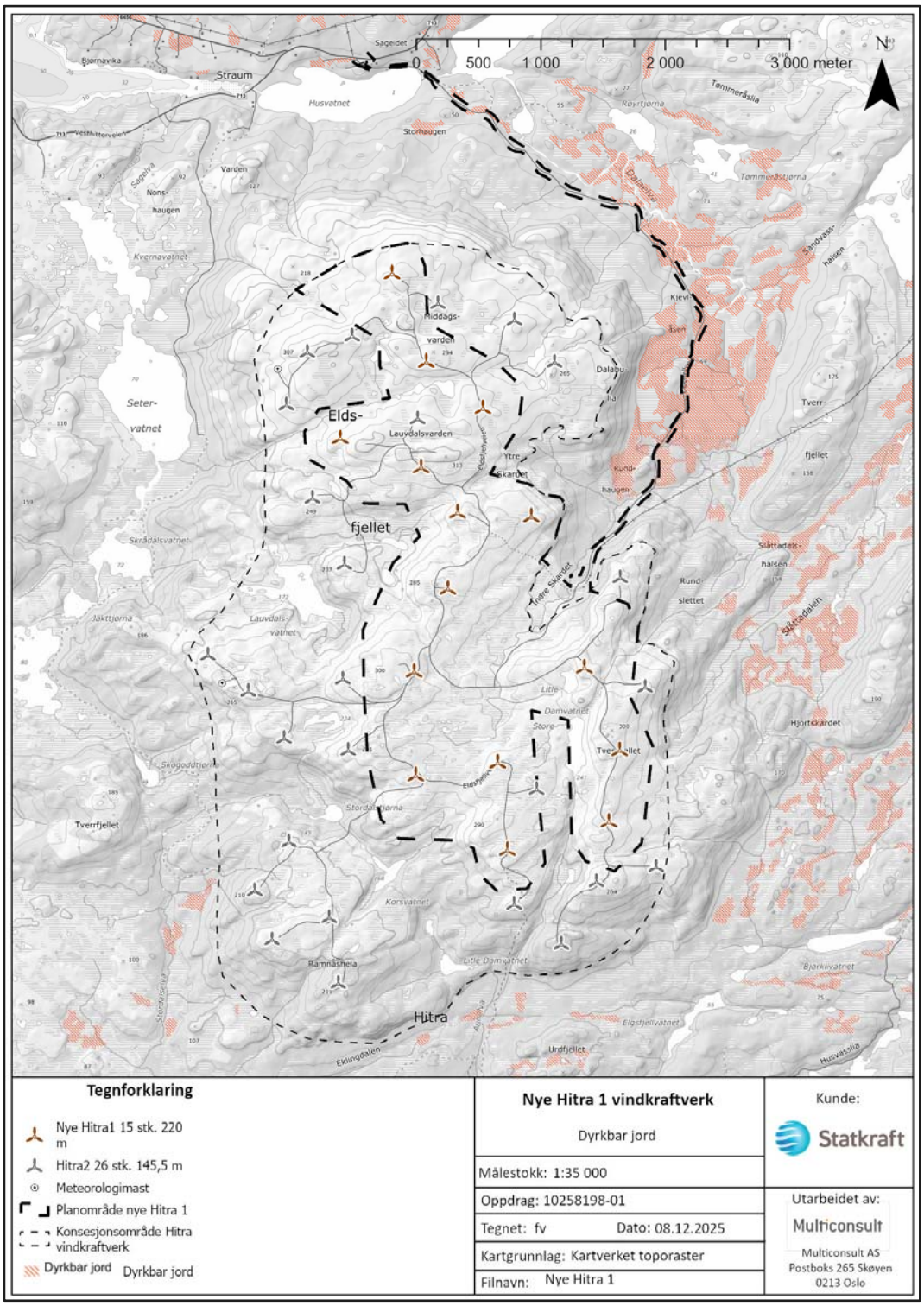
Kategorien omfatter alt jordbruksareal, det vil si fulldyrka jord, overflatedyrka jord og innmarksbeite. Oversikt over jordbruksareal i disse kategoriene, samt produktiv skog, er hentet fra Arealressurskart (AR5) og NIBIOs kartlag dyrkbar jord, tilgjengelig fra NIBIOs kartløsning Kilden. Areal av hver kategori innen planområdet er beregnet ved hjelp av NIBIOs tjeneste «Arealrapport» i Kilden. Totalt areal for kategoriene innen influensområdet er oppsummert i tabell 4-1 og illustrert i figur 4-2 og figur 4-3.

Tabell 4-1: Areal i kategoriene fulldyrka jord, overflatedyrka jord, innmarksbeite, dyrkbar jord og produktiv skog innen planområdet. Areal er hentet fra Kildens tjeneste Arealrapport som er basert på AR5 og kartlaget dyrkbar jord.

	Fulldyrka jord (ARTYPE 21)	Overflatedyrka jord (ARTYPE 22)	Innmarksbeite (ARTYPE 23)	Dyrkbar jord	Produktiv skog
Areal i dekar	1,9	0	0	77,3	171,6



Figur 4-2: Arealtyper innen planområdet. Kilde: WMS-laget AR5 fra NIBIO.

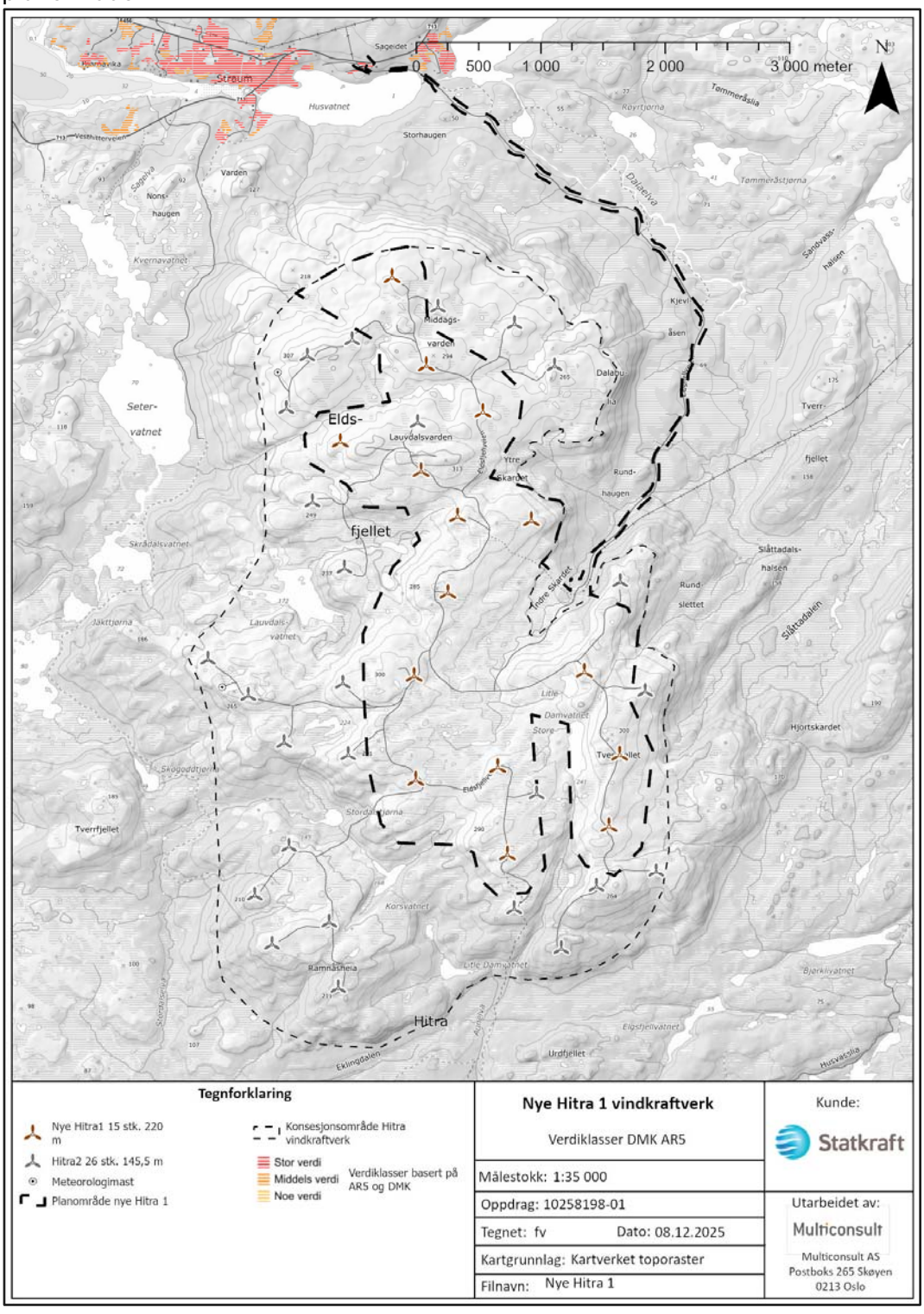


Figur 4-3: Dyrkbar jord innen planområdet. Kilde: WMS-laget dyrkbarjord fra NIBIO.

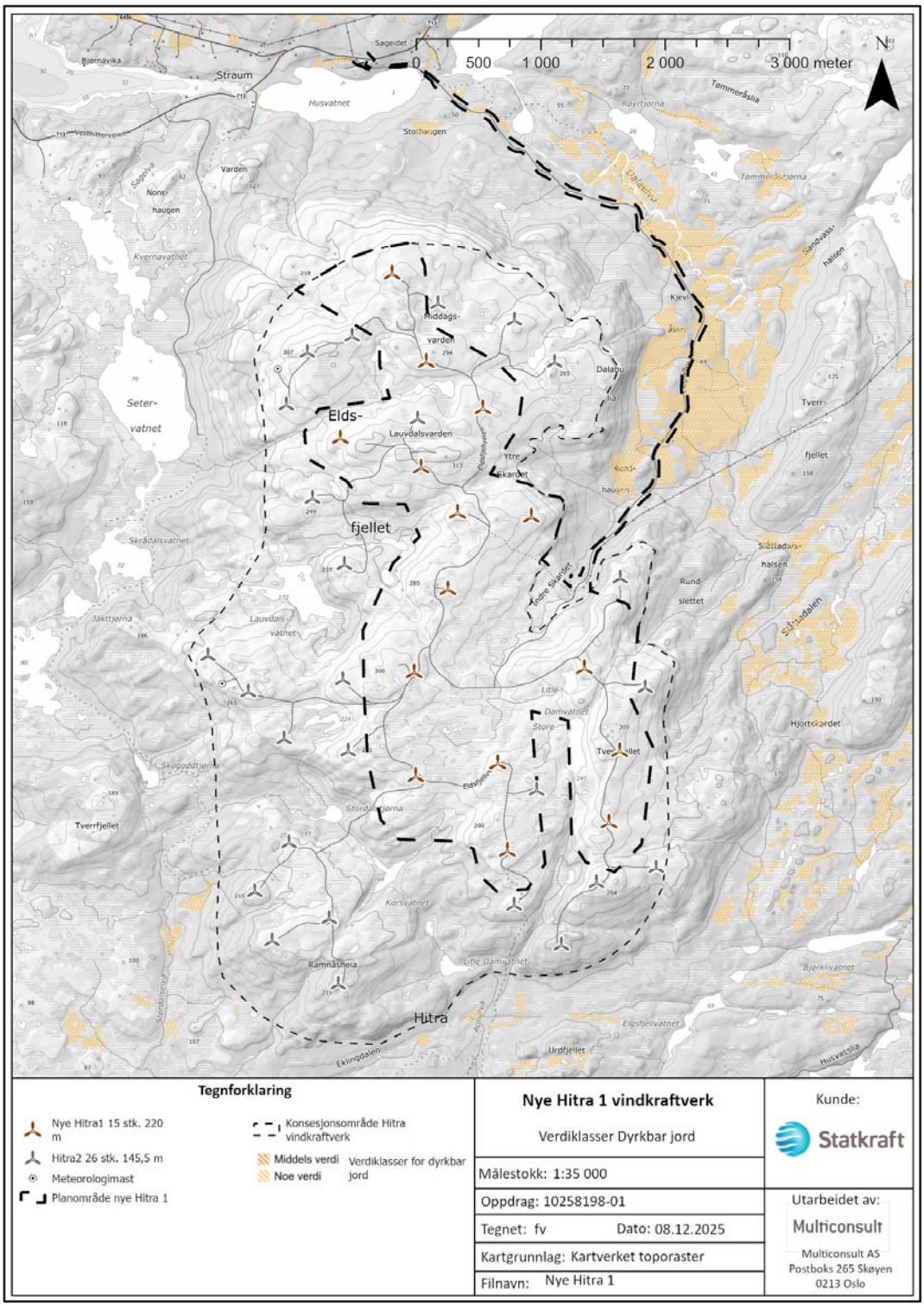
Kartlaget «Verdiklasser basert på AR5 og DMK» fra NIBIO viser at fulldyrka areal ved starten av atkomstvei helt nord i planområdet, er av stor verdi (figur 4-4). Kartlaget er utviklet for bruk i konsekvensutredninger etter V712 og brukes for områder uten jordsmonnkart[2]. Ifølge kartlaget «Verdiklasser for dyrkbar jord» fra NIBIO er den dyrkbare jorden innen planområdet av noe verdi (figur 4-5). Kartlaget er utviklet for bruk ved konsekvensanalyser etter Statens vegvesens Håndbok V712[3].

[2] https://www.nibio.no/tema/jord/arealressurser/andre-kart/verdiklasser-for-jordbruksareal-og-dyrkbar-jord/verdiklasser-basert-pa-ar5-og-dmk
[3] https://www.nibio.no/tema/jord/arealressurser/andre-kart/verdiklasser-for-jordbruksareal-og-dyrkbar-jord/verdiklasser-for-dyrkbar-jord

Kartlaget «Verdiklasser basert på jordsmonnkart» fra NIBIO viser ingen areal med verdi innenfor planområdet.



Figur 4-4: Verdiklasser basert på DMK og AR5. Kilde: WMS-laget Verdiklasser basert på AR5 og DMK fra NIBIO.



Figur 4-5: Verdiklasser for dyrkbar jord innen planområdet. Kilde: WMS-laget Verdiklasser for dyrkbar jord fra NIBIO.

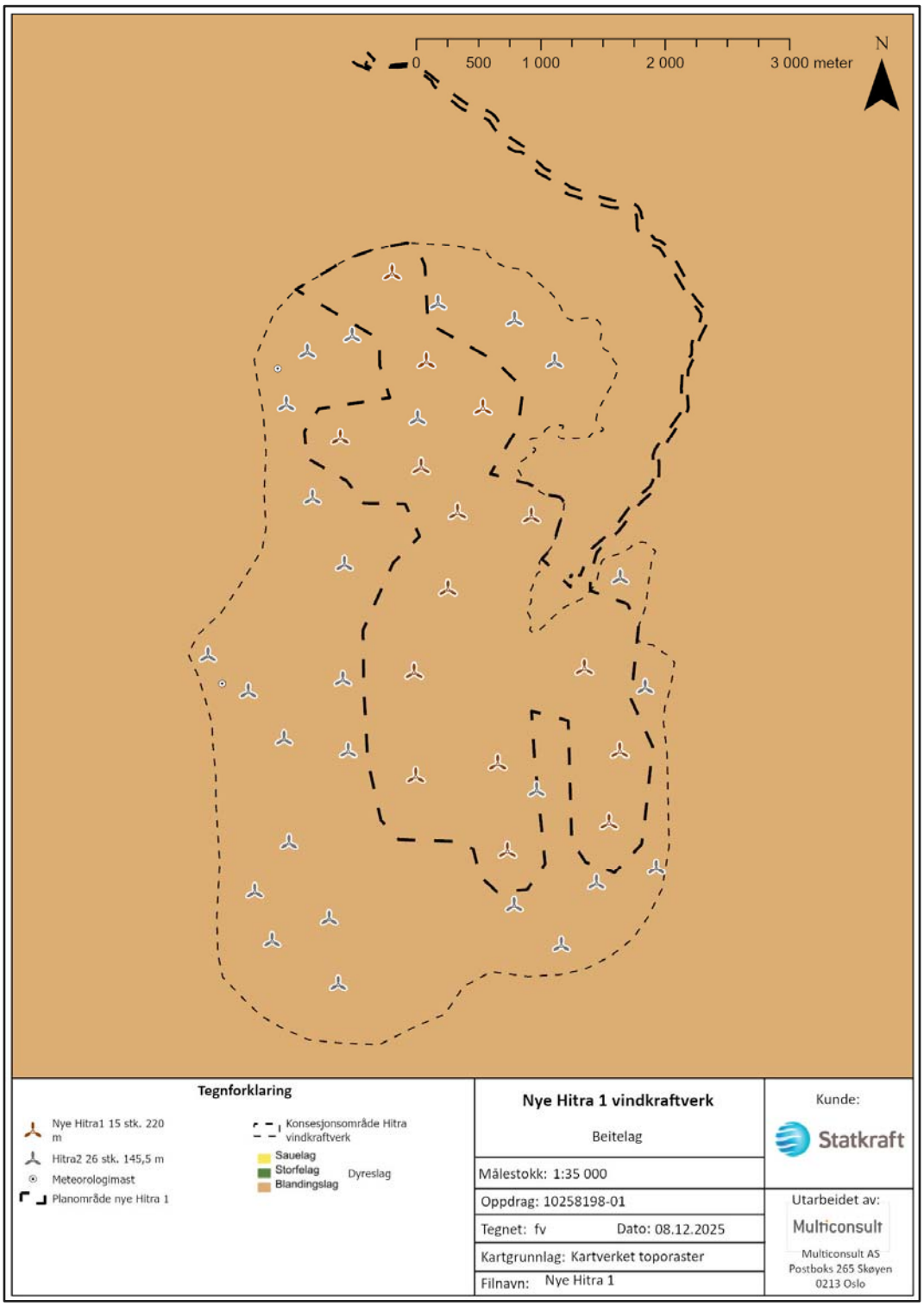
Jordbruksverdiene vurderes totalt sett for planområdet til å ha noe verdi, selv om verdiene er avgrenset til planområdets avgrensinger langs atkomstvei.

4.2.2 Utmark

Planområdet er i hovedsak et åpent utmarksområde som består av fjellhei (NiN-kartlegging i 2024, se vurdering på Naturbase.no), berg, myr og vann. Kategorien utmark omfatter beiteområder for husdyr, viktige områder for vilt som jaktressurs og ferskvannsfiske i næringssammenheng. Kilder til informasjon om utmarksressurser og bruk av disse, er hentet fra kartlaget «Utmarksbeite» som er

tilgjengelig fra Kilden, informasjon fra Statsforvalteren i Trøndelag om regionalt miljøprogram i landbruket (GisLink karttjeneste), informasjon fra Hitra kommune om beitebruk (Beitebruksplan) og om hjorteviltforvaltning (Temaplan – Mål og retningslinjer for forvaltning av hjortevilt), og Inatur.no (innlandsfiske). Hitra Utmarksråd er også en kilde til kunnskap. Det er vurdert at nevnte kilder er dekkende kunnskapsgrunnlag for vurdering av utmarksressursene innenfor planområdet.

WMS-tjenesten beitedata fra NIBIO viser at avgrensingen til Hitra beitelag er heldekkende for planområdet (se figur). Informasjon på Kilden forteller at beitelaget består av 23 medlemmer og dekker et totalareal på 674,3 km^2, hvorav 617,2 km2 er tilgjengelig areal. Det ble ifølge Kilden sluppet 1707 sau, 2223 lam, 59 storfe og 30 geit på beite i beiteområdet i 2024. Hitra kommune har i sin beitebruksplan gitt en oversikt over prioriterte beiteområder. Dette er områder som etter innspill fra gårdbrukere ble vurdert som viktige for deres drift, samt kommunenes vurdering av hvor det beites i dag og områder som kan være aktuelle som gode beiter. I oversikten gitt i beitebruksplanen, er det ingen prioriterte beiteområder som overlapper med tiltakets planområde.



Figur 4-6: Dekningskart Hitra beitelag. Kilde: WMS-laget beitedata fra NIBIO.

Ifølge kartlaget «RMP-tiltak – Trøndelag 2024», tilgjengelig fra GisLink karttjeneste, er det ingen driftsenheter innen planområdet som har søkt om midler fra regionalt miljøprogram.

Det drives også jakt innenfor planområdet, da hovedsakelig jakt på hjortevilt. Planområdet ligger for det meste innenfor jaktvaldet Strøm, men er også representert helt i sør i jaktvaldet Inn-Hitra. Ifølge Hitra kommune viser jaktstatistikken en nedgang på om lag 20 % felte dyr de siste par årene for hjort i hele kommunen (skal stabiliseres). Det er dokumentert en tallrik bestand av rådyr i hele kommunen (skal reduseres). Det er kun enkeltdyr av elg på øya, og dermed kun åpnet for jakt på fastlandet der det

er en høstbar elgbestand (Sundlandet). Det nevnes at på Hitra er særlig hjorten et populært jaktobjekt som trekker turisme til regionen i form av jegere. Denne «turismen» danner også grunnlag utvikling av utmarksnæring for landbrukseiendommene som har rettigheter til å felle hjortevilt.

Fiske (innlandsfiske) i Hitra kommune er regulert gjennom salg av fiskekort på inatur.no, og selges av Hitra Utmarksråd. Hitra Utmarksråd er et samarbeidsorgan som består av grunneiere og rettighetshavere som er medlemmer av utmarkslag/grunneierlag. Hitra Utmarksråd har en samarbeidsavtale med Hitra kommune om forvaltning av vilt- og fisk i kommunen. Fiskekort som selges av Hitra Utmarksråd dekker alle vann innenfor planområdet.

Beiteverdi og den næringsmessige betydningen for jakt og fiske vurderes samlet sett til å ha en viss betydning, og beite, jakt og ferskvannsfiske vurderes derfor til å ha noe verdi.

4.2.3 Skogbruk

Kategorien omfatter produktiv skog med økonomisk verdi. Kilder til informasjon om skogbruk er Arealressurskart (AR5, NIBIO) og skogressurskart (SR16, NIBIO) som er tilgjengelig fra Kilden.

Ifølge AR5 er det totalt 171,6 dekar produktiv skog innen planområdet (se figur 4-2 og tabell 4-1). Alle arealene med produktiv skog ligger ved eksisterende vei; ved Stordalstjønna i sørvest (lav bonitet), området rundt Litltverrfjellet i øst (lav bonitet) og langs traséen til atkomstvei (blanding av lav, middels og høy bonitet).

Produktiv skog som ligger innenfor planområdet vurderes ut ifra plassering å ikke bli berørt, samt at produktiv skog langs atkomstvei vurderes å bli ubetydelig berørt da eventuelle tiltak for å oppruste atkomstvei er av mindre karakter (se *10258198-01-RIG-NOT-001 – Geoteknisk vurdering adkomstvei*), og vil sannsynligvis ikke medføre større inngrep i produktiv skog som ligger langs traséen til atkomstveien.

Skogbruksverdiene i planområdet som helhet vurderes til noe verdi, på bakgrunn av tilgjengelighet og bonitet, selv om de er begrenset til yttergrensen i planområdet og langs atkomstvei.

4.2.4 Tilleggsbemerkning dyrkbar jord og skogbruk

Eksisterende vindkraftverk (Hitra 1) har konsesjon til 2030. Når denne konsesjonen går ut, vil eksisterende anlegg måtte tilbakeføres til tilstand som var før anlegget ble etablert. Dette medfører fjerning av enkelte internveier og infrastruktur som ikke er tilknyttet Hitra 2 vindkraftverk, og tilbakeføre disse arealene til naturlig tilstand. Om det skjer, kan dette føre til at dyrkbar jord og produktiv skog som i dag er tilgjengelig langs eksisterende veitraséer blir mindre tilgjengelige. Dette kan mulig gi en negativ påvirkning for verdiene som er knyttet til dyrkbar jord og produktiv skog, da verdiene disse arealene innehar ikke blir like tilgjengelige for utnyttelse som de er i dag mht. eksisterende veitraséer. Dette er ikke vurdert ytterligere, men er nevnt da det kan få betydning ved eventuell tilbakeføring av arealet etter gjeldende konsesjonsperiode. Dette er dog en vurdering som er mer aktuell dersom Nye Hitra 1 ikke blir gjennomført, og ved konsesjonsopphør for Hitra 2 vindkraftverk.

4.2.5 Utsjekk med Hitra kommune

Det er foretatt en utsjekk med Hitra kommune omkring andre kilder til kunnskap om landbruk i eller i tilknytning til planområdet. Det ble i dialogen med Hitra kommune ikke avdekket kilder av relevans for landbruk utover det som er omtalt i denne utredningen. Kontaktperson i Hitra kommune er landbruksrådgiver Maria Strøm.

4.2.6 Utsjekk med Hitra beitelag

Det er foretatt en utsjekk med Hitra beitelag omkring bruken av arealer innenfor planområdet til beite. Ifølge Beitebruksplan – Hitra kommune – 2021-2025 er ikke planområdet et prioritert område for beiting, noe Hitra beitelag bekreftet overfor utreder. Kontaktperson i Hitra beitelag er Aase Martinsen Haranes.

4.3 Verdi

4.3.1 Delområder

Med utgangspunkt i kunnskapsgrunnlaget er det vurdert at utredningsområdet ikke har behov oppdeling i delområder. Utredningsområdet vil derfor vurderes som ett enkelt område videre i utredningen (se kapittel 4.4).

4.3.2 Verdisetting

Av verdier innenfor planområdet er det ifølge kunnskapsgrunnlaget 1,9 daa fulldyrka jord helt i nordenden av atkomstvei. Arealet har ifølge «Verdiklasser basert på AR5 og DMK» stor verdi (verdiklasse 3). Arealet med fulldyrka jord utgjør 0,6 % av den delen av planområdet som omfatter atkomstvei, og 0,02 % av det totale planområdet. Det er 77,5 daa dyrkbar jord planområdet som ifølge «Verdiklasser for dyrkbar jord» har noe verdi. Dyrkbar jord finner vi i den delen av planområdet som omfatter atkomstvei. Arealet med dyrkbar jord utgjør 0,98 % av planområdet. Dyrkbar jord finner vi både på arealtype skog (24,5 daa) og myr (52,7 daa). Det er 171,6 daa produktiv skog innenfor planområdet ifølge arealrapport utarbeidet i Kilden. Produktivt skogareal finnes for det meste i den delen av planområdet som omfatter atkomstvei, men også noen steder helt sør i planområdet. Det er mest produktivt skogareal med bonitet 8 (lav bonitet), men spenner seg fra bonitet 8 til 14 for hele planområdet (lav til middels bonitet). Det er også uproduktiv skog (bonitet 6) i planområdet, men arealet for uproduktiv skog er ikke tatt med i verdisettingen. Beregninger for årlig tilvekst for produktivt skogareal følger av tabell 4-2. Basert på resultatene fra beregningene settes verdien av skogarealet til noe verdi.

Tabell 4-2: Beregninger av årlig tilvekst for produktivt skogareal innenfor planområdet. Årlig tilvekst for produktivt skogareal innenfor planområdet vil som følge av bonitetsfordeling av skogarealet (mest bonitet 8, noe bonitet 11 og 14) ligge et sted mellom 13,73 m^3 og 28,3 m^3.

Bonitet	Årlig tilvekst	Årlig tilvekst produktivt skogareal
Lav (8)	0,08 m^3/daa	171,6 daa x 0,08 m^3/daa = 13,73 m^3
Lav til middels (8-14)	0,165 m^3/daa*	171,6 daa x 0,165 m^3/daa = 28,3 m^3
Middels (11-14)	0,25 m^3/daa	171,6 daa x 0,25 m^3/daa = 42,9 m^3

**Dette er en middelverdi mellom lav og middels bonitet.*

Planområdet vurderes å ha verdier som gjenspeiles i at det er etablert et eksisterende vindkraftanlegg innenfor planområdet i dag, med de påvirkninger dette har i dag. De verdiene som finnes innenfor planområdet, både når det kommer til jordbruk, utmark og skogbruk, vurderes å ha like vilkår for å bestå ved etablering av nytt vindkraftverk, som de har i dag med eksisterende vindkraftverk. Tiltaket kan medføre noe verditap i en anleggsfase, men i en driftsfase vurderes det som uendret dagens tilstand og verdi. Eventuelle tilpasninger av nytt vindkraftverk, herunder etablering av enkelte nye veitraséer og mastepunkt, samt tiltak for utbedring av atkomstvei, er vurdert til å ha ingen/ubetydelig innvirkning på dagens verdi.

På bakgrunn av kunnskapsgrunnlaget settes det en områdeverdi, men da på planområdet i sin helhet:

Planområdet dekkes i sin helhet av beiteområdet til Hitra beitelag. Planområdet inngår ikke i kommunens prioriterte beiteområder. Området består av totalt 1,9 daa fulldyrka jord (stor verdi), 77,3 daa dyrkbar jord (noe verdi) og 171,6 daa produktiv skog (noe verdi). Det bedrives noe jakt i området (primært på hjort).

Planområdet i sin helhet vurderes å ha noe verdi.

4.4 Påvirkning og konsekvens

4.4.1 Generelt om påvirkning

Arealtap innen de ulike arealtypene regnes som den viktigste faktoren når det gjelder vurdering av påvirkning på landbruk (V712). For skogområder er økonomisk tap som følge av arealtapet den viktigste påvirkningen.

Tiltaket vil på ulike måter påvirke fulldyrka jord, utmarksbeiter, og jakt og fiske som næringsgrunnlag. Den produktive skogen i området finner man langs eksiterende atkomstvei inn til eksisterende vindkraftverk, eller i nærheten av eksisterende veinett. Det er per i dag ikke forventet at tiltaket vil medføre vesentlige virkninger på dette skogsarealet, da veien planlegges å benyttes som den er i dag. Ved gjennomføring av eventuelle nødvendige tiltak som kan medføre arealbeslag på produktiv skog, må eventuell påvirkning og avbøtende tiltak vurderes nærmere.

Innen planområdet er den største påvirkningen arealbeslag av beite. Nye anleggsveier kan føre til økt tilgjengelighet, noe som kan være positivt med hensyn til tilsyn, sanking og skjøtsel av beiteområder. Samtidig viser tidligere konsekvensutredninger til at nye veier kan føre til at dyr lettere trekker ut av området, og at økt menneskelig aktivitet kan være med på å stresse dyrene. I dette tilfellet er mesteparten av veinettet allerede etablert ved oppføring av eksisterende vindkraftverk. Tilføringen av nye veitraséer ses på som ubetydelig i denne sammenhengen, da eksisterende veitraséer og arealbeslag har gjort området mer tilgjengelig for menneskelig aktivitet tilbake til da anlegget ble etablert i 2004.

Nye Hitra 1 vindkraftverk vil av oversikten over kun berøre et mindre areal med fulldyrka jord, og vil kun ved nødvendige tiltak knyttet til oppgradering av veitrasé påvirke produktiv skog, men da også estimert til i begrenset omfang.

4.4.2 Påvirkning og konsekvens i driftsfasen

Områdets i sin helhet vurderes til å ha samme verdi ved gjennomføring av Alternativ 1 (Nye Hitra 1) som dagens situasjon med dagens Hitra 1 og Hitra 2 (Alternativ NÅ), da Alternativ 1 vil ha de samme påvirkningene på landbruksverdiene innenfor planområdet. Nullalternativet (tilbakestilt område uten Hitra 1) vil ha marginalt økt verdi, da turbiner med oppstillingsplasser og veitraséer fra hovedveinettet til hver enkelt turbin vil tas bort. Men, siden dagens Hitra 2 deler mye infrastruktur med dagens Hitra 1 (hovedveinettet), vil tilbakestilt område uten Hitra 1 likevel medføre ubetydelig endring på landbruksverdiene innenfor planområdet. Påvirkning av tiltaket vurderes derfor til å være ubetydelig endring for planområdet når det kommer til landbruksverdier, både i forhold til Alternativ 1 og nullalternativet og i forhold til Alternativ NÅ og nullalternativet. Konsekvensen av Alternativ 1 er dermed vurdert til ingen/ubetydelig konsekvens både sett opp mot nullalternativet og Alternativ NÅ, da tiltaket ikke vil medføre redusert verdi og vil medføre ubetydelig endring i begge tilfeller. Eventuelle arealtap som følge av tiltak langs trasé til atkomstvei vil kunne påvirke verdiene noe, men det er lite trolig at dette vil gi konsekvens utover ingen/ubetydelig konsekvens ved gjennomføring.

4.4.3 Oppsummering av påvirkning og konsekvens

Konsekvensgraden for både Alternativ 1 og Alternativ NÅ vurderes i forhold til nullalternativet, som per definisjon har ingen konsekvens.

Det er kun ett alternativ for vindkraftverk (Alternativ 1). Det er ingen alternativer for atkomstvei.

Den samlede konsekvensen for Alternativ 1 for tema landbruk vurderes å være ingen/ubetydelig konsekvens. Den samlede konsekvensen for Alternativ NÅ for tema landbruk vurderes også som ingen/ubetydelig konsekvens.

Tabell 4-3: Oppsummering av verdi, påvirkning og konsekvens for fagdeler underlagt fagtema landbruk i forhold til nullalternativet.

Fagdel	Verdi	Påvirkning	Konsekvens
Jordbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Utmark	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Skogbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Samlet = landbruk	**Noe verdi**	**Ubetydelig endring**	Ubetydelig konsekvens

Tabell 4-4: Oppsummering av verdi, påvirkning og konsekvens for fagdeler underlagt fagtema landbruk i forhold til Alternativ NÅ.

Fagdel	Verdi	Påvirkning	Konsekvens
Jordbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Utmark	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Skogbruk	Noe verdi	Ubetydelig endring	Ubetydelig konsekvens
Samlet = landbruk	**Noe verdi**	**Ubetydelig endring**	**Ubetydelig konsekvens**

4.4.4 Tiltakets påvirkning og konsekvens i anleggsfasen

I anleggsfasen forventes tiltak å medføre midlertidige arealbeslag, anleggstrafikk og støy. Deler av planområdet vil antagelig være utilgjengelig pga. økt trafikk og støy vil kunne medføre forstyrrelser og økt stressnivå for beitedyr, samt øke faren for påkjørsel og skader fra maskiner og utsyr. Avbøtende tiltak for å redusere negative virkninger i anleggs – og driftsfase er oppsummert i kapitel 5.

4.5 Rangering av alternativer

Nullalternativet og alternativ 1 rangeres begge som nummer 1 (se tabell 4-5). Dette begrunnes i at nullalternativet og alternativ 1 begge har konsekvens ingen/ubetydelig, da begge alternativene vil ha tilnærmet lik påvirkning på landbruksverdiene i planområdet.

Det er gjort en sammenligning av dagens Hitra 1 mot Nye Hitra 1 i sammenstillingen under, formelt sett via en mellomliggende sammenligning av nullalternativet/referansetilstanden mot dagens situasjon (alternativ NÅ). Dette er en forenklet vurdering som ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet, og den er derfor ikke detaljert omtalt. Det er små forskjeller mellom dagens Hitra 1 og det Nye Hitra 1. Mindre og flere vindturbiner sammenlignet med større og færre utgjør lite forskjell for planområdet. Forskjellen er hovedsakelig det nye arealbeslaget og ny anleggsfase som kan få varige konsekvenser og fører til noe negativ konsekvens for flere delområder. Med tanke på

samlet belastning kan Nye Hitra 1 i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som alt er der i dagens situasjon.

Tabell 4-5: Rangering av alternativer.

Alternativ	Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ NÅ	Alt. 1 minus Alt. NÅ
Verdi	Noe verdi	Noe verdi	Noe verdi	-
Påvirkning	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	Ubetydelig endring	-
Konsekvens	Ingen konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	-
Rangering	1	1	[ikke reelt alternativ]	[ikke reelt alternativ]

5 Avbøtende tiltak

For å redusere negative virkninger, primært i anleggsfasen, anbefales følgende avbøtende tiltak:

- Så langt som mulig minimere arealbeslag.
- Opprettholde god kommunikasjon og kontakt med berørte eiere og brukere av landbruks- og beiteareal.

6 Usikkerheter og oppfølgende undersøkelser

6.1 Usikkerhet

Det er knyttet noe usikkerhet til hvorvidt tiltak langs atkomstvei vil påvirke produktiv skog. Det er uansett vurdert at omfanget av eventuelle tiltak ikke vil medføre betydelige arealbeslag, som igjen ikke vil medføre store påvirkninger på eventuell produktiv skog som kan bli berørt.

Riggområder, midlertidige lagringsplasser er ikke avklart enda. Dette er i utgangspunktet midlertidige virkninger, men noen midlertidige tiltak kan medføre varige konsekvenser, f.eks. ved kjøreskader og pakking av jord som forringer jordkvaliteten.

6.2 Oppfølgende undersøkelser

Det er vurdert dit at det ikke vil være behov for oppfølgende undersøkelser etter tiltaksgjennomføring for tema landbruk.

Fagrapport:

Elektronisk kommunikasjon og værradar

Statkraft

Nye Hitra 1 vindkraftverk



Konsekvensutredning

Elektronisk kommunikasjon

Dato 25.03.2026

Bilde: Middagsvarden telekommast

Innholdsfortegnelse

0. Sammendrag
1. Utredningskrav
2. Kunnskapsgrunnlag
3. Konsekvensvurdering
4. Avbøtende tiltak
5. Konklusjon

0. Sammendraget

Utredningen er gjennomført i samsvar med Retningslinjer for ivaretakelse av elektronisk kommunikasjon (ekom) ved vindkraftutbygging (Nasjonal kommunikasjonsmyndighet (Nkom)/NVE, 2021). Relevante ekom-aktører er identifisert og kontaktet med grunnlag i informasjon fra både Nkom, NVEs standard høringsliste for ekom samt tiltakshavers kjennskap til eksisterende innplasseringer i Middagsvarden telekommunikasjonsmast, som er lokalisert innenfor planområdet for Nye Hitra 1.

Tiltaket kan ikke utelukkes å berøre Avinors eksisterende elektroniske kommunikasjonsanlegg som er innplassert i Middagsvarden telekommunikasjonsmast. Det er identifisert teknisk gjennomførbare avbøtende tiltak dersom faktisk påvirkning på Avinors ekomtjenester avdekkes i detaljplanarbeidet.

Middagsvarden telekommunikasjonsmast eies av Fosen Vind som også eier og driver Hitra 2 vindkraftverk. Statkraft vil i detaljplanarbeidet sørge for at ekomtjenestene i Middagsvarden ivaretas på en tilfredsstillende måte, eller at avbøtende tiltak gjennomføres, slik at ytelsen opprettholdes. Dette vil bli gjort i tett dialog med Fosen Vind og berørte ekomaktører.

Meteorologisk institutt og Forsvarsbygg har bekreftet at tiltaket ikke vil komme i konflikt med deres anlegg eller systemer.

Med forutsetning om at identifiserte avbøtende tiltak gjennomføres ved behov, vurderes Nye Hitra 1 til å ha liten til ubetydelig konsekvens for eksisterende elektroniske kommunikasjonsnett og -tjenester.

1. Utredningskrav

I henhold til Kombinert planprogram og melding med forslag til utredningsprogram for det nye Hitra 1 vindkraftverk, versjon 3 datert 29.04.2025, er kravet til utredning for elektrisk kommunikasjon som følger:

Forslagsstiller skal utrede om det er sannsynlig at tiltaket kan medføre skadelig interferens på eksisterende elektroniske kommunikasjonsnett eller elektroniske kommunikasjonstjenester. Forslagsstiller skal foreslå aktuelle avbøtende tiltak foreslås i samsvar med retningslinjene om ivaretakelse av ekom, dersom det er sannsynlig at skadelig interferens kan oppstå. Utredningen skal baseres på tilbakemelding fra ekom-aktørene, inklusive Forsvarsbygg.

2. Kunnskapsgrunnlag

Utredningen er gjennomført i samsvar med Retningslinjer for ivaretakelse av elektronisk kommunikasjon ved vindkraftutbygging (Nkom/NVE, 2021).

Relevante ekom-aktører er identifisert og kontaktet basert på informasjon fra Nkom (epost datert 14.08.2024), dialog med Fosen Vind, NVEs standard høringsliste for ekom samt tiltakshavers kjennskap til eksisterende innplasseringer i Middagsvarden telekommunikasjonsmast, som er lokalisert innenfor planområdet for Nye Hitra 1. Det har vært avholdt møter med både Avinor og Meteorologisk Institutt, mens kontakt med andre aktører har skjedd gjennom e-post. Tabell 1 gir en oppsummering av hvilke aktører som er involvert og deres tilbakemeldinger om mulige konsekvenser for anleggene deres.

Tabell 1 Oversikt over aktører som har vært kontaktet med innplassering i Middagsvarden telekommast

Aktører	Høringsinstans melding.	Dialog i utredningsarbeidet	Innspill ang konsekvens for aktørens anlegg
Avinor	Ja	Ja	Vurderes under detaljplanarbeid. Avbøtende tiltak er identifisert.
Lyse Tele AS (tidligere Ice Eiendom)	Ja	Ja	Kan utelukkes
Tensio TS AS	Ja	Ja	Kan trolig utelukkes
Steinsvik AS	Nei	Ja	Kan utelukkes
Telia Towers AS	Telia Norge	Ja	Kan utelukkes
Telia Norge AS, Eiendomsavdelingen	Telia Norge	Ja	Kan utelukkes
Telenor Norge AS	Ja	Ja	Kan utelukkes
DSB - Nødnett	Ja	Ja	Kontaktet
Forsvarsbygg	Ja	Ja	Kan utelukkes
Metrologisk Institutt	Ja	Ja	Kan utelukkes

3. Konsekvensvurdering

Tiltaket kan komme i konflikt med Avinors eksisterende elektroniske kommunikasjonsanlegg i Middagsvarden telekommunikasjonsmast. En endelig vurdering kan først gjøres når turbintype, antall turbiner og turbinposisjoner er bestemt.

Middagsvarden telekommunikasjonsmast eies av Fosen Vind som også eier og driver Hitra 2 vindkraftverk. Statkraft vil i detaljplanarbeidet sørge for at ekomtjenestene i Middagsvarden ivaretas på en tilfredsstillende måte, enten gjennom tilpasninger i prosjektet eller gjennomføring av avbøtende tiltak, slik at ytelsen opprettholdes. Dette vil skje i tett dialog med Fosen Vind og berørte ekomaktører.

Det er identifisert teknisk gjennomførbare avbøtende tiltak som kan iverksettes dersom faktisk påvirkning på Avinors ekomtjenester avdekkes i detaljplanarbeidet.

Meteorologisk institutt og Forsvarsbygg har bekreftet at tiltaket ikke vil komme i konflikt med deres anlegg eller systemer.

4. Avbøtende tiltak

Statkraft foreslår følgende avbøtende tiltak:

- I forbindelse med detaljplanarbeid skal ekomtjenestene i Middagsvarden sikres gjennom nødvendige tilpasninger eller tiltak. Dette skal gjøres i samarbeid Fosen Vind som eier telekommasten og eventuelt berørte ekomaktører.

Med forutsetning om at identifiserte avbøtende tiltak gjennomføres ved behov, vurderes tiltaket å ha liten til ubetydelig konsekvens for eksisterende elektroniske kommunikasjonsnett og tjenester.

5. Konklusjon

Med forutsetning om at identifiserte avbøtende tiltak gjennomføres ved behov, vurderes Nye Hitra 1 til å ha liten til ubetydelig konsekvens for eksisterende elektroniske kommunikasjonsnett og -tjenester.

Fagrapport:

Folkehelse

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 - Helsekonsekvensutredning

OPPDRAGSGIVER

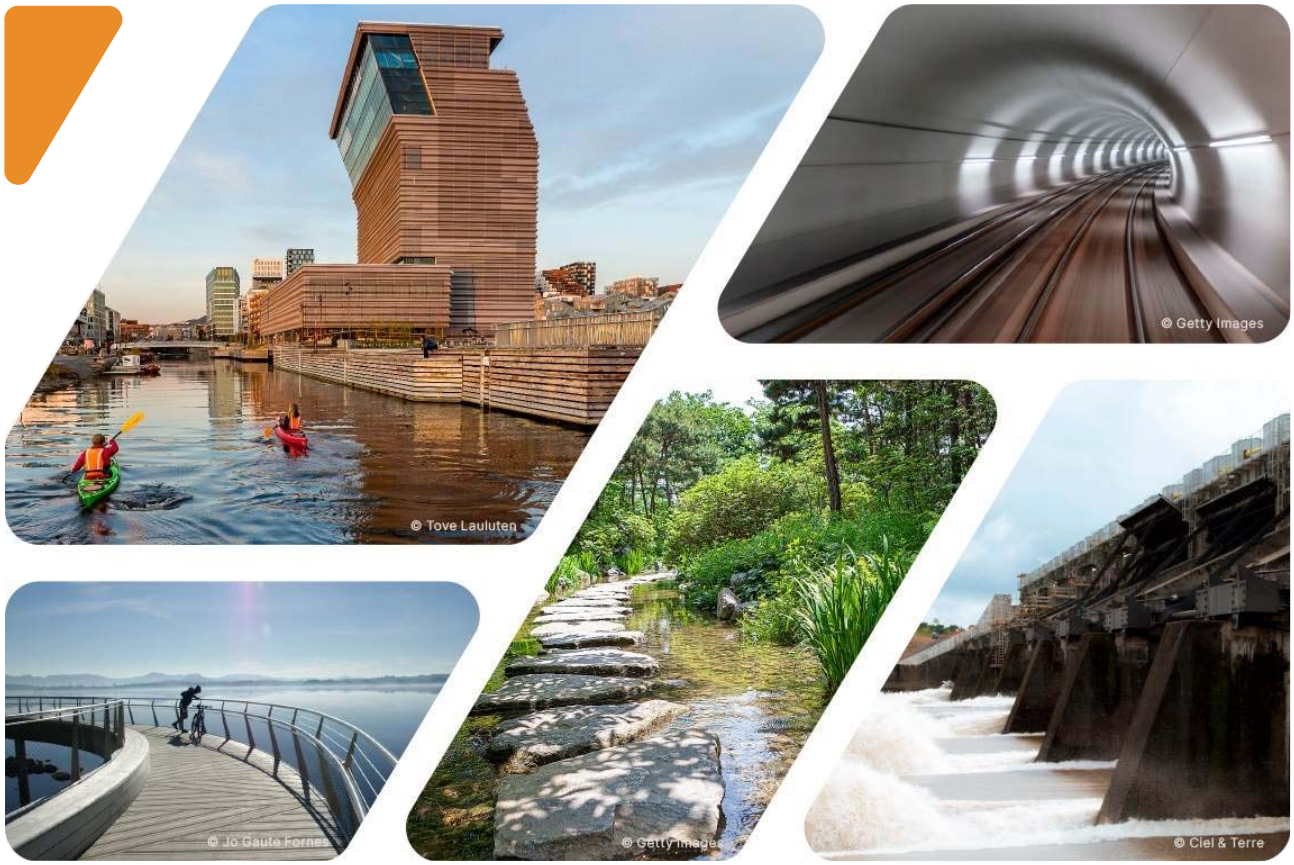
Statkraft Energi AS

EMNE

Helsekonsekvensutredning

DATO / REVISJON: 13.03.2026 / 00

DOKUMENTKODE: 10258198-01-TVF-RAP-002



Multiconsult

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	**Nye Hitra 1 vindkraftverk**	DOKUMENTKODE	10258198-01-TVF-RAP-002
EMNE	Helsekonsekvenser	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Roy Whittall
KOORDINATER	Sone: / Øst: / Nord:	ANSVARLIG ENHET	Multiconsult Norge AS
GNR./BNR./SNR.	/ /		

01	13.3.2026	KU Folkehelse – oppdatert etter kommentar fra Statkraft	RW	HGA	HAVF
00	5.1.2026	Utkast KU Folkehelse	RW	HGA	HAVF
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

SAMMENDRAG

I folkehelseutredningen utredes planforslaget for nye Hitra 1, det vil si Alternativ 1 - nye Hitra 1 + Hitra 2. For å belyse mulige konsekvenser av for nye Hitra 1 beskrives hovedsakelig endringer fra dagens situasjon. Konsekvenser av fjerning av Hitra 1 omtales kun helt kort.

Som enkeltfaktor er det hinderlys som sannsynligvis vil oppleves som den største endringen fra dagens situasjon. Det er sannsynlig at flere vil oppleve at høyintensitets hinderlys er plagsomme. Det er planlagt 8 vindturbiner med høyintensitets hinderlys på nye Hitra 1. Av samtlige berørte eiendommer som det er gjort beregninger for, vil ca. 50 eiendommer kunne se 1-3 hinderlys av de nye høyintensitets lysene, omkring ca. 30 eiendommer vil kunne se 4-6 hinderlys og to eiendommer vil kunne se alle 8 hinderlys.

Ifølge konsekvensutredning støy, gjennomført av Akustikkonsulten, er forskjellen mellom støyutbredelsen mellom dagens situasjon og nye Hitra 1 neglisjerbar. Det er beregnet en marginal endring i gjennomsnittlig støynivå, for nye Hitra 1 sammenlignet med dagens situasjon. I umiddelbar nærhet til de nye turbinene vil imidlertid støynivå øke noe.

Grenseverdi for støy fra vindkraft er lagt på et nivå der vi vet at de aller fleste ikke vil være plaget av støy, men likevel er det slik at noen fortsatt vil være plaget av støy selv om støygrensen overholdes. Det er også noe usikkerhet knyttet beregning av støy fra vindturbiner, og det er derfor i henhold til anbefalt metodikk gjennomført konservative beregninger.

Resultater fra utredningen viser at det er hyttebrukere nærmest vindkraftverket, øst for vindparken, som har høyest sannsynlighet for å oppleve plager fra nye Hitra 1. Som enkeltfaktor vil høyintensitets hinderlys være det som gir størst endring i påvirkning fra dagens situasjon.

Boligene og hyttene nord for vindparken, ved Straum/Husvatnet og Skogoddvatnet, har beregnet støy og skyggekast under anbefalt grenseverdi. Som enkeltfaktor vil høyintensitets hinderlys være det som gir størst endring fra dagens situasjon.

Boligene og hyttene sør for nye Hitra 1 ved Lund/Båtsvikvågen har noe tilsvarende situasjon som hyttene nord for vindparken, bortsett fra at disse ikke vil eksponeres for skyggekast. Støynivået i områder er beregnet til opp mot grenseverdien på L_{den} 45 dB og en må derfor kunne forvente at noen vil oppleve dette som plagsomt. Som enkeltfaktor er det også her, hinderlys som vil være det som gir størst endring i påvirkning fra dagens situasjon.

Boligene og hyttene i området nord for nye Hitra 1, Søraunet, Nordaunet og Asplia samt Straumfjorden, ligger noe lenger bort fra vindparken og har derfor beregnet lavere støynivåer. Bygningene ligger over 2 km fra nærmeste vindturbin, og derfor utenfor området der en beregner skyggekast. Store deler av vindparken vil være synlig fra disse eiendommene. Det betyr at flere også vil kunne se hinderlys fra eiendommen. Dette gjelder spesielt i området nord/øst for Storvatnet. Lengst vest, ved Merkesåbukta, vil en kanskje kunne se noen færre hinderlys sammenlignet med Storvatnet.

Det er boliger og hytter i noe avstand fra vindkraftverket som sannsynligvis vil oppleve flest hinderlys og se flest turbiner. Det er beregnet at en fra området Ballnes i sør, Asplia og fra Merkesåbukta i nord/vestlig, vil kunne se flest turbiner og flest hinderlys.

Om Hitra 1 blir fjernet helt, vil en kun stå igjen med Hitra 2. Da vil støy, skyggekast og synlighet bli lavere for de berørte eiendommene.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Innledning 6

2 Folkehelse og miljørettet helsevern 7

2.1 Regelverk og retningslinjer 7
2.2 Medvirkning 7
2.3 Samtaler med beboere 8

3 Støy og helse 9

3.1 Grenseverdier 9
3.2 Grunnlag for vurdering av støy 9
3.2.1 Lavfrekvent lyd 13
3.2.2 Infralyd 14
3.2.3 Unaturlig amplitudemodulasjon 14

4 Skyggekast og helse 14

4.1 Anbefalte grenseverdier 15
4.2 Vurdering for Nye Hitra 1 15

5 Visuelle virkninger og helse 16

5.1 Synlighet 16
5.1.1 Faktorer som påvirker synlighet 17
5.1.2 Vurdering av Nye Hitra 1 vindkraftverk 17
5.2 Lysmerking og helse 18
5.2.1 Krav til merking 19
5.2.2 Vurdering av Hitra 1 vindpark 19

6 Nærområder for friluftsliv 21

7 Dagens helsetilstand i Hitra kommune 23

8 Helsekonsekvenser av samlet eksponering 24

8.1 Sammenstilling av eksponering for flere enkeltfaktorer 24
8.1.1 Graden av eksponering 24
8.1.2 Graden av konsekvens og usikkerhet 25
8.1.3 Helsekonsekvensvurdering som funksjon av eksponering, konsekvens og usikkerhet 25
8.2 Metode for vurdering av de ulike faktorene 26
8.2.1 Graden av tilstedeværelse 26
8.2.2 Gradering av eksponering 26
8.2.3 Gradering av frekvens for eksponering 27
8.2.4 Gradering av varighet av eksponeringen 27
8.2.5 Gradering av helsekonsekvens 27
8.2.6 Gradering av usikkerhet og/eller flere sammensatte eksponeringer 27
8.2.7 Andre tilleggsfaktorer / Tap av naturområder og friluftsliv som enkeltfaktor 28
8.3 Helsekonsekvensvurdering for et utvalg bygninger/eiendommer 28
8.3.1 Bygninger F2 og F3 29
8.3.2 Bygninger i området nord for nye Hitra 1 ved Straum/ Husvatnet og vest for vindparken ved Skogoddvatnet 30
8.3.3 Bygninger i området sør for nye Hitra 1 ved Lund/Båtsvikvågen 31
8.3.4 Bygninger i området nord for nye Hitra 1- Søraunet, Nordaunet og Asplia samt Straumfjorden 32
8.3.5 Bygninger i området sør for nye Hitra 1 mellom Vollan og Ballsnes og ved Furuvika/ ytre Setervågen 33
8.4 Oppsummering av samlet mulig helsekonsekvens for et utvalg bygninger 34

9 Konklusjon 36

10 Referanser 37

1 Innledning

Helse er definert som en tilstand av fullstendig fysisk, psykisk og sosialt velvære og ikke bare fravær av sykdom eller lidelser (Regieringen.no).

NVE (2022) skriver at etablering av vindkraftverk i Norge kan ha konsekvenser for folkehelsen, og at det er behov for å utrede mulige helsekonsekvenser tidlig i en planleggingsfase. En utfordring i slike utredninger er å fremstille mulige konsekvenser av både enkeltfaktorer og summen av alle påvirknings-faktorene for folkehelsen. NVE er tydelige på at det ikke er helt avklart hvordan en slik samlet vurdering skal gjennomføres, sett fra myndighetens side.

Kunnskapsgrunnlaget innen helsevirkninger fra vindkraft er fortsatt mangelfullt, selv om det er gjort en del studier spesielt innenfor støy (Jakobsen m.f 2018). Når det gjelder andre eksponeringsfaktorer som skyggekast, hinderlys og synlighet er virkningene på samme måte som for støy først og fremst knyttet til plagereaksjoner. Enkelte studier har vist at eksponering for flere av faktorer kan bidra til økt grad av plage hos mottakerne (Jakobsen, 2018, Pedersen, 2015)

Folkehelseloven og forskrift om miljørettet helsevern har bestemmelser om helsekonsekvens-utredninger i plansaker og ellers for aktuelle forhold som kan påvirke befolkningens helse. Folkehelse-loven er en sektorovergripende lov og skal sikre at det er «helse i alt en gjør». Kommunen har også ansvar for å fremme folkehelse i de oppgaver kommunen er tillagt, og skal medvirke til at dette ivaretas av andre myndigheter.

I denne utredningen er det valgt å benytte en metodikk for å visualisere samlede helsekonsekvenser basert på en modell som benyttes ved risikovurderinger. Metodisk må dette ikke forveksles med en fullstendig risikoanalyse, men heller sees på som en måte å presentere og sammenstille flere eksponeringsfaktorer.

Det er spesifikt belyst og vurdert forhold som

- Helsekonsekvenser fra støy
- Helsekonsekvenser fra skyggekast
- Helsekonsekvenser fra visuell forurensning
- Synergieffekter av samtlige overnevnte eksponeringer.

Metodikken er benyttet i tidligere helsekonsekvensutredninger og spesielt tilpasset tematikken i helsekonsekvensutredning for Tysvær vindpark i 2021 og for Havvindsturbin i Sløvåg i Gulen 2024 og Moifjellet vindkraftverk i 2025. Metoden er tidligere drøftet med FHI- Folkehelseinstituttet og i dette tilfelle med Hitra kommune før den ble tatt i bruk for vurderinger for nye Hitra 1.

2 Folkehelse og miljørettet helsevern

2.1 Regelverk og retningslinjer

Miljøets betydning på helsetilstanden til befolkningen har vært kjent lenge og var et hovedpoeng i sunnhetsloven fra 1860. Allerede den gangen var det en bevissthet om at flere ulike fagområder og disipliner måtte medvirke for å bedre sunnheten i samfunnet.

Kommunehelsetjenesteloven videreførte i 1987 bestemmelsene fra sunnhetsloven, under begrepet miljørettet helsevern (Sosial- og helsedirektoratet 2003). Miljørettet helsevern defineres som de forhold som til enhver tid direkte eller indirekte kan ha innvirkning på helsen, blant annet biologiske, fysiske, kjemiske og sosiale faktorer.

Kommunehelsetjenesteloven ble erstattet av folkehelseloven i 2012. Folkehelseloven gir blant annet alle offentlige institusjoner ansvar for å fremme folkehelse, herunder kommunene, staten og fylkeskommunen. Den tidligere kommunehelsetjenesteloven la mange av oppgavene direkte til helsetjenesten i kommunen, men nå er ansvaret løftet til et overordnet nivå og til alle sektorer og myndigheter. Prinsippet om å fremme folkehelse i alle sektorer (”helse i alt vi gjør”) gjelder for kommuner, fylkeskommuner og stat. Dette innebærer at helsehensyn skal integreres i beslutningsprosesser og for eksempel i utøvelse av rollen som eier av virksomhet og eiendom, arbeidsgiver, utviklingsaktør, tjenesteyter med videre.

Når det gjelder behovet for å ta hensyn til folkehelsen, er det ingen grunn for at det skal være forskjell mellom planlegging gjennomført etter plan- og bygningsloven, energiloven eller om det gjennomføres en lokal, regional eller statlig planprosess. Folkehelseloven er som beskrevet sektorovergripende og skal sikre at det er «helse i alt en gjør». Gjennom loven er det primært kommunen som har et ansvar for å fremme folkehelse i de oppgaver kommunen er tillagt, og skal medvirke til at dette ivaretas av andre myndigheter. Kommunen skal ha oversikt over helsetilstand og påvirkningsfaktorer, og på bakgrunn av dette identifisere eventuelle folkehelseutfordringer i kommunen (Paulssen og Moltumyr 2021).

Det er enhver kommunes rett og plikt til å gjennomføre et tiltak etter folkehelseloven, og til å forsikre seg om at planprosessen og konsesjonsbehandlingen i tråd med energiloven har tatt tilstrekkelig hensyn til folkehelse og formålene om at det skal være «helse i alt vi gjør». St.meld. nr. 34 har riktignok fokus på plan- og bygningsloven når den beskriver folkehelse i planstrategier, men samtidig gir folkehelseloven også staten og sentrale myndigheter konkrete forpliktelser til å arbeide etter «helse i alt vi gjør»-prinsippet i sine planprosesser og konsesjonsbehandlinger. Dette innebærer at staten herunder departementer og direktorater skal bruke virkemidler, blant annet som myndighet, eier, arbeidsgiver og samfunnsutvikler, og har også ansvar for å vurdere konsekvenser av aktuelle tiltak for befolkningens helse.

2.2 Medvirkning

En av de viktigste faktorene når det gjelder å ta hensyn til folkehelse i planprosesser er medvirkning og deltagelse. Bestemmelsene om medvirkning i planprosesser har kommet inn i lovgivingen i løpet av de siste 20-30 årene, og medvirkning skal ikke bare verne om individuelle rettigheter, men også bidra til kvaliteten på selve planen (Holsten 2000).

Medvirkning er et ideal for både planlegging og folkehelsearbeidet. Innen folkehelse er medvirkning betegnet som en mulighet for å styrke egen identitet, kunne bidra til å definere egne problemer, ha egenskaper og evner til å ta ansvar for eget liv, ha frihet til å selv å bestemme og ha makt og mulighet til å finne løsninger.

Innen planlegging er medvirkning begrunnet som et demokratisk prinsipp, og omtalt i egen paragraf i plan- og bygningsloven. Loven stiller krav om aktiv opplysningsvirksomhet og at berørte enkeltpersoner og grupper skal gis anledning til å delta aktivt i planprosessen.

Karoline Unnerud (2018) viser i sin masteroppgave til Helgesen & Hofstad 2012, Helgesen et al. 2017 og Schou et al. 2014 som sier at folkehelse kan synes å ha fått økt innpass i kommuners strategiske og overordnede planer, men at det fortsatt er store utfordringer i å lykkes med å innlemme folkehelse i arealplanleggingen.

Denne konsekvensutredningen er derfor ikke et fullstendig grunnlag for å hensynta folkehelsen i prosjektet nye Hitra 1 vindkraftverk. Denne utredningen må vurderes som et innspill til den videre planprosess.

En utfordring i slike utredninger er å fremstille mulige konsekvenser av både enkeltfaktorer og summen av alle påvirkningsfaktorene for folkehelsen. Helsedirektoratet er tydelige på at det ikke er gitt føringer hvordan en slik samlet vurdering skal gjennomføres. Helsekonsekvensutredningen vil imidlertid kunne synliggjøre nødvendige endringer eller tilpasninger av planen, og vil utgjøre en del av beslutningsgrunnlaget. Ansvarlig myndighet skal ved behandlingen av planen eller tiltaket vurdere resultatene fra helsekonsekvensutredningen.

2.3 Samtaler med beboere

Som en del av denne helsekonsekvensutredningen, var det ønskelig å gjennomføre samtaler med beboere i Hitra kommune, spesielt var det ønskelig å få innspill fra de som oppgir at de opplever støyplager som følge av vindkraftverket. Kilden til informantene fikk Multiconsult via folkemøte og via høringsuttalelser til kommunen. Det lyktes ikke Multiconsult å komme i kontakt med flere enn to personer som ønsket å dele sine opplevelser. Boligene ligger utenfor område som de er beregnet støy for (avstand til vindturbinene er større enn 3 km). Samtaler med beboere utgjør dermed et begrenset, men likevel verdifullt, grunnlag i utredningen.

Beboerne har bidratt med innspill til opplevelsen av dagens situasjon, med støy, visuelle virkinger og lysforurensning fra Hitra 1 og Hitra 2. Selv om dette ikke kan ansees som et representativt utvalg, var verdien av informasjonen nyttig for denne utredningen og til generell økt kunnskap knyttet til opplevelse av plage fra vindkraftverk.

Det er gitt innspill om at visuelle virkninger i dagens situasjon oppleves som negativt, herunder lysforurensning. Det er enkelte beboere som utrykker bekymringer knyttet til både økt synlighet, økt lysforurensning og støy fra et eventuelt framtidig Hitra 1 med høyere turbiner.

Begge informantene beskrev en uro knyttet til mulighet for nye hinderlys med blinkende hvite lys. De beskrev erfaringer med økt stress knyttet til eksisterende vindkraftverk på Frøya og på fastlandet som allerede har slike hinderlys. Det ble stilt spørsmål om det kan stilles krav til teknologi for behovsstyring når det gjelder høyintensitetslys, for å unngå denne typen lysforurensning i framtidig situasjon (det vil si når denne typen løsninger kan aksepteres av luftfart).

Et viktig tema for samtalene var erfaringer og opplevelse knyttet til støy og spesifikke helsevirkninger til lyd

under høreterskelen (infralyd) fra dagens vindkraftverk. Begge informantene beskrev at de hadde plager som de opplever å være direkte knyttet til vindkraftverket på Hitra. Informantene beskrev at de fikk plager og senere sykdom etter at Hitra 2 ble satt i drift. Begge har mistanke om at dette skyldes støy som de ikke hører, men kan merke på kroppen. Beboerne beskriver at vindretning og værforhold har stor betydning for hvordan de opplever situasjonen. En av informantene forteller at det er verst på

«kalde- stjerneklare netter», og den andre beskriver at en helt spesifikk vindstyrke og vindretning har størst betydning.

Felles for begge historiene er at plagene oppstår innendørs og på natt. Dette kan ifølge dem selv, være at de er i annen aktivitet på dagtid, og dermed blir mindre sensitive enn på natt. På det verste fortelles det om at det kan oppleves som å «bo i en gitarkasse», og at det tar fra dem nattesøvnen.

3 Støy og helse

3.1 Grenseverdier

De mest studerte virkningene av miljøstøy er støyplage og søvnforstyrrelser. Jo høyere støynivå utenfor bolig, desto større andel vil kunne oppleve å være støyplaget og få sin søvn forstyrret (Miljødirektoratet M-1941). I Norge er anbefalt grenseverdi på L_{den} 45 dB for vindkraftverk, jf. Retningslinje for behandling av støy i arealplaner, T-1442. Dette nivået samsvarer med anbefalt grenseverdi fra Verdens helseorganisasjon, (WHO 2018). WHO har definert sterk støyplage som et helsetap som bør forebygges og lagt til grunn 10 % absolutt risiko som grunnlag for anbefalt støygrense L_{den} 45 dB (WHO 2018).

Grenseverdien angir støynivå på fasade (utendørs) og på uteoppholdsareal. Veileder til retningslinje for støy i arealplanleggingen (M-2061), viser til at bakgrunnen for grenseverdier for støy er forskning på støy og helse. Videre forklarer veilederen at grenseverdiene er lagt på et nivå der vi vet at de aller fleste ikke vil være plaget av støy, men likevel er det slik at noen fortsatt vil være plaget av støy selv om støygrensen overholdes. FHI skriver i Folkehelserapporten at det er store individuelle forskjeller i følsomhet og sårbarhet overfor støy, og virkningene av støy på helse og trivsel vil være avhengig av en rekke samvirkende og motvirkende faktorer.

FHI har senest i 2022 på oppdrag fra NVE oppdatert kunnskapsstatus om støy fra vindturbiner og virkninger på helse. I dette arbeidet har FHI tatt utgangspunkt i Verdens helseorganisasjons (WHOs) kunnskapsoppsummering på dette feltet. FHI skriver i artikkel om støy fra vindturbiner og virkning på helse (FHI, 2022) at det er holdepunkter for at individuelle faktorer, som blant annet holdninger til vindkraftverk og støysensitivitet, spiller en viktigere rolle enn selve støynivået med hensyn til opplevde plager for naboer til vindkraftanlegg. FHI skriver videre det er lite som tyder på at støy fra vindturbiner på 40-45 dB har en direkte innvirkning på søvn. Det er en rekke studier viser at det er flere ikke-akustiske forhold som påvirker opplevd lydnivå, for eksempel forventninger og tillitt til anleggseier (Eggers S. et al., 2022).

På grunn av at mange faktorer påvirker støyutbredelse fra vindturbiner, kan beregning av støyvirkninger være utfordrende. Dette gjelder spesielt i terreng med store høydeforskjeller, reflekterende terrengformasjoner og ved værforhold som kan gi rim/is på vinger. Støyvurderinger skal derfor i henhold til veiledning fra Miljødirektoratet (M-2061) baseres på konservative beregninger. Konservative beregninger betyr at de valgene som gjøres for beregningsforutsetninger og inngangsdata, gjøres forsiktig (eller nøkternt). Det betyr at det heller beregnes for høye nivåer, enn for lave.

3.2 Grunnlag for vurdering av støy

Grunnlag for vurdering av støy i Folkehelserapporten er Konsekvensutredning støy for Nye Hitra 1, med tilhørende vedlegg - Støyberegningsrapport, utarbeidet av Akustikkkonsulten AB ved Jens Fredrikssen, Februar 2026.

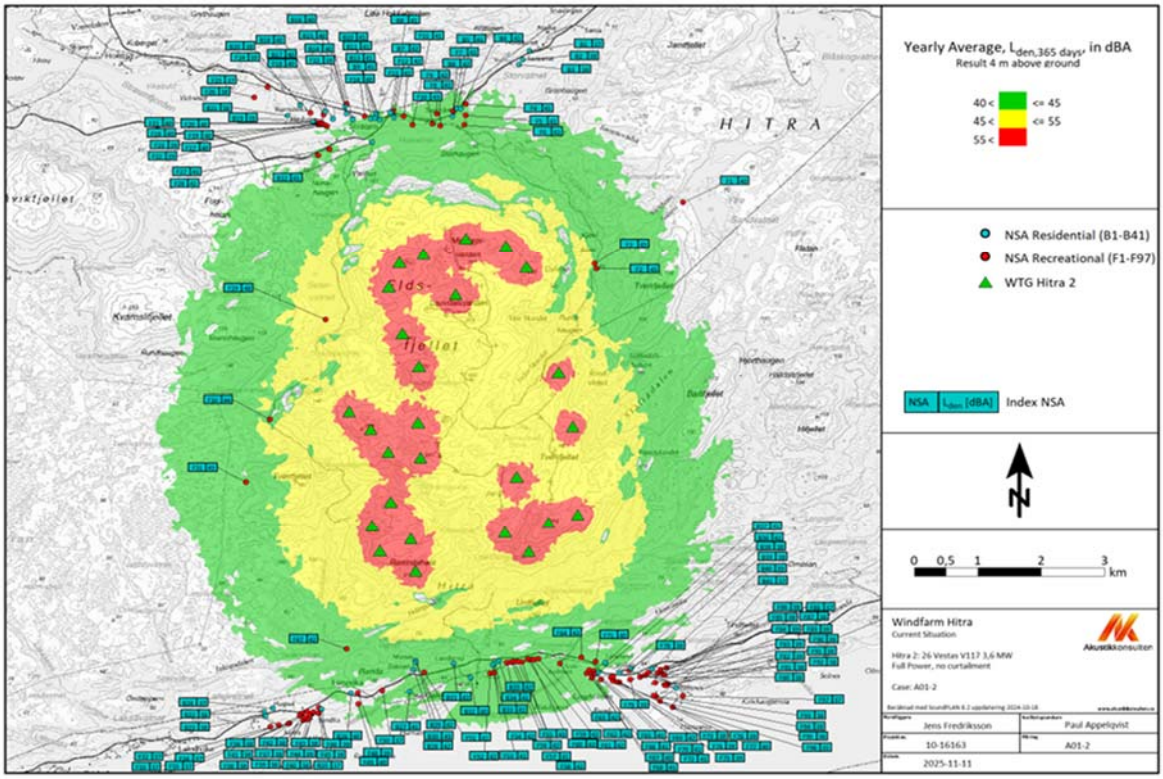
Det er beregnet støy fra vindkraftverket for tre ulike alternativer:

- Nullalternativet (Gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av Hitra 1
- Dagens situasjon (Dagens Hitra 1 og Hitra 2)
- Planalternativet: (Nye Hitra 1 og Hitra 2)

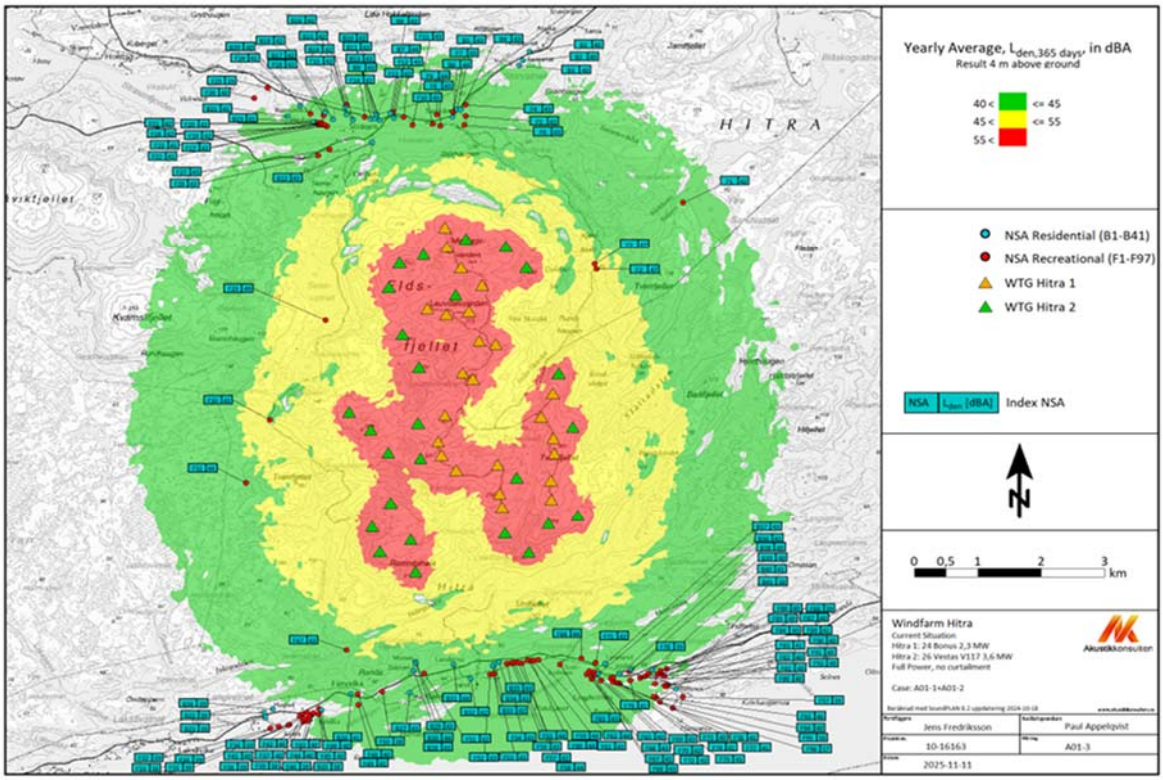
I konsekvensutredningen og beregninger gjennomført av Akustikkkonsulten er influensområde for støy avgrenset til støyfølsom bebyggelse som ligger innenfor en radius på 3 km fra nærmeste turbin.

I henhold til NVEs utredningsprogram skal den anbefalte minimumsavstanden fra støyfølsom bebyggelse på fire ganger vindturbinenes totalhøyde (minimum 800 meter), samt gjeldende grenseverdi for støy fra vindkraft, legges til grunn for vurdering av støykonsekvenser.

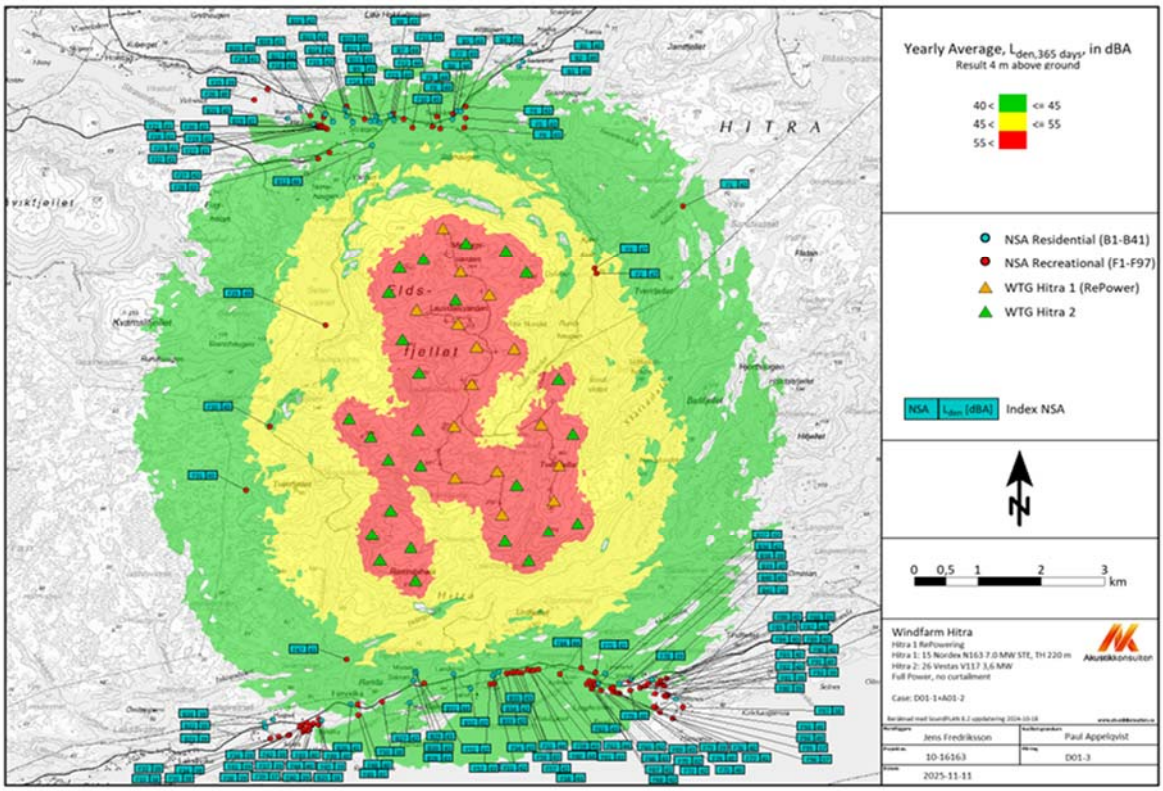
Det er ingen bygninger med støyfølsom bruk nærmere enn 800 meter. Korteste avstand mellom en vindturbin og støyfølsom bebyggelse er en vindturbin i Hitra 2 som er 1085 m fra en fritidsbolig i delområde B (øst for vindkraftverket). For nye Hitra 1 er korteste avstand 1440 mellom en turbin og støyfølsom bebyggelse



Figur 3-1 Beregnet støynivå: Nullalternativet - gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av Hitra 1. Kilde: Konsekvensutredning støy, Akustikkonsulten AB



Figur 3-2 Beregnet støynivå i dagens situasjon - dagens Hitra 1 og Hitra 2. Kilde: Konsekvensutredning støy, Akustikkonsulten AB



Figur 3-3 Beregnet støynivå i planalternativet: Alt. 1 (Nye Hitra 1 og Hitra 2) Ingen helårsboliger som får støy over grenseverdien på L_{den} 45 dBA. Det er tre fritidsboliger (inkludert en koie) som får støy over grenseverdien. Kilde: Konsekvensutredning støy, Akustikkonsulten AB

Tabell 1 under viser antall helårsboliger og fritidsboliger med beregnet støynivå henholdsvis under og over grenseverdien.

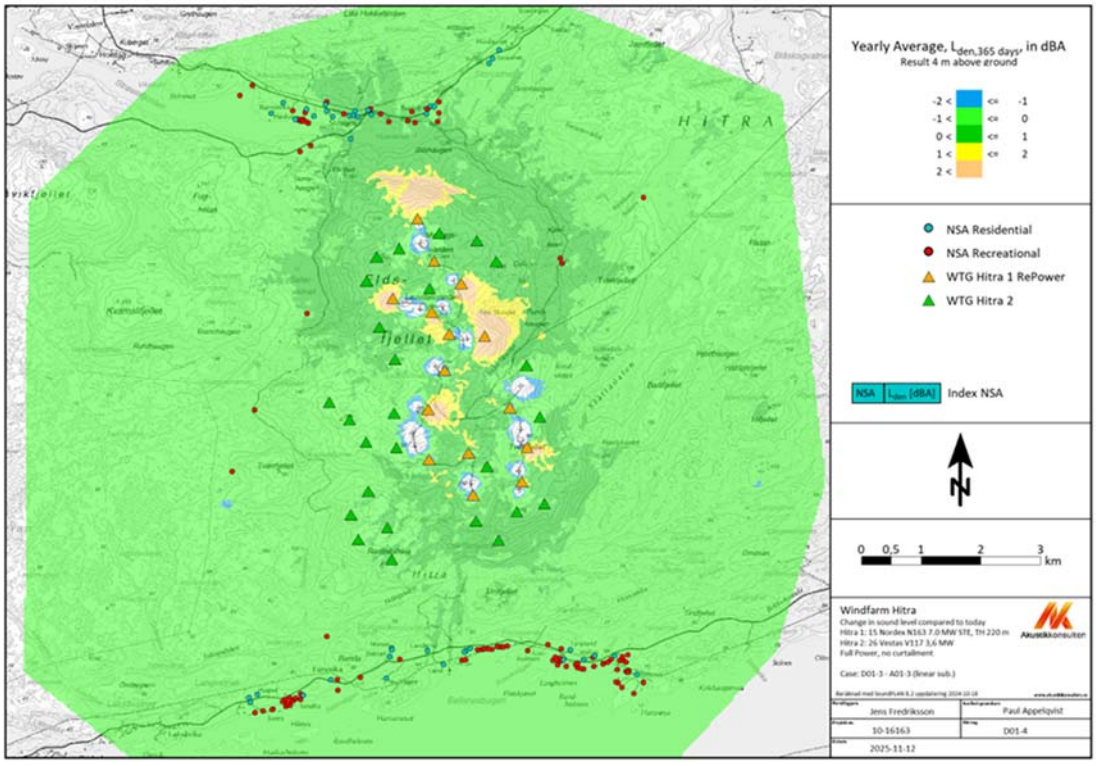
- Støybidraget fra Hitra 1 alene er ikke stort nok til at støyfølsomme bygninger blir utsatt for støy over grenseverdi.
- Beregnet sumsstøy fra begge parkene er over grenseverdi, ved tre fritidsboliger (inkludert en koie), både i dagens situasjon og i planalternativet.

Tabell 1 Beregnet antall bygninger med støynivå over grenseverdi i dagens situasjon og planforslaget (Nye Hitra 1 og Hitra 2)

		Antall (boliger / fritidsboliger) med støynivå	
Situasjon	**Vindpark**	**Lden ≤ 45 dBA**	**46 dBA ≤ Lden ≤ 55 dBA**
Dagens	Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Dagens	Samlet	41 / 94	0 / 3
Fornying	Hitra 1	41 / 97	0 / 0
Dagens	Hitra 2	41 / 96	0 / 1
Fornying + dagens	Samlet	41 / 94	0 / 3

I konsekvensutredningen gjennomført av Akustikkkonsulten er konsekvensgrad for 4 ulike delområder vurdert i henhold til metodikk i M-1941. Det henvises til Akustikkkonsultens rapport for mer detaljert beskrivelse av vurdering av konsekvensgrad for delområder.

Figur 3-4 viser beregnet endring i støynivå, fra dagens situasjon til planforslaget (etter ny utbygging av Hitra 1 + Hitra 2). En stor andel av influensområde vil få en marginal gjennomsnittlig reduksjon i støynivå (0-1 dB lavere). I umiddelbar nærhet til de nye turbinene vil støynivå øke noe.



Figur 3-4 Forskjellen mellom dagens situasjon og planforslaget (etter ny utbygging av Hitra 1 + Hitra 2). En stor andel av influensområde vil få en marginal gjennomsnittlig reduksjon i støynivå (0-1 dB lavere). I umiddelbar nærhet til de nye turbinene vil støynivå øke noe.

Samlet vurdering i konsekvensutredning for støy er at nullalternativet, med støy fra kun Hitra 2, gir lavest støypåvirkning.

Ifølge utredningen, gjennomført av Akustikkonsulten, er forskjellen i støyutbredelsen i dagens situasjon og med nye Hitra 1, neglisjerbar. I konsekvensutredning for støy er derfor dagens situasjon og planalternativet rangert likt. Begge alternativer har i samlet vurdering ubetydelig konsekvens sammenlignet med nullalternativet (kun Hitra 2).

3.2.1 Lavfrekvent lyd

Lavfrekvent lyd defineres vanligvis til å være i området fra omkring 10 Hz til 200 Hz. Dette er imidlertid ikke en standardisert definisjon og kan variere i forskjellige land (NEK IEC). Infralyd er definert som lyd i frekvensområde 1-20 Hz. Vindturbinstøy inneholder bredspektret lyd, og dermed også lavfrekvent lyd (<200 Hz) og infralyd (< 20 Hz).

Lavfrekvent lyd er vanskeligere å dempe for enn lyd med høyere frekvenser, og vil dermed være del av lydbildet som kan føre til støyplage fra vindturbiner. Lavfrekvent lyd er vanligvis mest hørbar innendørs ettersom bygninger kort og enkelt forklart fungerer som et lavpassfilter og filtrerer ut de høyere frekvensene.

Ifølge konklusjonene i utredning gjennomført i Danmark (Miljø- og Fødevareministeriet Miljøstyrelsen, 2017), kan vindturbinstøy høres innendørs når lydtrykknivået utendørs er L_{pAT} 44 dB.[1] Studien er utført på frekvensområdet 8 til 200 Hz. Opplevelse av lavfrekvent lyd har videre blitt beskrevet som følelse av trykk i øret, trykk i brystet, generelt trykk, vibrasjoner i kroppen (Verbundprojekt (2020).

I Sverige har FoHMS 2014:13 anbefalt grenseverdier for lavfrekvent lyd innendørs fra 31,5 Hz til 200 Hz. I rapporten «*Störning av vindkraftverk – enkät och lysssningstester*» er det beregnet at det i relativt kort avstand fra vindturbinen er risiko for overskridelser av aktuelle grenseverdier innendørs fra 31,5-200 Hz (Glebe D. et al).

Akustikkonsulten har beregnet lydnivåer i 1/3 oktavbånd fra 31,5-200 Hz for boenheter i influensområde til nye Hitra1. Beregningene viser at lydnivå fra *nye Hitra 1* er under de aktuelle grenseverdiene i frekvensområde 31,5-200 Hz innendørs i samtlige boenheter. Akustikkonsulten skriver i konsekvensutredning støy, at de i løpet av drøye 15 års erfaring med overvåking av støy fra vindkraft, aldri har opplevd et tilfelle hvor lavfrekvent støy innendørs forårsaket av vindturbiner har overskredet grensen. Den største risikoen for overskridelser er konstatert i defekte vindturbiner som har gitt støy ved en bestemt lav frekvens, f.eks. fra girkassen eller generatoren. Dette er mekaniske feil som vanligvis detekteres i den automatiske overvåkningen av turbinene og utbedres etter hvert som de blir kjent for å opprettholde optimal drift og unngå havari.

På bakgrunn av at Danmark innførte egne grenseverdier for lavfrekvent støy i 2011, ble det gjennomført en utredning og vurdering av grenseverdi for lavfrekvent støy også i Norge. Utredningen viste at den gjeldende anbefalte støygrensen utendørs (L_{den} 45 dB) også ivaretar at innendørsstøy i frekvensområdet 20-160/200 Hz, og dermed ikke overskrider 20 dBA, som er grenseverdien i Danmark. Miljødirektoratet konkluderte på bakgrunn av dette med at det ikke er behov for å innføre egne grenseverdier for lavfrekvent støy i Norge (NVE, 2018).

[1] Et lydtrykksnivå på 44 dBA ikke kan sammenlignes direkte med det tilsvarende dagnivået L_{den}, der eksisterende støynivåer (lydtrykknivåer) straffes med +5 dB i løpet av kvelden og med +10 dB i løpet av natten. Som referanse vil et kontinuerlig lydtrykknivå på 44 dBA i 24 timer tilsvarer en L_{den} på 50,4 dB.

3.2.2 Infralyd

Infralyd er på lik linje som lavfrekvent lyd også en del av lydspektret fra moderne vindturbiner. Infralyd er definert som lyd i frekvensområde 1-20 Hz. Infralyd fra vindturbiner kan måles, men lydtrykknivået fra vindturbiner er imidlertid godt under høreterskelen (NEK ICE 2024). FHI forklarer at infralyd kan sanses ved svært høye lydtrykknivåer, men er ikke hørbar for mennesker ved de nivåer man har i omgivelsene.

Det er noen som utrykker bekymring knyttet til helsekonsekvenser av infralyd fra vindturbiner. Det er i de senere år gjort flere studier spesielt rettet mot å undersøke mulig påvirkning av infralyd på mennesker. FHI skriver at ingen av disse studiene har kunnet påvise eller sannsynliggjøre helsevirkninger av infralyd fra vindkraftanlegg.

I tekniske spesifikasjonen for måling av støy fra vindturbiner (NEK ICE 2024) omhandler vedlegg (Annex B) infralyd. Det er teknisk krevende å måle lydtrykknivåer for infralyd, og det er dermed begrenset med erfaringsdata som beskriver lydtrykknivåer i dette frekvensområde.

3.2.3 Unaturlig amplitudemodulasjon

Ved uheldige kombinasjoner av innfallsvinkel mot rotor, vindhastigheter og turbulens vil man kunne få en situasjon med en kraftig amplitudemodulert lyd. De nøyaktige mekanismene som utløser denne type lyd, ofte omtalt som UAM (unaturlig amplitudemodulasjon), er bare delvis forklart i vitenskapelig litteratur (Gjestland T. 2024) UAM kan medføre periodevis stor variasjon i støynivået.

I utredningsprogrammet er spesielle støyvirkninger som unaturlig amplitudemodulasjon nevnt, men slike forhold vil imidlertid ikke kunne bli avdekket med de beregningsmetodene som brukes i dag. Det er derfor normalt ikke mulig å forutse forekomst, frekvens eller varighet, av såkalt unaturlig amplitudemodulasjon.

4 Skyggekast og helse

Det vises til rapport KU for Hitra vindkraftverk- Skyggekast 10258198-01-RIEn-RAP-001- 2026 der skyggekast er nærmere omhandlet.

Hovedbekymringen har tidligere vært knyttet til at skyggekast fra vindturbiner kan utløse anfall hos personer med fotosensitiv epilepsi. Knopper, m.fl. (2014) konkluderer at moderne vindturbiner har for lav omdreiningshastighet til å utgjøre noen risiko for å utløse slike anfall. Studien viser videre at risikoen er svært marginal selv ved langt høyere omdreiningshastigheter.

Virkningene man har funnet av skyggekast er på samme måte som for støy først og fremst knyttet til plagereaksjoner. En studie fra Canada har funnet en eksponerings – responssammenheng mellom beregnede nivåer av støy og andel svært plaget av skyggekast (Michaud m.fl., 2016). Graden av skygge-kastplage var også påvirket av andre eksponeringsfaktorer samt støysensitivitet hos mottakeren. Funnene i denne studien viser at skyggekast fra vindturbiner kan bidra til å forsterke plagegraden fra andre eksponeringer, som for eksempel støy og visuelle virkninger. Det fremgår av Jacobsen m.fl. (2018) at denne mekanismen også er illustrert i en svensk studie (som ikke omhandlet vindturbiner) som fant at plagen ved lave til moderate eksponeringsnivåer økte med antallet miljømessige stressorer man var plaget av, og ved stimulering av flere sanser (Pedersen, 2015).

4.1 Anbefalte grenseverdier

Som beskrevet i konsekvensutredningen finnes ikke egne norske retningslinjer og grenseverdier for skyggekast, men NVE har gitt ut en veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVE sin forvaltningspraksis, Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis (Bjerkestrand 2014). Veilederen angir følgende anbefalte grenseverdier for bygninger med bruk som er følsom for skyggekast:

- Realistisk tid med skyggekast < 8 timer per år
- Teoretisk (worst case) tid med skyggekast < 30 timer per år eller 30 minutter per dag.

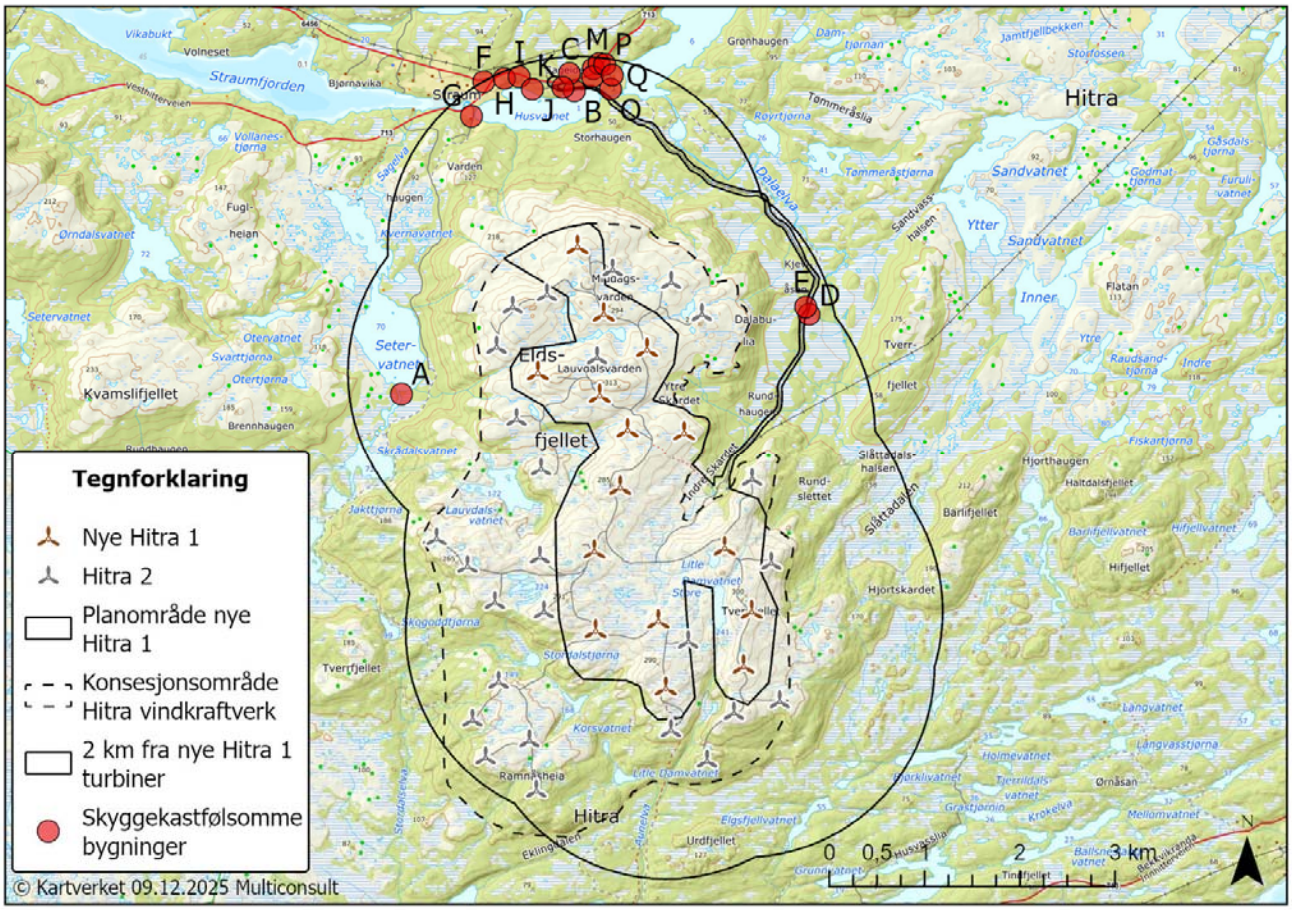
Grenseverdiene kan fravikes i noen tilfeller, for eksempel dersom skyggekast stort sett inntreffer om vinteren ved ei sommerhytte.

Anbefalte grenseverdier for vindkraftverk i Norge er de samme som de tyske retningslinjene for maksimalt teoretisk og faktisk skyggekast. De svenske retningslinjene er også i tråd med de tyske, mens Danmark opererer med en grenseverdi på ti timer faktisk skyggekast og ingen grenseverdier for maksimal teoretisk belastning (Jacobsen m.fl. 2018).

4.2 Vurdering for Nye Hitra 1

Skyggekastanalysen viser at boligene rundt nye Hitra 1 vindkraftverk kan bli utsatt for skyggekast. Det er 17 aktuelle skyggekastfølsomme mottakere i nærheten til vindkraftverket. Mesteparten av mottakerne vil oppleve belastning av skyggekast midt på dagen gjennom vinterhalvåret, men noen få vil oppleve skyggekast på morgen og ettermiddag/kveld i sommerhalvåret. Den største utbredelsen skjer mot nord med lave belastningsnivåer, mens østlige og vestlige deler har flest overskridelser, hovedsakelig på grunn av morgen- og kveldssol. Områdene med høyest belastning ligger hovedsakelig på fjellområdet innenfor planområdet. På nordsiden oppstår skyggekast midt på dagen vinterstid, begrenset av korte dager og få turbiner innenfor 2 km

Sammenlignet med dagens situasjon viser analysen at utbyggingen av nye Hitra 1 vil føre til en økt utbredelse av skyggekast. Den største utbredelsen gjelder imidlertid områder hvor påvirkningen fortsatt ligger under anbefalte grenseverdier. Når man bare ser på nye Hitra 1 vindkraftverk er det ingen mottakere som overskrider grenseverdiene.



Figur 4.1 Området som er relevant for skyggekastanalysen og skyggekastfølsomme mottakere, med en avstand på 2000 meter fra turbinene.

5 Visuelle virkninger og helse

Visuelle virkninger som omtales i denne rapporten omfatter virkninger som skyldes synlighet fra bebyggelse og oppholdsområder nær et vindkraftverk. I tillegg til synligheten til selve vindturbinene, er også visuelle virkninger knyttet til hinderlysmerking for luftfart inkludert. Det vises til temarapport Konsekvensutredning landskap for nye Hitra 1 10258198-01-LARK-RAP-01 som omhandler synlighet og hinderlys.

5.1 Synlighet

Generelt er det gjort få undersøkelser knyttet til naboenes opplevelse av vindturbinenes synlighet, og hvordan teknologisk utvikling med stadig høyere turbiner virker inn på opplevelsen av vindkraftverk (Jacobsen m.fl. 2018).

Visuelle virkninger var én av eksponeringsfaktorene som ble vurdert i studien til Michaud m.fl. (2016). Funnene i denne studien viser at visuelle virkninger kan bidra til å forsterke plagegraden fra andre eksponeringer som for eksempel støy og skyggekast. Plagegraden synes også å øke med økt eksponering for støy fra vindturbinene.

5.1.1 Faktorer som påvirker synlighet

Vindturbiner er store installasjoner som er synlige over lange avstander. Bevegelsen til de roterende bladene vil også oppleves visuelt forstyrrende, og bidra til å forsterke det visuelle inntrykket av vind-turbinene. Omfanget av visuelle virkninger påvirkes blant annet av avstand til vindkraftverket, antall turbiner, plassering i forhold til naturlig utsynsretning, topografi, værforhold og turbinenes farge der turbiner i hvit/lys grå farge gir minst kontrast mot en himmelbakgrunn (Jacobsen m.fl. 2018).

I tilknytning til arbeidet med oppdatering av kunnskapsgrunnlaget for vindkraft i Norge i perioden 2017-2018, utarbeidet Norconsult en rapport om vindkraftverks visuelle påvirkning på naboskap og hvilke momenter som er viktige i den sammenheng (Berg, 2017).

Ifølge Berg (2017), gir begrepene «totaldominans» og «ytre visuell dominanssone» en indikasjon på hvor dominerende et objekt fremstår for en betrakter, med utgangspunkt i objektets størrelse og avstand mellom objektet og betrakteren. Objektet gir en visuell totaldominans når avstanden er så liten at betrakteren ikke kan observere hele objektet, men må bevege blikket for å kunne se alle delene.

Berg (2017) påpeker videre at antallet synlige turbiner er av større betydning for det visuelle inntrykket enn størrelsen på den enkelte vindturbinen. På lang avstand er det vanskelig å skjelne mellom store og små objekter, med mindre det finnes referanseelementer i omgivelsene. Effekten av å se mange turbiner på samme tid vil også forsterkes av vingenes roterende bevegelser fordi det perifere synsfeltet lett oppfatter bevegelse.

Som nevnt over vil topografien i området være av stor betydning for både synlighet og naboenes opplevelse av de turbinene som er synlige. Ifølge Berg (2017) kan de visuelle virkningene fra et stort antall turbiner bli store i *flate landskap*. S*måkuperte skjærgårdslandskap* kan bidra til større visuell dominans av enkeltturbiner, samtidig som det kan gi noe skjerming og begrense antall synlige turbiner i vindkraftverkets nærområder. *I kuperte landskap* kan topografien bidra til stor grad av innsyns-skjerming, slik at vindturbinene knapt er synlige i vindkraftverkets nærområder og de visuelle virkningene for naboer blir beskjedne. I *skoglandskap* kan trærne gi god lokal skjermingseffekt. På lengre avstand kan imidlertid de visuelle virkningene bli store for de som ser vindturbinene rage over skogen.

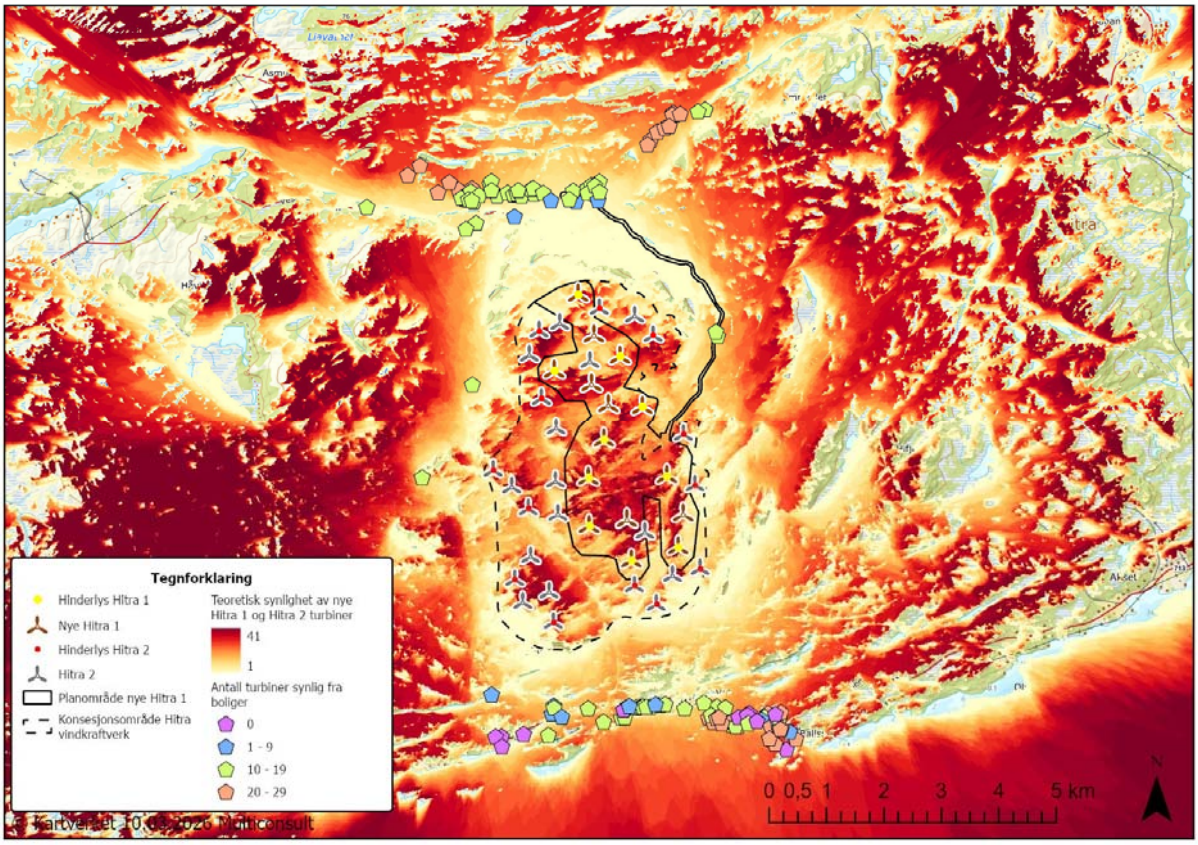
Berg (2017) fremhever også at det visuelle inntrykket i stor grad påvirkes av betrakterens relative plassering i forhold til vindturbinene, og at en vindturbin som står på et platå rett overfor eller omtrent på samme høyde som betrakteren kan bli oppfattet som mer visuelt dominerende enn en vindturbin som står på et lavere terrengnivå enn der vindturbinen betraktes fra.

5.1.2 Vurdering av Nye Hitra 1 vindkraftverk

Turbinene på Hitra blir opp mot 220 meter høye, med 175 meter rotor. Teoretisk synlighetskart viser at turbinene vil bli synlig for flere av bygningene i områdene rundt.

Synlighetskartet er vist i *Figur 5-1*, og er basert på vindturbinenes totalhøyde på 220 meter. Kartet viser imidlertid ikke hvor stor del av turbinen som er synlig fra respektiv bebyggelse, og det visuelle inntrykket kan således variere.

Det er spesielt boligene og hyttene i områdene rundt Ballnes, sør for vindparken og området rundt Merkesåbukta i nord/vestlig del som har flest synlige turbiner.



Figur 5-1. Teoretisk synlighetskart der det er beregnet hvor mange turbiner som er synlig fra de ulike eiendommene rundt vindkraftverket.

5.2 Lysmerking og helse

Det finnes svært få studier av hvordan lysmerking påvirker naboer. En undersøkelse fra Danmark fra 2017 så på folks opplevelse av merking med høyintensitetslys. Selv om studien vurderte effekten av høyintensitetslys, vil en del av funnene være relevante også for mellomintensitetslys. Studien fant at en relativt stor andel av respondentene ikke eller i liten grad følte seg plaget av hinderlysene, nærmeste bestemt ca. 70 % i dagslys og ca. 40% etter det er blitt mørkt. For de som følte seg plaget synes den negative oppfatningen i stor grad å være knyttet til hinderlys når det er lite lys eller helt mørkt, og i mindre grad i fullt dagslys (Rudolph m.fl. 2017). Dette kan skyldes at forskjellen i lys-intensitet mellom hinderlysene og den naturlige belysningen oppleves som mindre på dagtid, spesielt i godt vær/fullt solskinn. På kveld/natt blir lysene mye mer dominerende etter hvert som landskapet ellers «forsvinner». Det trekkes også fram at effekten kan oppleves størst i skumring, når man fortsatt ser landskapet, enn i mørket når landskapsrommet blir borte.

Forskjellen til før-situasjonen, som i Norge gjerne er fra et utmarksområde uten eller med lite kunstig belysning, spiller også inn. Sammenlignet med land lenger sør, kan man i Norge også forvente en større forskjell i opplevd plage mellom sommerhalvåret med mye sollys og vinterhalvåret med mye halv-mørke og mørke. Været, og da spesielt lavt skydekke over vindkraftverket, kan også forverre (eller skjule) opplevelsen.

Rudolph m.fl. (2017) fant også at de fleste respondentene synes lysene var mest plagsomme under fritidsaktiviteter som gåturer og stjernekikking. Deler av plagen fra høyintensitets lysmerking knyttes også til opplevelsen av tap av stedsidentitet og stedstilknytning som følge av tap av mørke. Videre hang folks opplevelse i eget hjem sammen med mikrogeografien rundt huset. Trær som skygget mot lysene, husets og spesielt soverommets plassering mot lysene samt om huset lå nær vann (som reflekterer og forsterker effekten), var særlig viktig. Man fant at de som bodde aller nærmest generelt var mindre plaget. Graden av plage hang også nøye sammen med hvor ofte man ble oppmerksom på lysene.

Studien til Rudolph m.fl. (2017) samt det teoretiske synlighetskartet som er utarbeidet for hinderlysene i dette prosjektet indikerer at virkningene for de nærmeste naboene til prosjektet normalt vil være begrenset. For bygninger i lengre avstand fra vindkraftverket vil hinderlysene være mer synlige, noe som også kan øke graden av plage.

Multiconsult gjennomførte en utredning i 2023 av opplevelsen av lys fra Odal vindkraftverk (Multiconsult, 2023) Utredningen beskriver hvordan naboer til Odal vindkraftverk opplever hinderlysene fra vindkraftverket. Totalt ble 344 naboer kontaktet på ulike vis, herunder elektroniske spørreundersøkelser, SMS og intervjuer. Totalt svarte 29,9 % av de som ble kontaktet på ett eller flere av spørsmålene i undersøkelsen.

Undersøkelsen vier blant annet at generell trivsel ca. et halvt år etter at vindkraftverket ble etablert er lavere enn tidligere. Flere beskriver at de har endret adferd og gjort tiltak for å unngå negativ påvirkning fra lysmerkingen. Veldig få har opplevd sykdom, men noen flere har vurdert å flytte. Flere finner lysmerkingen problematisk og intens, noe som har påvirket trivsel og endret adferd. Den generelle holdningen til vindkraftverk påvirker opplevelsene, men også informanter som er positive til vindkraftverk, finner aspekter ved lysmerkingen problematisk. Noen liker den «nye» utsikten, mens andre tror at de kommer til å venne seg til den.

Av de 72 som svarte på om de fant lysmerkingen problematisk i noen tilfeller, svarte omtrent halvparten at de opplevde lysmerkingen som problematisk, mens den andre halvparten tenkte som denne informanten: «Det plager meg egentlig ingen verdens ting».

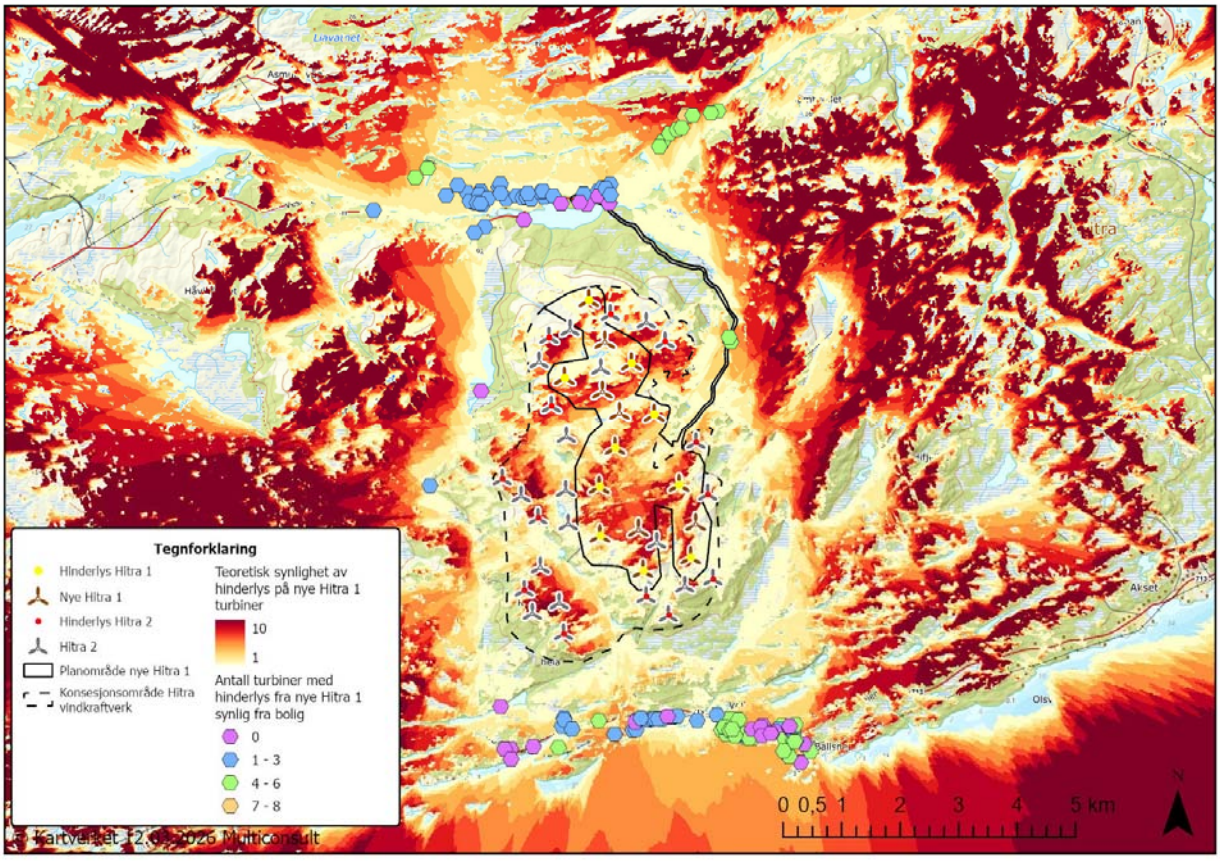
Undersøkelsen viser at opplevelsen av lyset fra vindturbinene varierer betydelig for hvor en er bosatt og herunder hvorfor en har bosatt seg spesifikk der. Det er spesielt sosiale aktiviteter og aktiviteter utendørs som blir påvirket. En informant beskriver følgende «.. noe av det vi faktisk har mistet og som vi var veldig glad i før, og det var det å gå ut å se på stjernehimmelen og sånt. For da virker lysene på de mastene forstyrrende. Det er veldig synd. Så vi har mistet en stor verdi der».

5.2.1 Krav til merking

Vindturbiner defineres som luftfartshindre og utløser krav om merking i tråd med forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder. For nye Hitra 1 og for eksisterende Hitra 2 vil den nye forskriften innebære endringer fra dagens situasjon, både fordi kravene er skjerpet og fordi de nye turbinene på Hitra 1 vil være betydelige høyere enn dagens turbiner.

5.2.2 Vurdering av Hitra 1 vindpark

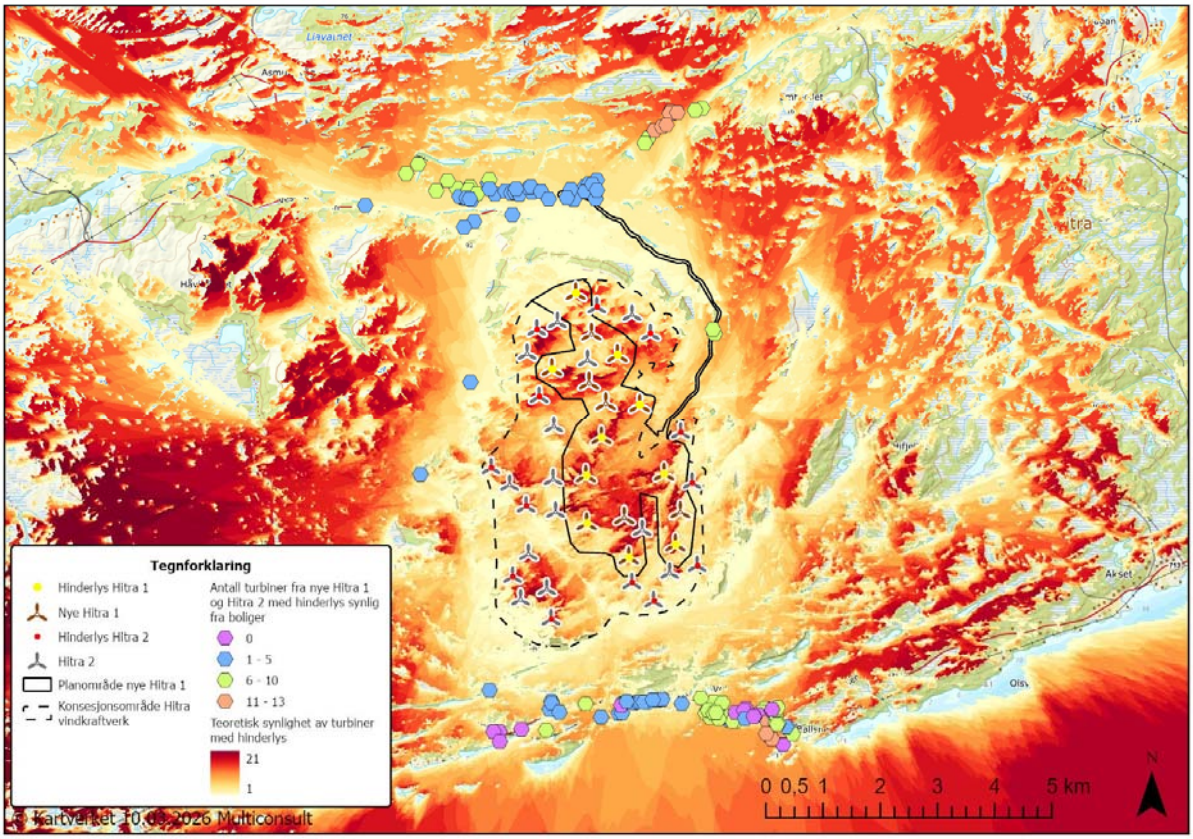
For å kunne få en indikasjon på hvor synlige lysene vil kunne være fra nærliggende naboer har Multiconsult utarbeidet et teoretisk synlighetskart for hinderlysene.



Figur 5-2. Teoretisk synlighetskart for vindturbinens hinderlys for kun nye Hitra 1.

Den største endring i påvirkning vil følge med merking for luftfart. Hitra 2 har faste røde lys mens Nye Hitra 1 vil få blinkende hinderlys samt lys på mellomliggende nivå. Lysmerkingen vil være synlig innenfor samme sektor som dagens lys, men med flere lys, langt sterkere og blinkende hinderlys vil vindkraftverket bli mer fremtredende i mørket enn tidligere. Figur 5-2 viser antall turbiner som er synlige med hinderlys for kun nye Hitra 1.

Figur 5-3 nedenfor viser antall turbiner som er synlige for både nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2.



Figur 5-3. Teoretisk synlighetskart for vindturbinens hinderlys for både nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2.

6 Nærområder for friluftsliv

Det finnes mye nasjonal og internasjonal forskning som beskriver den positive betydningen av at vi mennesker har tilgang til natur og oppholder oss i naturen. Trangsrud (2020) viser til at det de siste årene har så og si eksplodert i forskning som viser til denne koblingen. Det å oppholde seg i natur er beskrevet som helsefremmende da det er viktig for vår fysiske og psykiske helse, livskvalitet og kan både forebygge og behandle flere sykdommer.

Friluftsliv er utredet spesifikt i egen rapport utarbeidet av Multiconsult (Nye Hitra 1 vindkraftverk – konsekvensutredning Friluftsliv 10258198-01-RIM-RAP-001). Utredningen konkluderer blant annet med at i selve planområdet vil prosjektet medføre noe minsket opplevelse pga. turbinene og iskastrisiko på vinteren. Støy og synlighet av Hitra 2 gjør at det ikke forventet store tilleggs konsekvenser av ny Hitra 1 utover blinkende hinderlys i områder rundt.

Håndbok 18 – 2001 Friluftsliv i konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven fra Direktoratet for naturforvaltning er en del år gammel, men beskriver dette på en oversiktlig måte. Håndboken viser til en rekke undersøkelser om effekten av tiltak i friluftsområder og oppsummerer at reaksjonene kan være knyttet til endringer i brukshyppighet, romlig bruk, tidspunkt for bruken (døgn-/uke-/sesongvariasjoner) og aktivitet. På generelt grunnlag kan en si at effektene kan være at på den ene siden så kan eksisterende brukere slutte å benytte et område, men på den andre siden kan tilrettelegging med veier o.l. føre til økt bruk av nye brukere. For planområdet til Hitra 1 vindkraftverk er det allerede etablert slik infrastruktur og nye Hitra 1 vil ikke påvirke dette hensynet i mer negativ retning. Om Hitra 1 tas bort, vil det fortsatt være vindkraftverk i form av Hitra 2 på Eldsfjellet med tilhørende veier og infrastruktur.

Økt fysisk aktivitet og forebygging av inaktivitet er et viktig mål i folkehelsearbeidet. I den forbindelse trekkes friluftsliv frem som et prioritert område, fordi friluftsliv representerer et samspill mellom naturopplevelse og fysisk aktivitet. Hver for seg har både fysisk aktivitet og naturopplevelse en betydelig helsemessig verdi, og samhandlingen mellom disse gir friluftsliv unike verdier for den enkeltes fysiske og psykiske helse. St.meld. nr. 18 2015-2016 viser til omfattende forskning som viser at folk som bor, lever og bruker natur og grønne områder er mer fysisk aktive og har bedre fysisk og psykisk helse. Friluftsliv representerer også en mer positiv gradient med hensyn på sosial ulikhet i helse sammenlignet med annen form for trening og fysisk aktivitet (Klima- og miljødepartementet, 2015-2016).

Bjørlykhaug og Vetlesen (2020) bruker begrepet «Økologisk sorg» for å beskrive reaksjon på tap av naturmangfold og klimakrisen. Økologisk sorg er en form for individuell og kollektiv sorg som kan arte seg på forskjellig vis. Hensikten med å beskrive denne formen for reaksjon er ifølge forfatterne å bidra til å kunne:

- Snakke sammen og sette ord på erfaringer knyttet til reaksjoner på det som skjer med natur- og klimakrisen.
- Sette ord på hvorfor stadig flere opplever følelsesmessige og kroppslige reaksjoner knyttet til natur- og klimakrisen og herunder anerkjenne disse reaksjonene.
- Sette ord på ansvarsforhold og løfte frem folkehelsekonsekvensene av klima og naturkrisen.
- Sette ord på at vi kanskje har manglende språk og begrepsbruk til å kommunisere og forstå hva som skjer.

Dette er ytterligere problematisert i det offentlige ordskiftet, spesielt ved at flere aktører påpeker at en må godta nedbygging av natur for å oppnå det «grønne skiftet». Vindkraft generelt blir da også trukket fram som et av flere tiltak som skal bidra til å forebygge ytterligere klimaendring og muliggjøre økt bruk av fornybar energi. Det kan derfor være argumenter for at et vindkraftverk vil kunne bidra til å forebygge opplevelsen av økologisk sorg ved at en satser på ren fornybar energi. Denne utredningen har ikke noe mandat eller er ikke på noen måte i stand til å gå inn i denne diskusjonen, men det kan likevel være nærliggende å benytte begrepet økologisk sorg slik Ashlee Cunsolo og Neville R. Ellis (2018) gjør: at det er en legitim respons på opplevelsen av tap, endring og forventede tap av natur. Disse forfatterne knytter dette i stor grad til tap av natur som følge av klimaendringer og globale naturkriser, men samtidig viser de til at det er tapet av de nære, personlige og kjente forholdene som har gitt grunnlaget for deres bruk av dette begrepet. Tap og endring av det som kan knyttes til vår opplevelse av identitet, kultur og «hjem». Bjørlykhaug og Vetlesen (2020) bruker overskriften «hjemlengsel hjemme» for å beskrive at en kan oppleve sorg og mer bestemt savn etter det som var kjent og kjært hvis dette blir nedbygd eller endret på en slik måte at en ikke kjenner det igjen på samme måte.

På bakgrunn av dette kan en si at all nedbygging av friluftslivsområder kan påvirke folkehelsen negativt — generelt for befolkningen og spesielt for de brukere som blir berørt i det enkelte tilfelle.

Etablering av nye Hitra 1 vindkraftverk representerer ikke en slik nedbygging. Selve nedbyggingen av område ble gjennomført ved etableringen av Hitra 1. Spørsmålet nå er om området får økt verdi for folkehelsen om Hitra 1 fjernes eller eventuelt hvilke konsekvensreduserende tiltak det er mulig å gjennomføre om nye Hitra 1 blir etablert.

Potensialet er stort for å kunne gjennomføre avbøtende/konsekvensreduserende tiltak som kan bidra positivt til folkehelsen. Slike tiltak kan ikke brukes som et selvstendig argument for å bygge ned natur, men vil ha betydning for folkehelsen. Det er flere eksempler fra tilrettelagte

besøkshytter, sykkel- og skiløyper, stier, steintrapper og veier som har bidratt til økt tilgjengelighet og dermed økt bruken av et område betydelig. Fra store kraftutbygginger på 90-tallet ble det satt av egne fond som skal brukes til frilufts- og/eller folkehelsetiltak. Dette er gjort i flere prosjekter og også i vindkraftprosjekter i ettertid. På Hitra er det pr i dag tilrettelagt for friluftsliv i vindparken ved at folk benytter veier og stier i området. Et eksempel er en artikkel i lokalt magasin fra Hitra i høst (Øy-magasinet, 2025) med tittel «Hjortejakt mellom vindturbiner» der forfatteren beskriver at det har blitt lettere å drive jakt etter at veiene til turbinene ble bygd.

Utforming av avbøtende tiltak må gjøres lokalt om de skal ha positiv helsemessig effekt. Innen helsefremmende arbeid brukes et begrep som kalles settingstilnærming (Ottawa-charteret 1986). Denne tilnærmingen vil si at en må ta utgangspunkt i de unike forholdene for det området som berøres samt i de lokale behov, forutsetninger, ressurser og rammer som eksisterer for området. Dette krever en reell medvirkningsprosess som beskrevet tidligere for å få mulig helsemessig positiv effekt.

Det er ukjent om det foreligger konkrete planer for tiltak i området, men i plan for idrett og fysisk aktivitet fra 2020 til 2023 (Hitra 2020-2023) er det beskrevet i handlingsplanen, et tiltak med Dagsturhytte ved Eldsfjellet.

7 Dagens helsetilstand i Hitra kommune

I utredningsprogrammet til Hitra 1 vindkraftverk er det beskrevet at helsekonsekvensutredningen skal beskrive dagens helsetilstand og påvirkningsfaktorer i influensområdet. Kommunens og fylkeskommunens oversikt over helsetilstand og påvirkningsfaktorer skal benyttes for å beskrive dagens situasjon.

Kommunen kan fastsette mål og handlingsplan for folkehelse på bakgrunn av blant annet helsetilstanden i kommunen. Dette kan være spesifikke føringer eller strengere grenseverdier i plansaker. Det er ingen konkret dokumentasjon som viser til at Hitra kommune har fastsatt slike strengere grenseverdier i vurderingen av eksponering for bl.a. støy eller andre forhold.

Helseprofil 2025 for Hitra kommune (FHI, 2025) gir begrenset grunnlag for vurderingene av helsekonsekvenser for Hitra 1 vindkraftverk.

Hitra kommune har ikke utarbeidet en egen plan for folkehelse, men det er utarbeidet plan for idrett og fysisk aktivitet fra 2020 til 2023 (Hitra 2020-2023) som setter fokus på folkehelse, fysisk aktivitet, idrett og friluftsliv. Planen vurderer ikke direkte konsekvenser knyttet til folkehelse og vindkraftverket, men flere deler av planen viser til friluftstiltak i vindparken og området rundt vindparken slik den er pr i dag slik som kjentmannsposter og turveier i vindparken. Selv om planen er noen år gammel, viser den til viktige prioriteringer innen friluftsliv som inkluderer områdene som er berørt av vindkraft.

8 Helsekonsekvenser av samlet eksponering

I denne helsekonsekvensutredningen vises det til noe litteratur som beskriver at enkelte faktorer enkeltvis og samlet kan ha en helsemessig betydning. Per i dag foreligger det imidlertid et begrenset kunnskapsgrunnlag for å vurdere helsemessige konsekvenser av vindkraftverk. For enkeltfaktorer som for eksempel støy og skyggekast fra vindkraftverk har myndighetene satt grenseverdier. Det foreligger per i dag heller ingen konkret metodikk eller veiledning for utarbeidelse av en samlet helsemessig konsekvensvurdering av vindkraft. Dette gjør igjen at en helsekonsekvensvurdering av et konkret vindkraftverk nødvendigvis blir noe mangelfull. Etter vår vurdering blir det derfor viktigst å beskrive og synliggjøre at ulike enkelt-faktorer kan ha en mulig helsekonsekvens, enten i samvariasjon med andre faktorer og/eller over tid. Konkret hvilke konsekvenser er det ikke kunnskapsgrunnlag nok til å fastsette.

8.1 Sammenstilling av eksponering for flere enkeltfaktorer

I denne utredningen er det valgt å benytte en metodikk for å sammenstille og visualisere samlede helsekonsekvenser basert på samme modell som ved risikovurderinger. Metodikken innebærer ikke en fullstendig risikoanalyse, kun en sammenstilling og visualisering av samlet vurdering. Formålet med metoden å vise at det er flere og sammensatte årsaker knyttet til risiko for helseplage. Metoden forsøker å vekte de ulike hensynene på en måte som visualiserer og beskriver dette formålet.

Sammenstillingen viser hvordan samlede mulige helsekonsekvenser er vurdert og graderes som funksjon av graden av eksponering og graden av konsekvens.

8.1.1 Graden av eksponering

Graden av eksponering sammenstilles ved å vurdere **styrke, frekvens og varighet** av eksponeringen. Styrken kan variere ut fra flere forhold, herunder avstand til eksponeringskilden, tiltak for å redusere eksponering eller naturlige hindringer som gjør at boligen ikke blir fullt ut eksponert for de aktuelle faktorene. Frekvens og varighet tar hensyn til hvor ofte og hvor lenge eksponeringen forekommer. Det gjøres en vurdering om det er kontinuerlig eksponering, eller om det er noe som gjentas med jevne mellomrom. Eksempelvis vil visuelle faktorer være noe som kan representere en eksponering som er kontinuerlig. Skyggekast vil kun opptre ved ujevne og jevne mellomrom gitt værforhold som sol og dagslys.

I tillegg settes det en verdi på sannsynligheten for om de aktuelle faktorene er reelt til stede og representerer en eksponering. I noen tilfeller vet en med stor grad av sannsynlighet gjennom beregningene av støy, skyggekast, synlighet etc. at den aktuelle boligen blir eksponert for den aktuelle faktoren. I andre tilfeller kan beregningene vise at boligen ligger i et område der den ikke kan se noen vindturbiner, hinderlys e.l. og dermed sannsynligvis ikke bli eksponert for disse faktorene. Det betyr ikke at mulige helsekonsekvenser ikke skal sammenstilles da det alltid er en usikkerhet knyttet til beregningene og hvordan faktiske forhold blir når turbinen er satt i drift.

8.1.2 Graden av konsekvens og usikkerhet

Graden av konsekvens vurderes ut fra alvorlighet. I tillegg til alvorlighet settes det en ekstra faktor for usikkerhet. Graden av konsekvens kan få et endret utfall hvis det er flere ulike forhold som virker samtidig. Metodisk håndteres dette ved usikkerheten gis en verdi fra 0 til 2. Kunnskapsgrunnlaget er ikke tilstrekkelig til å fastsette dette på en sikker måte, og forholdet håndteres derfor som en av flere usikre forhold. Denne graden av usikkerhet må i tilfellet håndteres ut fra en «føre-var» strategi. Helsekonsekvenser fra vindkraftverk generelt og vindkraftverk spesielt har en rekke usikre konsekvensforhold knyttet til de ulike faktorene som er beskrevet i denne utredningen.

Det gis også en ekstra konsekvens om det er flere risikofaktorer som for eksempel stammer fra andre kilder. Det kan være andre støykilder eller forurensningskilder som kan påvirke områdene som vurderes i denne helsekonsekvensutredningen.

8.1.3 Helsekonsekvensvurdering som funksjon av eksponering, konsekvens og usikkerhet

I det følgende gjøres det en samlet kvalitativ vurdering av alle de enkelte temaene støy, skyggekast, hinderlys og synlighet. Den samlede vurderingen graderes deretter med en fargekode grønn, gul, oransje eller rød, hvor rødt representerer høyest samlet mulig helsekonsekvens og grønt representerer liten eller ingen mulig helsekonsekvens.

Figur 8-2 nedenfor viser hvordan samlet mulig helsekonsekvens fremkommer og graderes som funksjon av sannsynlighet for og grad av eksponering og alvorlighetsgrad.

Vurdering av eksponeringen gjøres etter formelen: T*B*(F+V)*0,5 der:

T = sannsynlig reell eksponering

B = grad av eksponering

F = frekvens

V = varighet

Tallverdien som fremkommer graderes fra 1 til 5: 0-5 =1, 6-10=2, 11-15 =3, 160-20=4 og 21-25 =5.

Konsekvens settes etter vurdering av helsekonsekvens og eventuell usikkerhet: H+U. Graden av konsekvens defineres på en skala fra 1-5, der 1 er ingen negativ helsepåvirkning/ingen plage og der 5 er økt sannsynlighet for alvorlige helseproblemer.

Samlet vurdering av mulig helsekonsekvens gjøres da etter sammenstilling av eksponering på den ene siden og graden av konsekvens og usikkerhet på den andre siden.

Formlene over skal bidra til å vise hvordan de ulike faktorene spiller inn på vurdering av samlet mulig helsekonsekvens. Metoden skal som nevnt visualisere at det er sammensatte årsaker som spiller inn på vurderingene av mulig helsekonsekvens, herunder ulike usikkerheter. Formlene som benyttes gir et forsøk på å vekte disse forholdene på en visuell og systematisk måte for å få frem dette formålet. Metodikken kan også være et grunnlag for videre diskusjon og utvikling for senere bruk i helsekonsekvensvurderinger.

8.2 Metode for vurdering av de ulike faktorene

8.2.1 Graden av tilstedeværelse

Faktor	Sannsynlig reelt til stede
0,1	Beregninger tilsier at faktoren ikke er til stede
1	Beregningene tilsier at faktoren er til stede

8.2.2 Gradering av eksponering

Graderingen benytter en skala fra 0 til 5, der 0 betyr ingen eksponering og at man har full kontroll på alle forhold som forhindrer eksponering for støy, skyggekast, visuelle forhold eller hinderlys selv om boligen kan være lokalisert i et område der man teoretisk kan bli utsatt for eksponering. Gradering 5 betyr høy eksponering og ingen avbøtende tiltak eller kompensasjon eller andre barrierer mot aktuell eksponering.

Gradering	Vurdering av styrke for eksponering
0	Fullt ut isolert fra eksponering for alle de aktuelle faktorene. Dokumenterbart og uten usikkerhet. Ingen vindturbiner er synlige eller ligger utenfor et område der det er beregnet støy.
1	Ligger i område med beregnet støy under L_{den} 35 dB. Det er ikke skyggekast. 0 vindturbinen fra nye Hitra 1 og Hitra 2 kan være synlige Sannsynligvis ingen hinderlys er synlige
2	Beregnet støynivå under L_{den} 40 dB. Beregnet skyggekast er under grenseverdien 1-9 vindturbinen fra nye Hitra 1 og Hitra 2 kan være synlige. 1- 5 hinderlys kan være synlige fra nye Hitra 1 og Hitra 2 1-3 hvite hinderlys fra nye Hitra 1 vil kunne være synlige
3	Beregnet støynivå mellom L_{den} 40 og L_{den} 45 dB Beregnet skyggekast under grenseverdi 10-19 vindturbiner fra nye Hitra 1 og Hitra 2 kan være synlige. 6- 10 hinderlys kan være synlige fra nye Hitra 1 og Hitra 2 4-6 hvite hinderlys fra nye Hitra 1 vil kunne være synlige
4	Beregnet støynivå er over grenseverdien på L_{den} 45 dBDet vil gjennomføres konkrete og dokumenterbare avbøtende tiltak for å redusere helsekonsekvensen. Beregnet teoretisk skyggekast er over grenseverdi. Det vil gjennomføres konkrete og dokumenterbare avbøtende tiltak for å redusere helsekonsekvensen. Ligger utenfor minsteavstanden på fire ganger totalhøyden på turbin. 20- 29 vindturbiner fra nye Hitra 1 og Hitra 2 kan være synlige. 11- 13 hinderlys kan være synlige fra nye Hitra 1 og Hitra 2 7-8 hvite hinderlys fra nye Hitra 1 vil kunne være synlige
5	Beregnet støynivå over grenseverdien på L_{den} 45 dB Beregnet teoretisk og faktisk skyggekast over grenseverdi Opptil alle turbiner fra nye Hitra 1 og Hitra 2 kan være synlige Ligger innenfor minsteavstanden på fire ganger totalhøyden på turbin

8.2.3 Gradering av frekvens for eksponering

Eksponeringsgrad	Frekvens	
1	Månedlig eller sjeldnere	Ikke skyggekast
2	Flere ganger i måneden	0,1 til 10 timer pr. år med skyggekast
3	Ukentlig	10 til 30 timer pr. år med skyggekast
4	Flere dager i uken	30 til 100 timer pr. år med skyggekast
5	Daglig	Over 100 timer pr. år med skyggekast

8.2.4 Gradering av varighet av eksponeringen

Eksponeringsgrad	Varighet	
1	Under 5 minutter	Ikke skyggekast
2	5 minutt-1 time	Opptil 30 minutter pr. dag med skyggekast
3	1-8 timer	Mellom 30 og 60 minutter pr. dag med skyggekast
4	8-12 timer	Mellom 60 og 120 minutter pr. dag med skyggekast
5	Hele døgnet	Over 120 minutter med skyggekast pr. dag

8.2.5 Gradering av helsekonsekvens

Gradering	Antagelse av graden av helsekonsekvens
1	Økt sannsynlighet for å oppleve plage. Kortvarig negativ helsepåvirkning.
2	Økt sannsynlighet for helsepåvirkning, men uten varige følger.
3	Økt sannsynlighet for helsepåvirkning med varige følger.
4	Økt sannsynlighet for alvorlig helsepåvirkning.
5	Betydelig sannsynlighet for alvorlig helsepåvirkning.

8.2.6 Gradering av usikkerhet og/eller flere sammensatte eksponeringer

Gradering	Usikkerhet
0	Normal usikkerhet som er beskrevet i konsekvensutredningen. Eksponering innenfor normalgruppen der det ikke tidligere har vært eksponeringer eller annen historikk som kan tilsi at personer er spesielt utsatte. Kun ett tema over gult nivå.
1	Usikkerhet som tilsier at en må legge til grunn et «føre var»-prinsipp. Eksponering av sårbar gruppe, der en ikke kan anvende normalt skjønn ved bruk av vurdering av konsekvenser som følge av f.eks. flere støykilder og andre eksponeringer Flere tema over gult nivå.
2	Betydelig usikkerhet

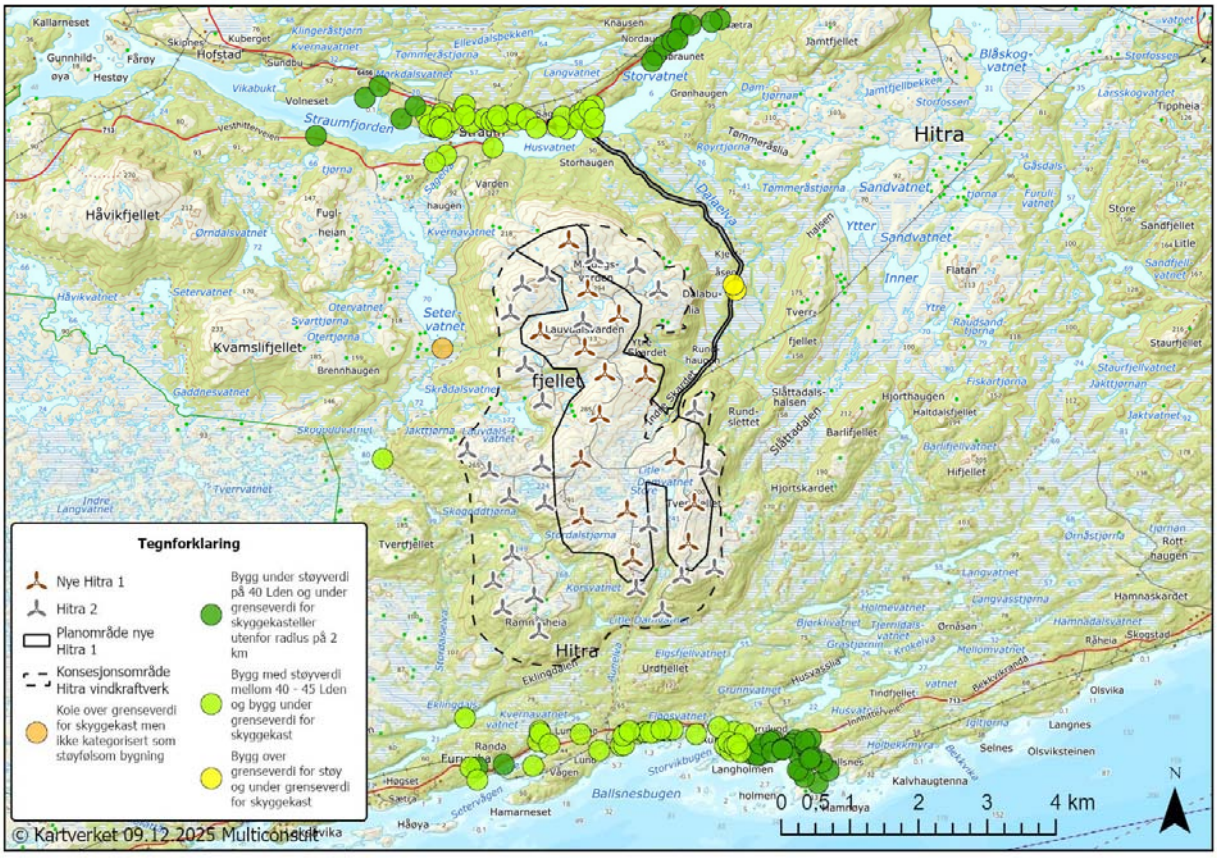
8.2.7 Andre tilleggsfaktorer / Tap av naturområder og friluftsliv som enkeltfaktor

Tap av natur- og friluftslivsområder kan være en tilleggsfaktor som kan bidra til den samlede vurderingen av mulige helsekonsekvenser av virkningene fra vindkraftverket. Denne faktoren lar seg ikke vurdere på samme måte som de andre faktorene nevnt over, da det ikke finnes noen oversikt over hvem som opplever at naturmiljøet blir forringet og hvordan dette konkret oppleves. Metoden legger opp til at dette kunne blitt lagt til grunn som en av flere usikre forhold jf. Kapittel 6, men det finnes ingen kunnskap eller oversikt som gir grunnlag for å sette en slik verdi på konkrete boliger eller områder.

8.3 Helsekonsekvensvurdering for et utvalg bygninger/eiendommer

Denne helsekonsekvensutredningen tar utgangspunkt i eksisterende kunnskap og beregninger som er gjort for planlagt vindkraftverk for nye Hitra 1. Vurdering og sammenstilling av samlet helsekonsekvens omfatter derfor kun de områdene og boligene som er vurdert i konsekvensutredningen for prosjektet. Det er videre valgt å avgrense utvalget av boliger til det området som sannsynligvis blir mest berørt av støy, skyggekast, synlighet, etc., og dermed mulig også mottakere med den mest sammensatte og komplekse eksponeringen.

Boliger og hytter med tilnærmet lik beregnet eksponering for de ulike faktorene er sammenstilt i samme tabell under.



Figur 8-1. Viser boliger og hytter rundt vindparken med beregnet støy og skyggekast etter etablering av nye Hitra 1

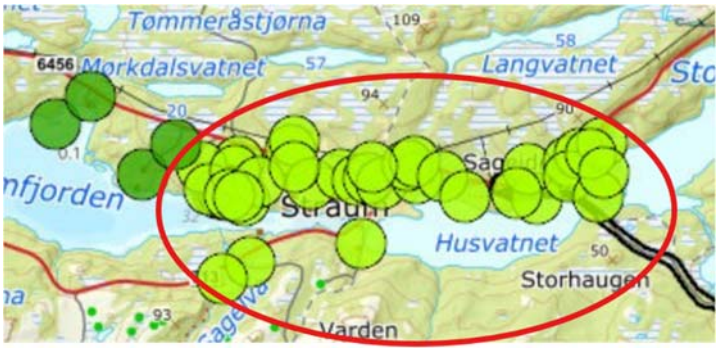
8.3.1 Bygninger F2 og F3

Disse bygningene ligger i nærhet til turbinene og vil kunne bli eksponert for støy. Det er beregnet skyggekast under gjeldende retningslinjer.

Eksponering							Konsekvens			Samlet HK
Tema	Bygning	(T) Tilstede-værelse	(B) Eks-ponering	(F) Frekvens	(V) Varighet	T*B* (F+V)*0,5	(U) Usikkerhet/ sårbarhet	(H) Helse-konsekvens	U+H	
Støy	F3 og F4	1	4	5	4	18	1	3	4	
Skyggekast		1	3	3	2	7,5	1	3	4	
Hinderlys		1	3	5	5	15	1	3	4	
Synlighet		1	3	5	5	15	1	2	3	
Samlet kvalitativ vurdering	Hyttene ligger innenfor et område med et beregnet støynivå fra vindturbinene over L_{den} 45 dB. Hyttene ligger innenfor et område med beregnet skyggekast under anbefalte grenseverdier. Deler av vindparken vil være synlig fra disse eiendommene. Beregninger viser at mellom 10-19 turbiner fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2 vil være synlig herfra. En vil sannsynligvis kunne se hinderlys fra bygningene. Beregningen viser at en kan se mellom 6 og 7 hinderlys fra både nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2. En vil kunne se 4- 6 høyintensitets hinderlys fra nye Hitra 1 fra bygningene. I denne vurderingen legges det til grunn en ekstra usikkerhetsfaktor med hensyn til at det er flere sammensatte faktorer, herunder både støy, synlighet og skyggekast som er merkbare og/eller ligger over anbefalt grenseverdi.									

8.3.2 Bygninger i området nord for nye Hitra 1 ved Straum/ Husvatnet og vest for vindparken ved Skogoddvatnet

Bygningene har beregnet støy mellom L_{den} 40 og L_{den} 45 dB. Eiendommene ligger slik til at de kan oppleve skyggekast, selv om beregningene viser at de ligger under anbefalt grenseverdi og/eller ligger over 2 km fra nærmeste vindturbin. Noen av disse vil derfor kunne oppleve en noe økning i skyggekast sammenlignet med dagens Hitra 1 og alternativet med kun Hitra 2.



Eksponering							Konsekvens			Samlet HK
Tema	Bygning	(T) Tilstede-værelse	(B) Eks-ponering	(F) Frekvens	(V) Varighet	T*B*(F+V)*0,5	(U) Usikkerhet/ sårbarhet	(H) Helse-konsekvens	U+H	
Støy		1	3	5	4	13,5		3	3	
Skyggekast		1	3	3	2	7,5		3	3	
Hinderlys		1	3	5	5	15		3	3	
Synlighet		1	3	5	5	15		2	2	
Samlet kvalitativ vurdering	Bygningene ligger innenfor et område med et beregnet støynivå fra vindturbinen under mellom L_{den} 40 og 45 dB.. Bygningene ligger innenfor et område med beregnet skyggekast under anbefalte grenseverdier. Deler av vindparken vil være synlig fra disse eiendommene. Beregninger viser at 10 til 19 turbiner fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2 vil være synlig for de fleste i dette området. Eiendommene sør for Straumfjorden og Storvatnet har noe lavere synlighet. Her er det flere boliger og hytter som ligger slik til at en ser mellom 1 og 9 turbiner. Det er beregnet at de fleste i dette området vil kunne se 1- 5 hinderlys fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2. Lengst vest blant disse, nord for Straumfjorden, vil en kanskje kunne se mellom 6 og 10 hinderlys. Ingen av disse eiendommene vil se mer enn 1-3 høyintensitets hinderlys fra nye Hitra 1. I denne vurderingen legges det ikke til grunn en ekstra usikkerhetsfaktor da det ikke er flere faktorer over anbefalt grenseverdi.									

8.3.3 Bygninger i området sør for nye Hitra 1 ved Lund/Båtsvikvågen

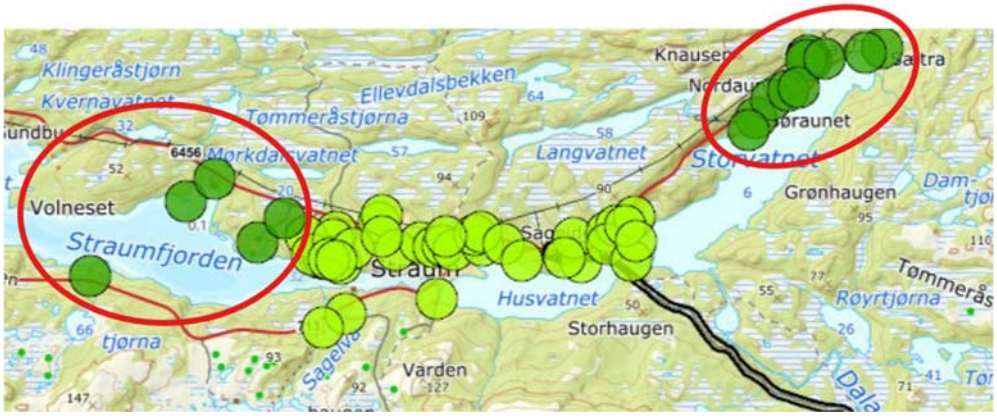
Bygningene har beregnet støy mellom L_{den} 40 og L_{den} 45 dB.
Eiendommene ligger slik til at de ikke vil oppleve skyggekast. Disse vil derfor ikke oppleve noe forverring av skyggekast sammenlignet med dagens Hitra 1 og alternativet med kun Hitra 2.



Eksponering							Konsekvens			Samlet HK
Tema	Bygning	(T) Tilstede-værelse	(B) Eks-ponering	(F) Frekvens	(V) Varighet	T*B*(F+V)*0,5	(U) Usikkerhet/ sårbarhet	(H) Helse-konsekvens	U+H	
Støy		1	3	5	4	13,5		3	3	
Skyggekast		1	1	1	1	1		3	3	
Hinderlys		1	4	5	5	20		3	3	
Synlighet		1	4	5	5	20		2	2	
Samlet kvalitativ vurdering	Bygningene ligger innenfor et område med et beregnet støynivå mellom L_{den} 40 og L_{den} 45 dB Bygningene ligger innenfor et område der det ikke er sannsynlig med skyggekast. Deler av vindparken vil være synlig fra disse eiendommene. Beregninger viser at det vil variere mye mellom eiendommene, alt fra 0- 29 turbiner fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2 vil være synlig herfra. I området rundt Furuvika er det mulig at en ikke ser noen turbiner. Derimot vil det være opp mot 29 turbiner synlig i området Furulund/Vollan. I området rundt Båtsvågen er det sannsynligvis få som vil kunne se hinderlys fra eiendommene. Lengst øst i området, ved Furulund/Vollan og Langholmen, er turbinene mer synlig og en kan se flere hinderlys derfra. Beregningen viser at en kan se opp mot 10 hinderlys fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2 herfra. For eiendommene ved Furulund/Vollan og Langholmen vil en kunne se 4- 6 høyintensitets hinderlys fra nye Hitra 1. I denne vurderingen legges det ikke til grunn en ekstra usikkerhetsfaktor da det ikke er flere faktorer over anbefalt grenseverdi.									

8.3.4 Bygninger i området nord for nye Hitra 1- Søraunet, Nordaunet og Asplia samt Straumfjorden

Bygningene har beregnet støy under L_{den} 40 dB. Eiendommene ligger slik til at de kan oppleve skyggekast, selv om beregningene viser at de ligger under anbefalt grenseverdi og/eller ligger over 2 km fra nærmeste vindturbin. Noen av disse vil derfor kunne oppleve en noe økning i skyggekast sammenlignet med dagens Hitra 1 og alternativet med kun Hitra 2.



Eksponering							Konsekvens			Samlet HK
Tema	Bygning	(T) Tilstede-værelse	(B) Eks-ponering	(F) Frekvens	(V) Varighet	T*B* (F+V)*0,5	(U) Usikkerhet/ sårbarhet	(H) Helse-konsekvens	U+H	
Støy		1	2	5	4	9		3	3	
Skyggekast		1	3	3	2	7,5		3	3	
Hinderlys		1	4	5	5	20		3	3	
Synlighet		1	4	5	5	20		2	2	
Samlet kvalitativ vurdering	Bygningene ligger innenfor et område med et beregnet støynivå fra vindturbinen under L_{den} 40 dB. Bygningene ligger over 2 km fra nærmeste vindturbin, og derfor utenfor området der en beregner skyggekast. Store deler av vindparken vil være synlig fra disse eiendommene. Beregninger viser at det vil variere noe mellom eiendommene, alt fra 10 til 29 turbiner fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2 vil være synlig herfra. I området rundt Merkesåbukta og nord på Strovatnet vil en kunne se opp mot 29 turbiner. De fleste i dette området vil se hinderlys fra eiendommen. Dette gjelder spesielt i området nord/øst for Storvatnet der en vil kunne se opp mot 13 hinderlys fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2. Lengst vest, ved Merkesåbukta, vil en kanskje kunne se mellom 6 og 10 hinderlys. Disse eiendommene vil kunne se 4- 6 høyintensitets hinderlys fra nye Hitra 1. To eiendommer ved Asplia vil kunne se 7- 8 høyintensitets hinderlys fra nye Hitra 1. I denne vurderingen legges det ikke til grunn en ekstra usikkerhetsfaktor da det ikke er flere faktorer over anbefalt grenseverdi.									

8.3.5 Bygninger i området sør for nye Hitra 1 mellom Vollan og Ballsnes og ved Furuvika/ ytre Setervågen

Bygningene har beregnet støy under L_{den} 40 dB.
Eiendommene ligger slik til at de ikke vil oppleve skyggekast. Disse vil derfor ikke oppleve noe forverring av skyggekast sammenlignet med dagens Hitra 1 og alternativet med kun Hitra 2.

Det er beregnet at mellom 20 og 29 turbiner er synlige fra eiendommen.



Eksponering							Konsekvens			Samlet HK
Tema	Bygning	(T) Tilstede-værelse	(B) Eks-ponering	(F) Frekvens	(V) Varighet	T*B*(F+V)*0,5	(U) Usikkerhet/ sårbarhet	(H) Helse-konsekvens	U+H	
Støy		1	2	5	4	9		3	3	
Skyggekast		1	1	1	1	1		3	3	
Hinderlys		1	4	5	5	20		3	3	
Synlighet		1	4	5	5	20		2	2	
Samlet kvalitativ vurdering	Bygningene ligger innenfor et område med et beregnet støynivå under L_{den} 40 dB. Bygningene ligger innenfor et område uten skyggekast. Store deler av vindparken vil være synlig fra mange av disse eiendommene. Beregninger viser det vil variere mye mellom eiendommene, alt fra 0 til 29 turbiner fra nye Hitra 1 og eksisterende Hitra 2 vil være synlig herfra. I området rundt Ballnes vil en kunne se opp mot 29 turbiner, men rundt Furuvika er det mulig at en ikke ser noen turbiner. I området med høyest synlighet, vil en kunne se opp mot 13 hinderlys. Dette gjelder i området ved Ballnes. I området rundt Furuvika vil en ikke se hinderlys. I området ved Ballnes vil en kunne se opp mot 6 høyintensitets hinderlys fra nye Hitra 1. I denne vurderingen legges det ikke til grunn en ekstra usikkerhetsfaktor da det ikke er flere faktorer over anbefalt grenseverdi.									

8.4 Oppsummering av samlet mulig helsekonsekvens for et utvalg bygninger

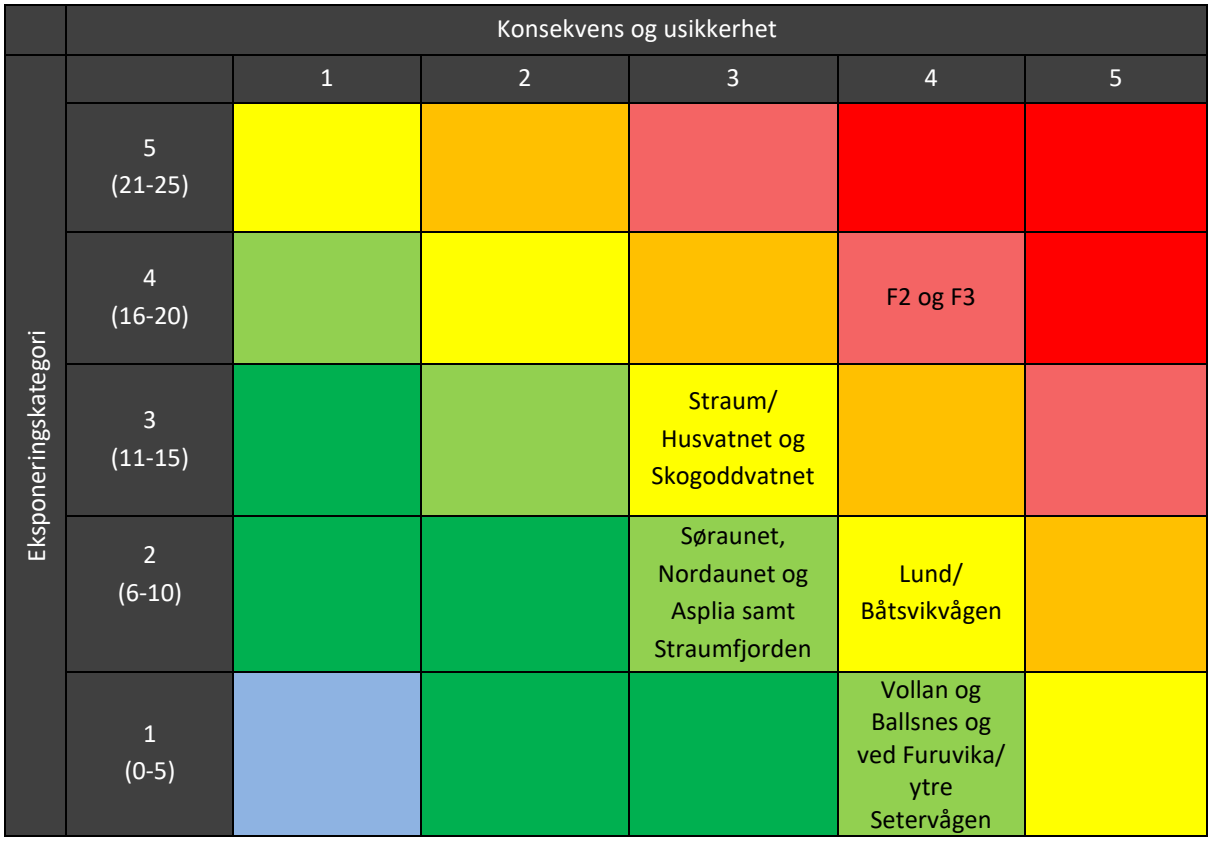
Resultatet fra utredningen viser at det er hyttebrukere nærmest vindkraftverket, øst for vindparken, som har høyest sannsynlighet for å oppleve plager fra nye Hitra 1. Disse eiendommene har beregnet støy over anbefalt grenseverdi, men under grenseverdien for skyggekast. Hyttene ligger slik til at det er opp mot 19 turbiner som vil bli synlige fra eiendommene. Som enkeltfaktor er det hinderlys som vil være det som har størst endring fra dagens situasjon. Dette betyr ikke at brukerne i disse områdene ikke vil oppleve plage, eller at alle vil oppleve situasjonen likt, da dette i stor grad er subjektive opplevelser. Det er spesielt usikkerheten knyttet til flere og sammensatte eksponeringer som bidrar til å øke helsekonsekvensen for dette området der disse hyttene er lokalisert.

Boligene og hyttene nord for vindparken, ved Straum/Husvatnet og Skogoddvatnet, har beregnet støy og skyggekast under anbefalt grenseverdi. Sammenlignet med dagens situasjon viser analysen at utbyggingen av nye Hitra 1 vil føre til en økt utbredelse av skyggekast i dette området. En kan ikke utelukke at beboere og brukere i området vil oppleve en økt plage som følge av nye Hitra 1 selv om verdiene av støy og skyggekast ligger under grenseverdiene. Som enkeltfaktor er det hinderlys som vil være det som gir størst endring i påvirkning fra dagens situasjon. I området Straum/Husvatnet og Skogoddvatnet er synligheten noe lavere sammenlignet med området lengre bort fra vindparken. Det betyr at området ikke blir like eksponert for hinderlys.

Boligene og hyttene sør for nye Hitra 1 ved Lund/Båtsvikvågen har noe tilsvarende situasjon, bortsett fra at disse ikke vil eksponeres for skyggekast. Det gir en mindre eksponeringsfaktor og dermed noe lavere sannsynlighet for å oppleve plage. Støynivået i områder er beregnet til opp mot grenseverdien på L_{den} 45 dB og en må derfor kunne forvente at noen vil oppleve dette som plagsomt. Synligheten i dette området er forholdsvis lav sammenlignet med områder lengre bort fra vindparken. Noen hinderlys vil være synlig herfra. Som enkeltfaktor er det også her, hinderlys som vil være det som gir størst endring i påvirkning fra dagens situasjon.

Boligene og hyttene i området nord for nye Hitra 1- Søraunet, Nordaunet og Asplia samt Straumfjorden, ligger noe lenger bort fra vindparken og har derfor beregnet lavere støynivåer. Det er beregnet at støynivået ligger under L_{den} 40 dB i dette området. Bygningene ligger over 2 km fra nærmeste vindturbin, og derfor utenfor området der en beregner skyggekast. Det betyr ikke at en ikke vil kunne oppleve skyggekast, men omfanget er under anbefalte grenseverdier. Store deler av vindparken vil være synlig fra disse eiendommene. Det betyr at flere også vil kunne se hinderlys fra eiendommen. Dette gjelder spesielt i området nord/øst for Storvatnet. Lengst vest, ved Merkesåbukta, vil en kanskje kunne se noen færre hinderlys sammenlignet med Storvatnet.

Boligene og hyttene i området sør for nye Hitra 1 mellom Vollan og Ballsnes og ved Furuvika/ ytre Setervågen har noe tilsvarende situasjon som de beskrevet ovenfor, bortsett fra at området ikke eksponeres for skyggekast. Derimot er det nok det området rundt vindparken som vil kunne få størst påvirkning av nye hinderlys, spesielt i området rundt Ballnes.



Figur 8-2. Samlet vurdering av mulig helsekonsekvens for ulike boliger og hytter/ fritidsboliger. X-aksen viser graden av helsekonsekvens. Ved stor usikkerhet og ved flere sammensatte eksponeringsfaktorer vil konsekvensene øke. Y-aksen viser grad av eksponering, herunder varighet og frekvens på eksponeringen. Eksempelvis vil beregnet høyt støynivå eller stor synlighet, gi høyere eksponeringskategori.

Befolkningen som ifølge beregningene eksponeres for støynivåer under L_{den} 40 dB, og som har boliger og hytter lengre fra vindkraftverket, har en betydelig lavere sannsynlighet for å oppleve samme plage-grad med påfølgende mulig helsekonsekvens enn de som bor nærmere vindturbinene. Avstanden til vindturbinene er med andre ord av stor betydning. Vindkraftverk kan gi virkninger for naboer selv om avstanden til bebyggelse er større. Det skal ifølge, NVE, legges særlig vekt på nabovirkninger når boliger/hytter påvirkes av både støy, skyggekast og visuelle virkninger. Samtidig eksponering for støy og visuell forstyrrelser kan forsterke graden av plage. Turbinenes synlighet kan bidra til økt irritasjon over lyden fra dem, og omvendt (Jakobsen m.f 2018).

9 Konklusjon

Som enkeltfaktor er det hinderlys som sannsynligvis vil oppleves som den største endringen fra dagens situasjon. Det er sannsynlig at flere vil oppleve at høyintensitets hinderlys er plagsomme, både for de som bor nært vindkraftverket og for dem som kan se turbinene fra lengre avstand.

For utenom hinderlys, er det generelt beboere nærmest vindkraftverket som vil kunne oppleve noe økt plage som følge av nye Hitra 1. Beregnet endring i støynivå er forholdsvis liten, men eiendommen nord, øst og vest vil oppleve noe økt skyggekast, selv om nivået ligger under anbefalt grenseverdi.

På bakgrunn av disse vurderingene er det ansett som sannsynlig at beboere fra de nærmeste hyttene vil kunne utsettes for noe ekstra plage.

Det er noe usikkerhet knyttet til beregning av støy fra vindturbiner, det er derfor i henhold til anbefalt metodikk gjennomført konservative beregninger (i støyrapporten omtalt som worst-case). Det er også kjent at støy fra vindturbiner inneholder lavfrekvent lyd, herunder infralyd. Det er teknisk krevende å både beregne og måle lydtrykknivåer for infralyd, og det er dermed begrenset med erfaringsdata som beskriver lydtrykknivåer i det laveste frekvensområde. Det er i forbindelse med planlegging av nye Hitra 1 gjort overordnede beregninger av lavfrekvent støy. Det er ikke beregnet overskridelser av relevante grenseverdier for lavfrekvent støy.

Det er i de senere år gjort flere studier spesielt rettet mot å undersøke mulig påvirkning av infralyd på mennesker. FHI skriver at ingen av disse studiene har kunnet påvise eller sannsynliggjøre helsevirkninger av infralyd fra vindkraftanlegg.

Kunnskapsgrunnlaget knyttet til både metode for vurdering av helsevirkninger samt eventuelle faktiske helsevirkninger fra vindkraft er fortsatt mangelfullt selv om det er gjort en del studier spesielt innenfor støy. Gitt at kunnskapsgrunnlaget er begrenset kan man heller ikke konkludere med at det foreligger holdepunkter for å si at negative eller uønskede helseeffekter vil være fraværende. Det er store individuelle forskjeller i følsomhet og sårbarhet overfor støy, og virkningene av støy på helse og trivsel vil være avhengig av en rekke samvirkende og motvirkende faktorer. Det må påregnes at en del av befolkningen er plaget også under anbefalte grenseverdier. Grenseverdien er lagt på et nivå der vi vet at de aller fleste ikke vil være plaget av støy, men likevel er det slik at noen fortsatt vil være plaget av støy selv om støygrensen overholdes.

Når det gjelder andre eksponeringsfaktorer som skyggekast, hinderlys og synlighet er virkningene på samme måte som for støy først og fremst knyttet til plagereaksjoner. Enkelte studier har vist at eksponering for flere av eksponeringsfaktorene kan bidra til økt grad av plage hos mottakerne.

10 Referanser

Akustikkkonsulten AB ved Jens Fredrikssen, Februar 2026. Konsekvensutredning støy for Nye Hitra 1, med tilhørende vedlegg – Støyberegningsrapport.

Akustikkonsulten (2025-11-13), Method low frequency noise.

Berg, E. 2017. Visuelle virkninger av vindkraft - Momenter til vurdering av vindkraftverks visuelle påvirkning på naboskap. Norconsult.

Bjerkestrand, E, Aas, H og Bølling, J. K. 2014. Skyggekast - Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis. NVE veileder nr. 2/2014. 12 s.

Dijkstra MT, WTN 2025. Long term frequency noise measurements near a large wind farm, LBPISIGHT Netherlands.

Eggers S., Popp C. Legarth Vase S., Holm Pedersen S. Volk P. C., Bentsen H., Gjestland T. (2022), "FAMOS - FActors MOderating people's Subjective reactions to noise. Guidebook on how to reduce noise annoyance." CEDR.

FHI (2025) Folkehelseprofil 2025, Hitra kommune.

FHI (2022) Støy fra vindturbiner og virkninger på helse, Artikkel https://www.fhi.no/kl/stoy/stoy--fra-vindturbiner-helseskadelig/

FHI (2009) Er støy fra vindmøller helseskadelig? https://www.fhi.no/ml/miljo/stoy/er-stoy-fra-vindmoller-helseskadelig

Gjestland T., Brastad Evensen K., og Henriksen V. Vindturbinstøy i forbindelse med søvn og hvile, SINTEF, 2024-12-12

Glebe D. Pendrill L. Bergman P. Öberg, F. Alvarsson J. Störning av vindkraftverk - enkät och lyssningstesteer, Slutrapport projektnr 40972-1

Holsen, Terje (2000) Medvirkning som begrep i plan- og bygningsloven. Notater for planlovutvalget. NIBR Notat 2000/3. Oslo

Jakobsen, S, Bølling, J. K. og Bjerkestrand, E. 2018. Nasjonal ramme for vindkraft. Temarapport om nabovirkninger. NVE rapport nr. 72/2018. 43 s.

Knopper, L. D., Ollson, C. A., McCallum, L. C., Whitfield Aslund, M. L., Berger, R. G., Souweine, K., & McDaniel, M. 2014. Wind turbines and human health. Front Public Health, 2, 63. doi:10.3389/fpubh.2014.00063|

Miljø- og Fødevareministeriet Miljøstyrelsen (2017) Ny viden om lavfrekvent lydisolation af boliger i områder med vindmøller Miljøprojekt no. 1960. Oktober 2017.

Miljødirektoratet (2021) Retningslinje for behandling av støy i arealplaner T-1442, sist revidert 2021 Miljøverndepartementet (2008) Plan- og bygningsloven. Dep. Oslo

Miljødirektoratet M-2061: Veileder om behandling av støy i arealplanlegging.

Miljødirektoratet M-1941: Veileder om konsekvensutredning av klima og miljø.

Multiconsult (2023) Odal vindkraftverk- opplevelsen av hinderlys. Utredning av opplevelsen av lys fra Odal vindkraftverk. Dok kode: 10247965-01RIM-RAP-01.

NEK IEC TS 61400-11-2:2024, Annex B Wind energy generation systems – Part 11-2: Acoustic noise measurement techniques – Measurement of wind turbine sound characteristics in receptor position.

NVE (2022) Forslag til mal for nye utredningskrav for vindkraftverk på land

Ottawa-charter for Health Promotion (1986) First International Conference on Health Promotion. WHO. Ottawa, 21 November 1986.

WHO, Environmental Noise Guidelines for the European Region. 2018: WHO Regional Office for Europe.

Paulssen, E og Moltumyr, A (2021). Helsedirektoratet. Utarbeiding av kommunedelplaner i et folkehelseperspektiv. https://www.kommunetorget.no/Temaomrader/Folkehelse/Hva-er-folkehelse/Folkehelse-i-tema--og-delplaner/Folkehelse-i-kommunedelplaner/

Sosial- og Helsedirektoratet (2003) Veileder i miljørettet helsevern. Dep. Oslo

TØI (2015). Befolkningsreaksjoner på vindmøllestøy. Vindmølleparken på Lista 2015 (TØI rapport 1452/2015)

Unnerud, K (2018) Integrering av folkehelse i arealplanlegging og helsekonsekvensvurderinger som integreringsverktøy, Masteroppgave- Norwegian University of Life Sciences, Ås.

Helsekonsekvensutredning (HKU).” Helsedirektoratet. [Online]. Available: https://www.helsedirektoratet.no/tema/folkehelsearbeid-i-kommunen/helsekonsekvensutredning

Verbundprojekt (2020): Objektive Kriterien zu Erschütterungs- und Schallemissionen durch Windenergieanlagen im Binnenland. TremAc Schlussbericht (16.06.2020) [Objektive kriterier for vibrasjon og støyutslipp fra vindturbiner i innlandet. TremAc sluttrapport (16.06.2020)]

Fagrapport:

Iskast

Statkraft

Rapport

NYE HITRA 1 VINDKRAFTVERK - KU - ISKAST

OPPDRAGSGIVER

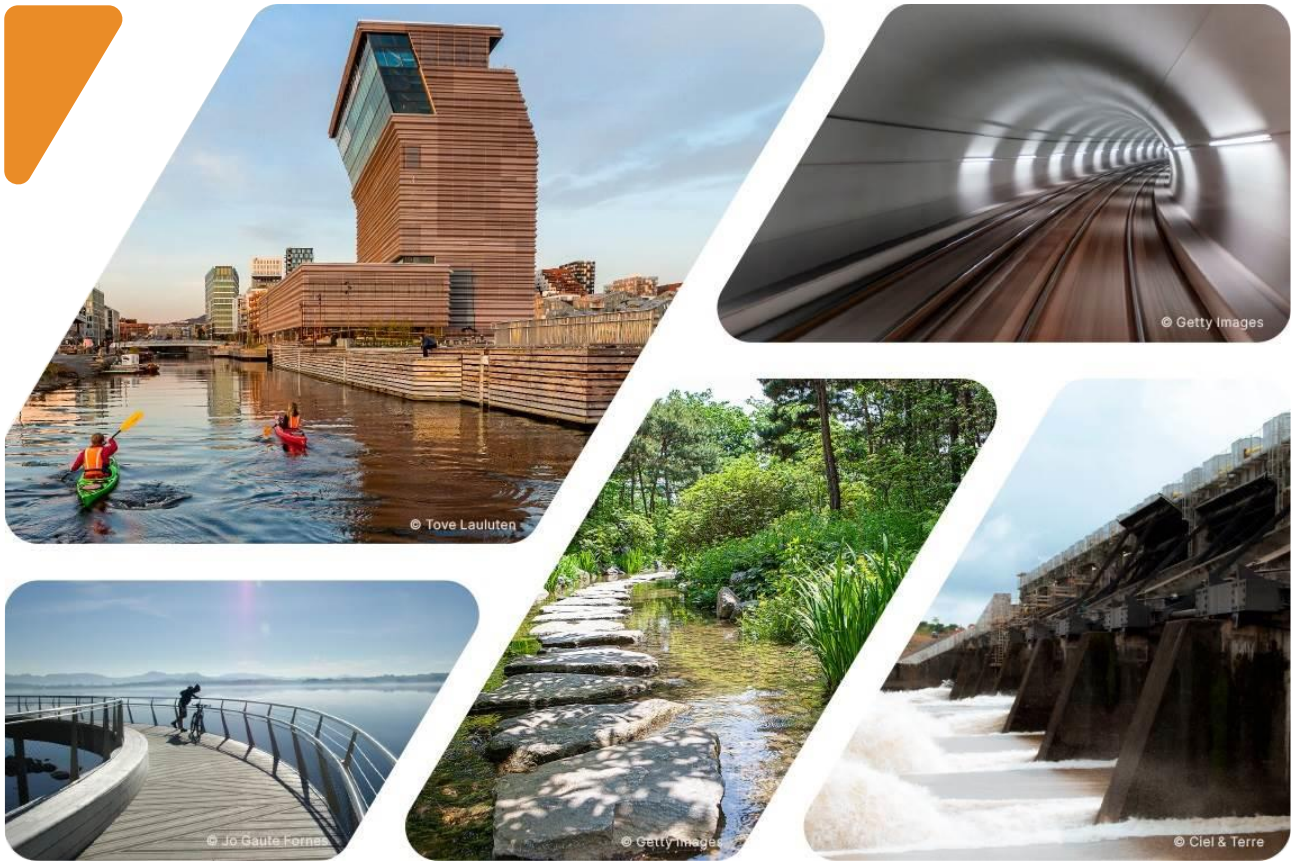
Statkraft Energi AS

EMNE

KU - Iskast

DATO / REVISJON: 3/15/2026 / 02

DOKUMENTKODE: 10258198-01-RIEn-RAP-002



Multiconsult

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	**Hitra 1 vindkraftverk – fornying/repower**	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIEn-RAP-002
EMNE	KU - Iskast	TILGJENGELIGHET	
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Martine Bjugg, Eivind Holmvik
KOORDINATER	Sone: / Øst: / Nord:	ANSVARLIG ENHET	10234052 Vindkraft Midt
GNR./BNR./SNR.	/ /		

SAMMENDRAG

På oppdrag fra Statkraft Energi AS er det utført en vurdering av iskast for nye Hitra 1 vindkraftverk, i Hitra kommune, Trøndelag fylke.

Analysen er gjort i henhold til fastsatt utredningsprogram fra Hitra kommune og NVE. Rapporten vurderer risiko knyttet til iskast fra vindturbiner og følger retningslinjene i NVE sin veileder nr. 5/2018 – *Iskast fra vindturbiner*.

Det planlegges installasjon av inntil 15 nye turbiner med totalhøyde inntil 220 meter og rotordiameter inntil 175 meter. Beregninger viser at risikosonene for iskast vil øke sammenlignet med dagens situasjon, men hoveddelen av disse sonene ligger innenfor konsesjonsområdet til Hitra 2. Kun mindre arealer utenfor dette området blir berørt, og det er ikke identifisert bebyggelse som påvirkes.

Iskast oppstår hovedsakelig ved oppstart etter stillstand, og risikoen er størst for driftspersonell. Sannsynligheten for at uvedkommende skal oppholde seg i området under isingsforhold er liten, blant annet grunnet værforhold og begrenset ferdsel. NVEs isingskart indikerer 100–250 timer med isingsforhold per år.

For dagens anlegg er det allerede etablert sikkerhetstiltak og skilting. Sikringstiltakene vil videreføres og tilpasses de nye turbinene. Det anbefales å gjennomføre mer detaljerte vurderinger av kastelengder og sikkerhetssoner når turbintype og plassering foreligger i detaljplanfasen, samt å styrke varsling og informasjonstiltak der det er nødvendig.

02	16.03.26	Endelig versjon etter mindre justeringer	Martine Bjugg	Håvard Finanger	Håvard Finanger
01	13.02.26	Oppdatering av figurer, og revisjon etter tilbakemelding fra Statkraft	Martine Bjugg	Håvard Finanger	Silje Aunehaugen
00	21.11.25	Første utkast rapport	Martine Bjugg, Eivind Holmvik	Håvard Finanger	Silje Aunehaugen
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Innledning 5
2 Generell beskrivelse av iskast fra vindturbiner 5
2.1 Hva er iskast? 5
2.2 Hvordan oppstår iskast? 5
2.3 Kastlengder 6
3 Risikoanalyse for nye Hitra 1 vindkraftverk 7
3.1 Områdebeskrivelse 7
3.2 Turbinspesifikasjoner 7
3.3 Beregning av kastlengder og risiko 8
3.3.1 Teoretisk kastelengde for nye Hitra 1 8
3.3.2 Dagens situasjon 9
3.4 Risiko 9
4 Ferdselsbegrensninger og varslingstiltak 10
5 Referanser 12

1 Innledning

Hitra 1 vindkraftverk i Hitra kommune, Trøndelag fylke, ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk, nye Hitra 1 vindkraftverk.

Som en del av konsekvensutredningen for nye Hitra 1 vindkraftverk er det utarbeidet en egen rapport som vurderer risikoen for iskast. Analysen følger retningslinjene i NVE sin veileder nr. 5/2018 – Iskast fra vindturbiner, og utredes i henhold til planprogram fastsatt av Hitra kommune og utredningsprogram fastsatt av NVE.

Rapporten tar for seg hvordan iskast kan oppstå, sikkerhetsavstand og hvilke tiltak som kan settes inn for å gjøre området tryggere. Det handler blant annet om å begrense ferdsel i utsatte områder, sette opp varselskilt og bruke tekniske løsninger som reduserer faren for iskast.

Hitra 1 vindkraftverk er lokalisert på samme fjellområde som Hitra 2. Hitra 2 ble etablert i 2019 og vil driftes videre når konsesjonsperioden for dagens Hitra 1 utløper. I rapporten sammenlignes den planlagte utbyggingen med både dagens situasjon, der Hitra 1 og Hitra 2 eksisterer parallelt og med nullalternativet, som innebærer videre drift av Hitra 2 alene uten ny utbygging av Hitra 1. Dette gir et grunnlag for å vurdere hvordan risikoen for iskast endres ved en eventuell utbygging og hvilke tiltak som kan være nødvendige for å opprettholde sikkerheten.

2 Generell beskrivelse av iskast fra vindturbiner

2.1 Hva er iskast?

Ved alle norske vindkraftverk kan det i enkelte perioder dannes is på vindturbinene. Denne isen kan enten falle rett ned eller bli kastet ut fra turbinen. Dette kalles iskast. Iskast kan utgjøre en risiko for personer, dyr, kjøretøy, bygninger og veier som befinner seg i nærheten av vindturbinene.

Sannsynligheten for at en person skal bli truffet av iskast er svært lav, men dersom det skjer kan skadeomfanget være alvorlig. Det er derfor viktig å ta hensyn til iskast i både planlegging og drift av vindkraftanlegg.

2.2 Hvordan oppstår iskast?

Is kan dannes på alle typer konstruksjoner når bestemte kombinasjoner av temperatur, fuktighet og vind er til stede. Dette kalles atmosfærisk ising. Under slike klimatiske forhold kan det oppstå is på vindturbinens tårn, maskinhus (nacelle) og rotorblader. Isen dannes når fuktig luft fra skyer eller nedbør, som regn og snø, fryser fast til turbinen.

Mengden og typen is som dannes avhenger av de lokale værforholdene. På grunn av høydeforskjellen mellom vindturbinen og bakken kan det oppstå ising på turbinen selv om bakken er snø- og isfri. Klimatiske forhold kan variere betydelig selv innenfor et lite område, noe som gjør at omfanget av ising kan være ulikt mellom turbinene i samme vindkraftverk.

Vindkraftverkets geografiske plassering har stor betydning for hvor mye is som dannes. NVEs isningskart gir en indikasjon på hvor stor isdannelse som kan forventes på ulike steder i landet. Det er viktig å understreke at antall isingsperioder som inntreffer på et bestemt sted varierer mye fra år til år.

2.3 Kastlengder

Is som har dannet seg på en vindturbin kan løsne eller forsvinne som følge av vibrasjoner, tyngdekraft, vind, nedbør, erosjon, sublimasjon eller smelting. I tillegg kan is fjernes ved hjelp av ulike tekniske avisingssystemer. Hvor lenge isen blir værende etter at isingsperioden er over, avhenger av værforholdene. Sol, mildvær og sterk vind kan bidra til at isen forsvinner raskt, mens kaldt vær, lite sol og svak vind kan føre til at isen blir liggende over lengre tid. I slike tilfeller kan det bygge seg opp store mengder is, særlig dersom nye isingsperioder oppstår før all is fra forrige periode er borte.

Det er flere faktorer som påvirker hvor is som løsner fra vindturbinen treffer bakken. Dette kan blant annet være turbinens og isklumpens fysiske egenskaper, værforhold og terrenget rundt. Is som faller fra tårnet eller fra en stanset turbin vil som regel lande rett under turbinen. Ved sterk vind kan imidlertid isklumpene transporteres lenger vekk fra vindturbinen før de treffer bakken. Isklumper som kastes fra rotorblader i bevegelse kan nå enda større avstander. Generelt vil mengden isklumper som treffer bakken avta med økende avstand fra turbinen.

På slutten av 1990-tallet ble det samlet inn empiriske data fra flere europeiske vindkraftverk (Tammelin et al. 1996–1998). Basert på dette arbeidet ble det utviklet en teoretisk formel for maksimal kastelengde for iskast fra vindturbiner, kjent som Seiferts formel. Denne formelen har vært mye brukt i risikovurderinger og gir konservative estimater for sikkerhetssoner rundt turbiner.

Seiferts formel (teoretisk maksimal kastelengde):

$$L = 1{,}5 \times (H + D)$$

Her er:

- *L* kastelengde
- *H* tårnhøyde
- *D* rotordiameter

Nyere empiriske studier viser imidlertid at observerte kastelengder ofte er betydelig kortere enn det som beregnes med Seiferts formel (Cattin 2012; Energimyndigheten 2017). På bakgrunn av dette er det utviklet en forenklet og mer realistisk tilnærming.

Maksimal observert kastelengde:

$$L = 1{,}0 \times (H + D)$$

Ved stor høydeforskjell mellom turbin og omkringliggende terreng, bør høydeforskjellen legges til *H* i formelen (Bredesen & Refsum 2015).

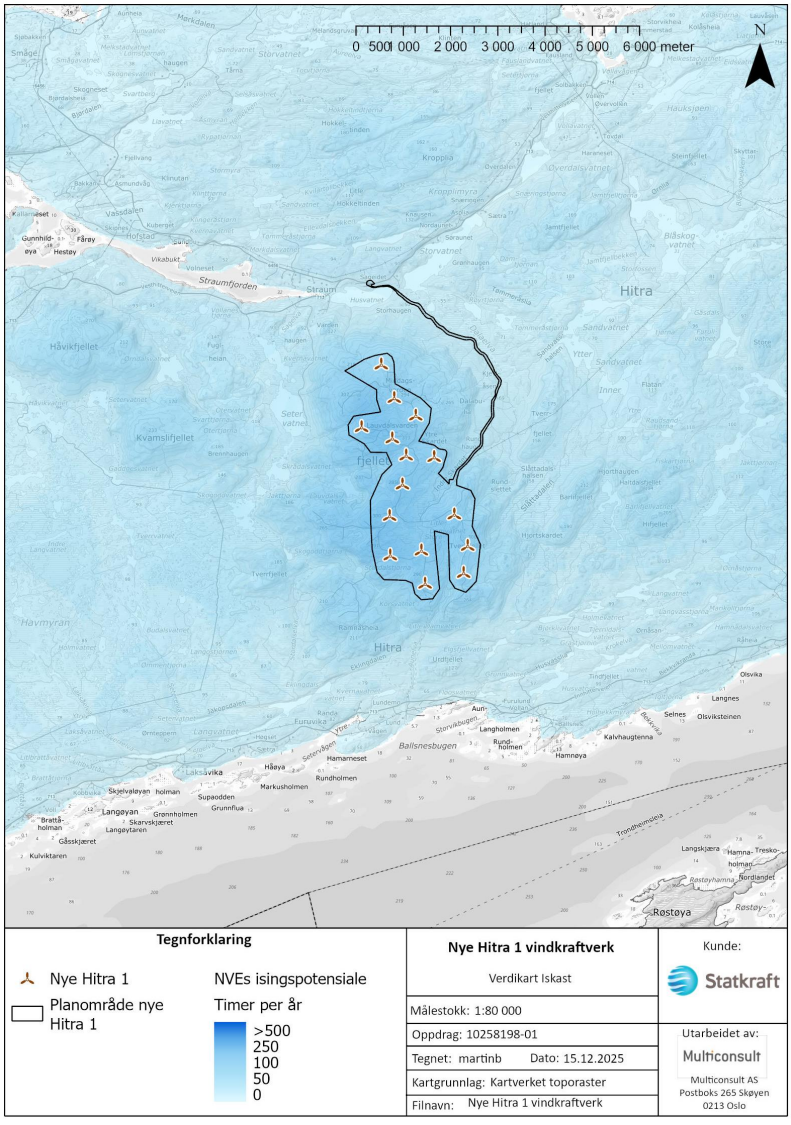
Det er viktig å påpeke at det fortsatt pågår empirisk forskning på iskast fra vindturbiner, men datainnsamling er utfordrende på grunn av sikkerhetsrisiko og vanskeligheter med å finne isklumper i snø. Isklumper kan også knuses i lufta eller ved nedslag, noe som øker usikkerheten. Derfor er den faktiske maksimale kastelengden ikke kjent, men forskning tyder på at isklumper ikke når den teoretiske kastelengden beregnet med Seiferts formel.

3 Risikoanalyse for nye Hitra 1 vindkraftverk

3.1 Områdebeskrivelse

Nye Hitra 1 er planlagt på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensen (210–313 m.o.h.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vann. Det ligger i et område med kystklima, der isingsforhold kan oppstå i vinterhalvåret. Kombinasjonen av høy luftfuktighet, lave temperaturer og vind gjør at det er sannsynlig at is kan dannes på rotorbladene.

I henhold til NVEs isingskart vil området på Eldsfjellet oppleve mellom 100–250 timer iskast per år. Se Figur 3-1 for isingspotensiale for Hitra.



Figur 3-1: NVEs isingspotensiale for området.

3.2 Turbinspesifikasjoner

Utlegget og turbinene som er lagt til grunn i denne rapporten har følgende spesifikasjoner:

- Antall turbiner: 15
- Totalhøyde: Inntil 220 meter (målt fra bakken til øverste punkt på rotorbladet)
- Rotordiameter (D): Inntil 175 meter

- Tårnhøyde (H): Ca. 132,5 meter
- Klimatiske forhold: Området har kystklima med potensial for ising i vinterhalvåret

Turbinutlegget illustreres i Figur 3-1.

Disse spesifikasjonene danner grunnlaget for beregning av kastelengde ved iskast, og for vurdering av nødvendige sikkerhetssoner og tiltak.

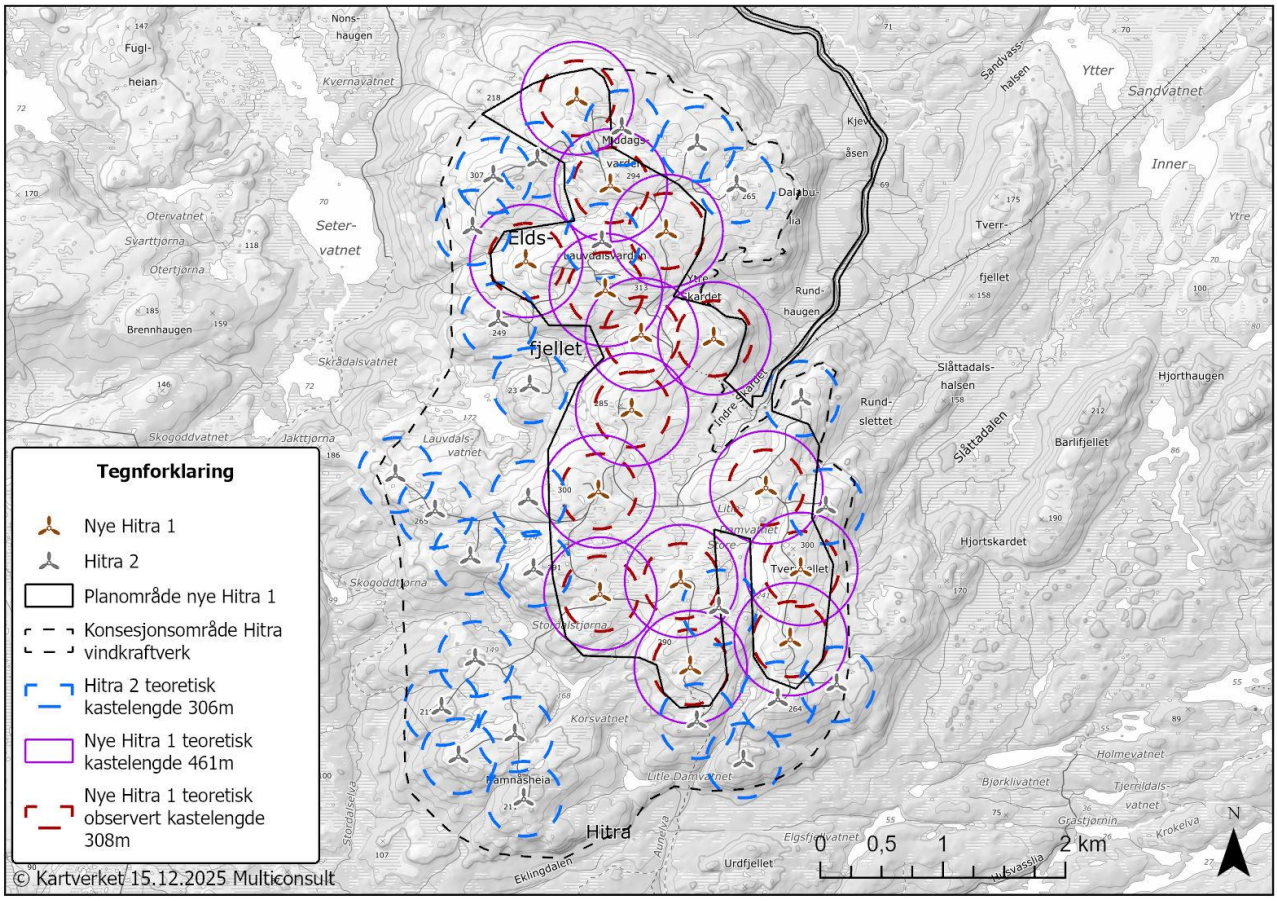
3.3 Beregning av kastlengder og risiko

3.3.1 Teoretisk kastelengde for nye Hitra 1

På grunnlag av at det ikke foreligger en standardisert metode for beregning av kastelengde ved iskast fra vindturbiner er det, for å sikre en robust vurdering, brukt begge formlene presentert i kapittel 2.3 i analysen. Resultatene viser følgende beregnede maksimalverdier med de turbinspesifikasjonene i kapittel 3.2:

- Seiferts formel: 465 meter
- Formel basert på observerte kastelengder: 308 meter

Figur 3-2 viser de beregnede lengdene. For en helhetlig vurdering er Hitra 2 inkludert i figuren og risikovurdering. Disse turbinene har lavere tårnhøyde (87 meter) og mindre rotordiameter (117 meter), noe som medfører kortere kastelengder. For å forenkle fremstillingen er kun Seiferts formel benyttet for Hitra 2, med en beregnet maksimal kastelengde på 306 meter.

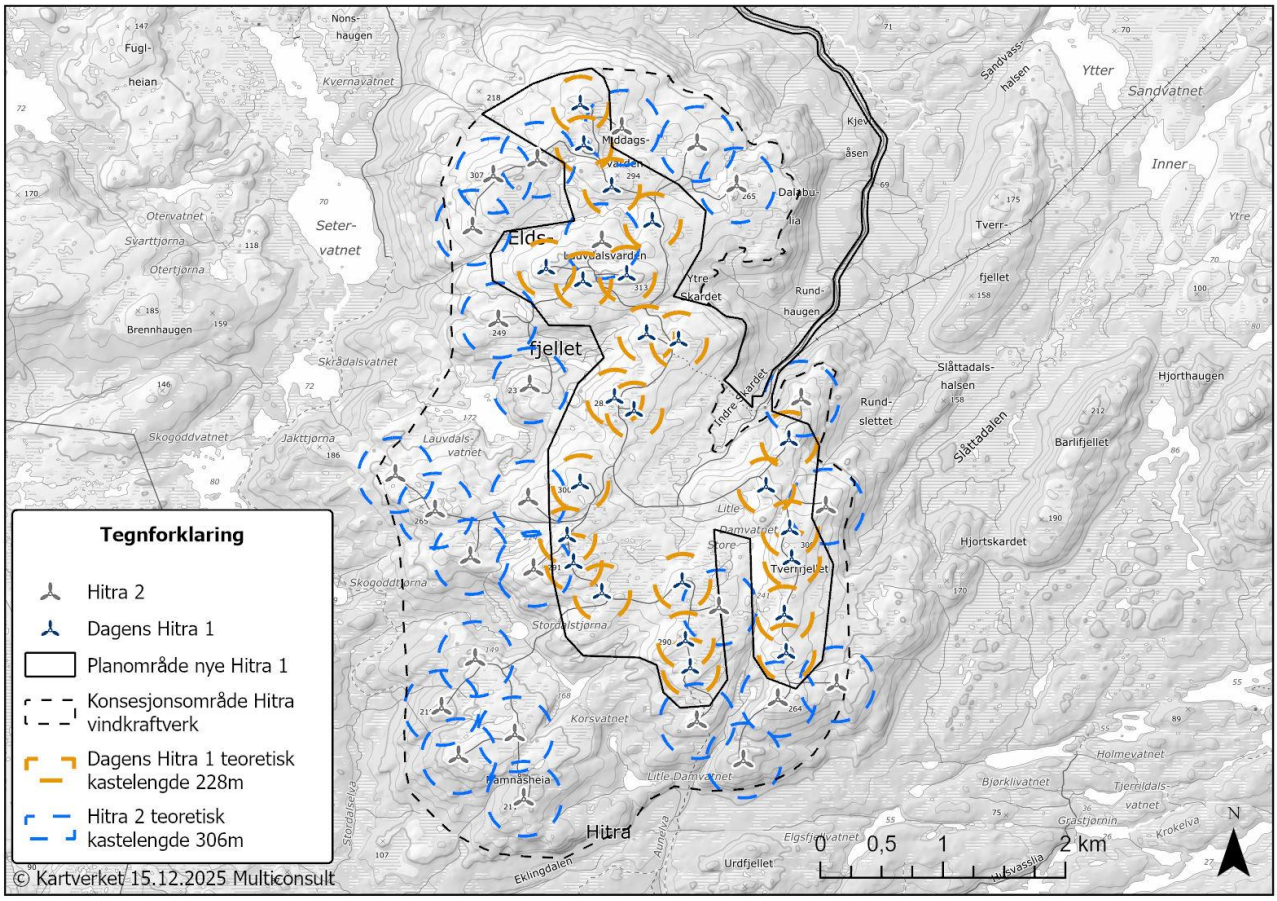


Figur 3-2: Teoretisk kastelengde for nye Hitra 1. Lilla strek er beregnet med Seiferts formel. Rød strek er beregnet med observert formel. For Hitra 2 turbinene er det benyttet Seiferts formel.

Man ser at kastelengden så vidt strekker seg utover planområdet på enkelte steder, men majoriteten ligger innenfor planområdet. Nesten hele arealet for kastelengdene er innenfor konsesjonsområde til Hitra 2. Det er ingen hus eller bebyggelse som havner i faresonen. Eventuelle farer vil være for de som oppholder seg innenfor planområdet, enten i forbindelse med friluftsliv eller drift av anlegget.

3.3.2 Dagens situasjon

Som sammenligningsgrunnlag for mengden iskast og utvidelse av iskast er det gjort beregninger for dagens situasjon med eksisterende Hitra 1 og Hitra 2. Det er bare benyttet Seiferts formel som overvurderer kastelengde. Hitra 1 turbinene har en rotordiameter på 82 meter og en tårnhøyde på 70 meter. Med Seiferts formel får man da en kastelengde på 228 meter for Hitra 1, og 306 meter for Hitra 2. Man ser av Figur 3-3 kastelengdene.



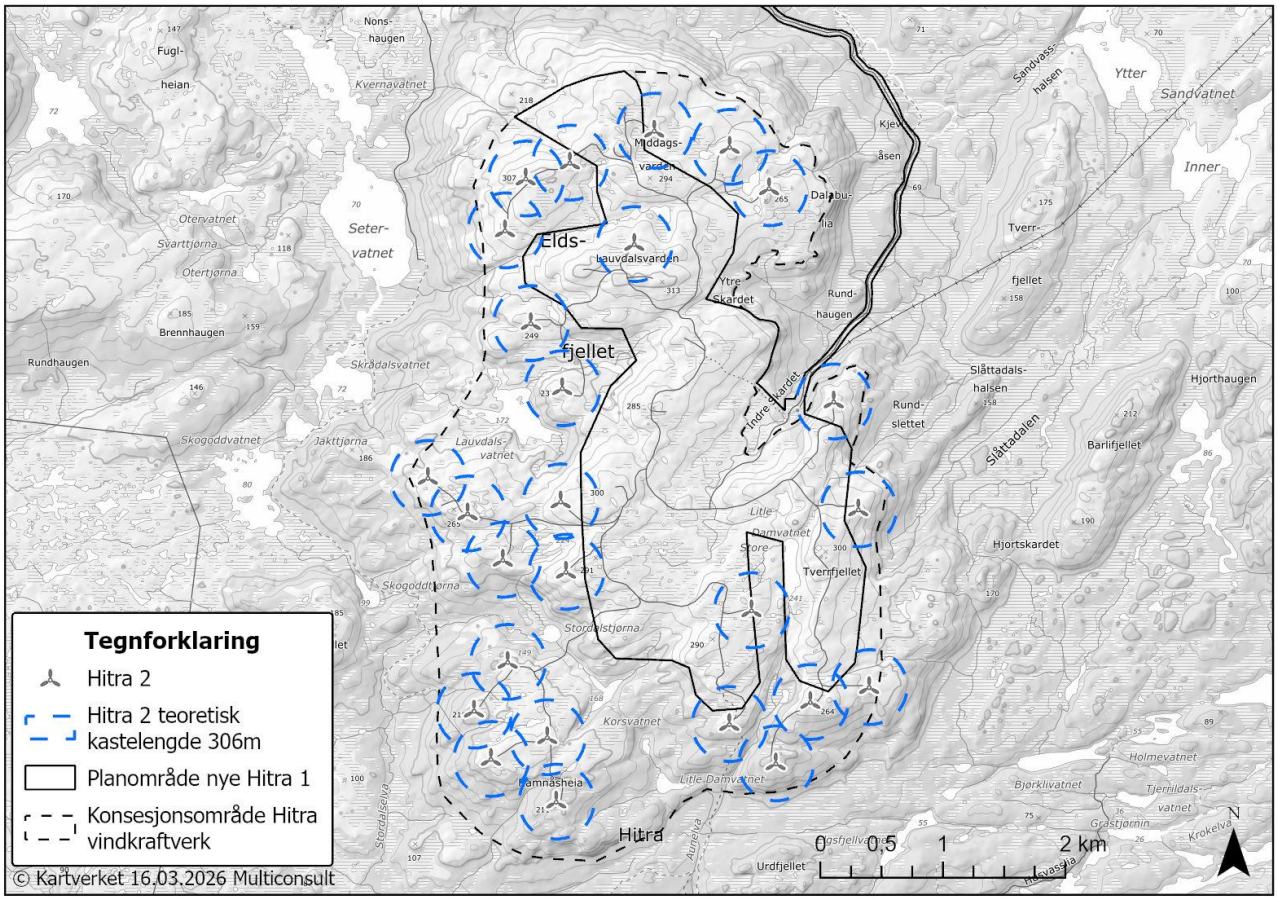
Figur 3-3: Dagens teoretiske situasjon. Kastelengdene er beregnet med Seiferts formel.

Figurene viser at risikosonene øker ved utbyggingen av nye Hitra 1, noe som er forventet ettersom turbinene blir høyere. Likevel er det kun mindre arealer utenfor konsesjonsområdet til Hitra 2 som påvirkes. Siden det allerede finnes et etablert vindkraftverk i området, er det innført rutiner og sikkerhetstiltak for å håndtere risiko knyttet til iskast. Disse tiltakene vil kunne videreføres og tilpasses de nye turbinene for å ivareta sikkerheten på en effektiv måte.

3.3.3 Nullalternativet

Siden konsesjonen for gamle Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2. Dette innebærer fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1 slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen.

Ved beregning av kastlengder for nullalternativet er det bare benyttet Seiferts formel. Hitra 2 turbinene har en rotordiameter 117 meter og en tårnhøyde på 87 meter. Med Seiferts formel får man da en kastelengde på 306 meter. Se figur x for illustrasjon av kastelengdene.



Figur 3-4: Teoretiske kastelengder for nullalternativet. Kastelengder er beregnet med Seiferts formel.

Figuren viser at dersom Hitra 1 fjernes og det ikke bygges en ny Hitra 1, vil risikosonene for iskast reduseres. Dette er som forventet, siden det vil være færre turbiner i området og disse vil dekke et mindre areal. Kun små områder utenfor dagens konsesjonsområde havner da innenfor risikosonene.

Sammenlignet med et scenario med nye Hitra 1, ser man at Hitra 2 i stor grad danner en yttergrense for risikosonene. Det er derfor begrensede arealer utenfor konsesjonsområdet som påvirkes av en ny utbygging, de fleste risikosonene ligger fortsatt innenfor det eksisterende konsesjonsområdet.

3.4 Risiko

Snø og is som faller fra maskinhus havner erfaringsmessig innenfor en radius på 100 meter. Ved sterk vind kan isen kastes lenger. Iskast fra turbinbladene og nedfall fra maskinhus kan medføre alvorlige konsekvenser for liv og helse, inkludert risiko for personskader eller i verste fall dødsfall. Risikoen for materielle skader vurderes derimot som lav og det er ikke identifisert bygninger eller konstruksjoner som er særlig utsatt, utover driftskjøretøy og utstyr som benyttes innenfor planområdet.

Sannsynligheten for at mennesker skal bli truffet av snø/is eller iskast vurderes som lav. Dette skyldes både begrenset ferdsel i området under risikoperioder og tiltak som skilting og sikkerhetssoner. Det er allerede skiltet om fare for iskast for de eksisterende turbinene, og det vil bli etablert nye skilt ved de nye turbinene for både iskast og nedfall av snø/is.

Basert på NVEs isingskart er det anslått at isingsforhold kan oppstå i omtrent 100–250 timer per år. I disse periodene kan iskast forekomme. Selv om iskast vurderes å kunne skje årlig, anses risikoen for

personskader som lav. Dette skyldes at faren er sterkt avhengig av årstid, vær- og vindforhold, samt hvor mange personer som oppholder seg i området.

Området har registrerte turstier, og er definert som friluftsområde. Erfaring fra driftspersonell viser at området ikke er mye brukt, selv om det har vært en økning i bruk de siste årene, særlig av personer på elsykkel. Den lange adkomstveien gjør området lite attraktivt for fotgjengere. Trafikken er størst om sommeren, mens isingsforhold typisk oppstår under værforhold (og årstider) hvor folk sjelden oppholder seg i området.

For Hitra vindkraftverk skjer varsling av iskast gjennom et automatisk varslingssystem som beregner sannsynligheten for ising og iskast de neste 48 timene. Systemet oppdateres hver sjette time og bygger på meteorologiske værmodeller kombinert med data fra vindturbinene i vindparken. Varselet fungerer som et supplement til fysisk skilting i området, som angir sikkerhetsavstand og advarer om fare for ising og iskast. Skiltingen gjelder uavhengig av digitalt risikonivå, ettersom det fortsatt kan forekomme fallende is, istapper eller lokale forhold som ikke fanges opp i modellen.

Erfaring fra drift sier at ising oppstår oftest når turbinene står stille. Den største faren for iskast er ved oppstart etter en periode med stillstand. Drift- og vedlikeholdspersonell er klar over denne risikoen og det er utarbeidet rutiner som tar nødvendige forholdsregler. Nettopp fordi de er bevisste på risikoen og følger interne prosedyrer, opplever de ikke ising som et betydelig problem i praksis. Det er observert lite ising når turbinene er i drift.

Den største risikoen for å bli truffet av iskast gjelder driftspersonell. Risikoen for at uvedkommende skal befinne seg i området under slike forhold er liten, og sannsynligheten for skade på tredjeparter vurderes derfor som lav.

Dagens vindturbiner har en sikkerhetssone på 300 meter. Det er sannsynlig at sikkerhetssonen for de nye turbinene ved Hitra 1 vil bli enda større, noe som ytterligere reduserer risikoen for skade.

4 Ferdselsbegrensninger og varslingstiltak

For å redusere risikoen for ising og sikre kontinuerlig drift av vindturbinene, kan det benyttestiltak som avisning og anti-ising av turbinblader. Slike systemer kan redusere omfanget av ising betydelig, men de eliminerer ikke risikoen for iskast fullstendig. På grunn av at forventet ising er forholdsvis lav er det ikke antatt av det vil være nødvendig med avising ellet anti-ising.

Det er allerede satt opp skilting ved innfartspunktene til området for å varsle om fare for iskast og nedfall av snø/is. Man kan bl.a. gjennom å skanne en QR-kode få direkte oppdatering om fare for ising. Der det blir nødvendig for de nye turbinene, bør det vurderes å etablere ytterligere tiltak, inkludert:

- Skilting og informasjon om fare for iskast og snø-/isnedfall.
- Driftsrutiner som inkluderer overvåking av værforhold og varsling ved økt risiko.
- Detaljerte vurderinger av maksimal kastelengde for iskast, som grunnlag for utforming og plassering av varsel- og informasjonsskilt.

Foreløpige vurderinger av kastelengder er gjort, men det anbefales å gjennomføre mer detaljerte analyser når turbintype og plassering foreligger i deltaljfasen. Disse bør sammenlignes med erfaringer fra dagens Hitra (1 og 2) vindkraftverk og bruke dette som grunnlag for å fastsette sikkerhetssoner og utarbeide informasjonsmateriell og skilting.

5 Referanser

Seifert, Westerhellweg & Krönig (2003). *Risk analysis of ice throw from wind turbines*. DEWI Magazin.

Cattin, R. (2012). *Ice throw studies in Switzerland*. Meteotest.

Energimyndigheten (2017). *Isbildning på vindkraftverk – risker och rekommendationer*.

Bredesen, R.E. & Refsum, H. (2015). *Iskast fra vindturbiner – vurdering av risiko og tiltak*. Multiconsult.

IEA Wind Task 19. *Wind Energy in Cold Climates*.

Fagrapport:

Lokalt og regionalt næringsliv

Statkraft

Rapport

Nye Hitra 1 vindkraftverk

OPPDRAGSGIVER

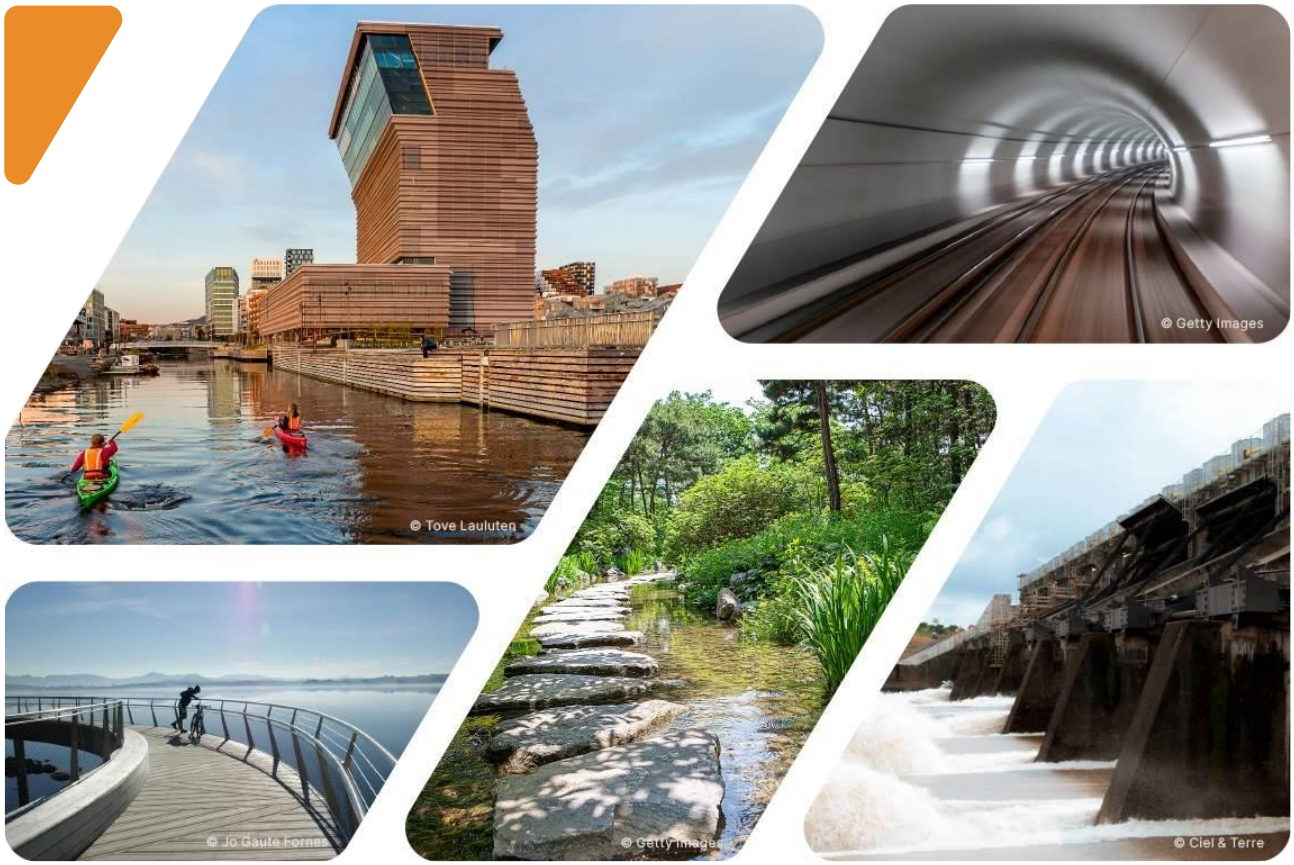
Statkraft

EMNE

Nye Hitra 1 vindkraftverk- Konsekvensutredning av lokalt og regionalt næringsliv

DATO / REVISJON: 12. mars 2026 / 002

DOKUMENTKODE: 10258198-01-NÆR-RAP-001



Multiconsult

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

Rapport

OPPDRAG	Nye Hitra 1 vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-NÆR-RAP-001
EMNE	Nye Hitra 1 vindkraftverk-Konsekvensutredning av lokalt og regionalt næringsliv	TILGJENGELIGHET	
OPPDRAGSGIVER	Statkraft	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Hilde Eide, Tim Maarten Riesen, Ingar Flatlandsmo

Sammendrag

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og gjeldende konsesjon løper ut i 2030. Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030, nye Hitra 1 vindkraftverk. Multiconsult er engasjert av Statkraft for å utarbeide en konsekvensutredning for nye Hitra 1 vindkraftverk, i tråd planprogram og utredningsprogrammet som er fastsatt av henholdsvis Hitra kommune og NVE. Denne rapporten omfatter fagtemaene lokalt og regionalt næringsliv, kommuneøkonomi og reiseliv.

Vurderingene bygger på tilgjengelig statistikk, intervjuer med lokale og regionale aktører, erfaringstall fra tidligere vindkraftutbygginger på Hitra og i Norge, samt etterprøvingsstudier av faktiske virkninger fra eksisterende vindkraftverk. Nullalternativet er definert som en situasjon der dagens Hitra 1 ikke fornyes, og hvor kun Hitra 2 videreføres etter 2030. Eiendomsverdi, samt overordnede samfunnsøkonomiske og nasjonale virkninger er ikke omfattet av denne utredningen.

Hitra er en kystkommune med et etablert og voksende næringsliv, der verdiskapning innen havbruk, fiskeri og andre primærnæringer, samt tilknyttet sekundærnæringer, utgjør en sentral del av den økonomiske aktiviteten. I anleggsfasen vurderes tiltaket å gi positive direkte virkninger for lokalt og regionalt næringsliv, særlig innen bygg- og anlegg, transport, elektro, samt service- og overnattingstjenester. Konsekvensen vurderes som middels positiv (++) for lokalt næringsliv og liten positiv (+) for regionalt næringsliv i anleggsfasen. I driftsfasen forventes begrensede, men stabile virkninger knyttet til drift og vedlikehold. Konsekvensene vurderes som liten positiv (+) lokalt og ubetydelig (0) regionalt.

Tiltaket vurderes å gi et betydelig og forutsigbart bidrag til Hitra kommunes økonomi i driftsfasen gjennom eiendomsskatt og produksjonsavgift. De samlede økonomiske virkningene for kommuneøkonomien vurderes som middels positive (++).

02	12.03.2026	Revidert utkast med oppdaterte alternativer	HE		ØWJ
01	13.02.2026	Revidert utkast	HE		HAVF
00	12.12.2025	Første utkast av fagrapport lokalt og regionalt næringsliv	HE, TR	IF	
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

Tabell 0-1 Estimat av direkte årlige kommunale skatteinntekter fra det omsøkte tiltaket (avrundet) i driftsfasen

År	**Midlere årsproduks-jon***	**Eiendoms-skatt (MNOK)**	**Produksjons-avgift (MNOK)**	**Totale direkte skatteinntekter til kommunen (MNOK)**	**Netto kommunale driftsutgifter 2024 (MNOK)**	**Andel av netto driftsutgifter**
1 til 10	268 GWh/år	8,7	6,5	15,7	511,5	3,1%
11 til 20 (1. retaksering)	264 GWh/år	5,8	6,4	12,2	511,5	2,4%
21 til 30 (2. retaksering)	260 GWh/år	2,9	6,3	9,2	511,5	1,8%

*antatt en årlig degraderingsrate på 0.15 prosent over levetiden i tråd med LCOE beregningene til NVE[1]. Tallene representerer gjennomsnittlig midlere årsproduksjon per 10-årsperiode.

Hitra har en variert og voksende reiselivsnæring som i stor grad er basert på natur- og kystopplevelser. I 2024 bidro næringen med 64 millioner kroner i lokal verdiskaping og sysselsatte om lag 124 personer. For reiselivsnæringen vurderes konsekvensene som ubetydelige (0) både i anleggs- og driftsfasen, lokalt og regionalt. Med reiseliv forstås her den økonomiske aktiviteten knyttet til salg av varer og tjenester til tilreisende. Erfaringer fra eksisterende vindkraftverk på Hitra samt tilgjengelige etterprøvingsstudier gir ikke grunnlag for å forvente målbare negative økonomiske virkninger for reiselivsnæringen.

Tabellen nedenfor sammenfatter konsekvensene for lokal og regional sysselsetting, kommuneøkonomi og reiseliv i anleggsfasen og driftsfasen.

Tabell 0-2 Oppsummering av konsekvenser for temaet lokalt og regionalt næringsliv i anlegg og drift

Næringsliv og sysselsetting	**Anleggsfasen**	**Driftsfasen**
Hitra kommune	Middels positiv (++)	Liten positiv (+)
Trøndelag fylke	Liten positiv (+)	Ubetydelig (0)
Kommuneøkonomi	**Anleggsfasen**	**Driftsfasen**
Hitra kommune	Ikke vurdert [2]	Middels positiv (++)
Reiseliv	**Anleggsfasen**	**Driftsfasen**
Hitra kommune	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)
Trøndelag fylke	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)

I tillegg til vurderingen mot nullalternativet (alternativ 0) er det gjennomført en forenklet sammenligning av nye Hitra 1 (alternativ 1) mot dagens situasjon med både Hitra 1 og Hitra 2 i drift (alternativ NÅ). Dette

[1] (Norges vassdrags-og energidirektorat, 2024)
[2] Det er ikke gjennomført en kvantitativ vurdering av kommuneøkonomiske virkninger i anleggsfasen, herunder eiendomsskatt og produksjonsavgift, da dette avhenger blant annet av anleggsgjennomføringen og er beheftet med usikkerhet

er en forenklet vurdering som ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet. For temaet lokalt og regionalt næringsliv vil forskjellen mellom nye Hitra 1 og dagens vindkraftverk være begrenset. For næringsliv og sysselsetting samt reiseliv er det ingen vesentlig forskjell. Nye Hitra 1 kan i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som allerede er der i dagens situasjon. For kommuneøkonomien gir nye Hitra 1 et høyere inntektsbidrag, spesielt fra produksjonsavgift, enn dagens Hitra 1 alene, slik at forskjellen vurderes som liten positiv, sett i sammenheng med de netto kommunale driftsutgiftene.

Tabell 0-3 Oppsummering av konsekvenser for temaet lokalt og regionalt næringsliv og sammenligning med dagens situasjon

DRIFTSFASEN				
Tema	**Alt. 0** **Etter fjerning av** **dagens Hitra 1**	**Alt. 1** **Nye Hitra 1 bygd og** **dagens Hitra 1 fjernet**	**Alt. NÅ** **Dagens situasjon med dagens Hitra 1**	**Alt. 1 minus Alt. NÅ** **Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1**
Næringsliv og sysselsetting				
Hitra kommune	Ingen konsekvens	Liten positiv (+)	Liten positiv (+)	Ubetydelig (0)
Trøndelag fylke	Ingen konsekvens	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)
Kommuneøkonomi				
Hitra kommune	Ingen konsekvens	Middels positiv (++)	Liten positiv (+)	Liten positiv (+)
Reiseliv				
Hitra kommune	Ingen konsekvens	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)
Trøndelag fylke	Ingen konsekvens	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Innledning 7
1.1 Prosjektmål 7
1.2 Planområdet 7
2 Tiltaksbeskrivelse og alternativer 8
2.1 Føringer og planer for området 8
2.1.1 Kommuneplan 8
2.1.2 Gjeldende reguleringsplaner 9
2.1.3 Pågående prosjekter 10
2.2 Miljøtilstanden og nullalternativ (alternativ 0) 10
2.2.1 Dagens miljøtilstand 10
2.2.2 Nullalternativ 11
2.3 Alternativer som utredes 12
2.3.1 Alternativ 1 12
2.3.2 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon 15
2.3.3 Andre vurderte utbyggingsalternativer 15
2.3.4 Anleggsgjennomføring 15
2.4 Skadebegrensende tiltak i prosjektet 15
2.5 Utredningskrav 16
3 Lokalt og regionalt næringsliv 18
3.1 Metode og datagrunnlag 18
3.1.1 Influensområdet 18
3.1.2 Vurdering av mulige virkninger 18
3.1.3 Datagrunnlag og kvalitet 19
3.2 Nøkkeltall for influensområdet 20
3.2.1 Innbyggertall i kommunen 20
3.2.2 Næringsliv og sysselsetting 21
3.2.3 Kommuneøkonomi og tjenestetilbud 23
3.3 Påvirkning og konsekvens 25
3.3.1 0-alternativ 25
3.3.2 Virkningene for lokalt og regionalt næringsliv 26
3.3.2.1 Anleggsfasen 29
3.3.2.2 Driftsfasen 35
3.3.3 Virkninger på kommunens økonomi 39
3.3.3.1 Eiendomsskatt 39
3.3.3.2 Produksjonsavgift 40
3.4 Avbøtende tiltak 41
3.5 Usikkerhet 42
3.6 Oppfølgende undersøkelser 42
4 Reiseliv 43
4.1 Metode og datagrunnlag 43
4.1.1 Definisjon 43
4.1.2 Avgrensning mot andre fagtema 43
4.1.3 Influensområdet 44
4.2 Datagrunnlag og kvalitet 44
4.3 Verdikriterier 45
4.4 Kriterier for å vurdere påvirkning og konsekvens 46
4.5 Områdebeskrivelse 47
4.5.1 Reiselivsaktører og attraksjoner 47
4.5.2 Reiselivets økonomiske betydning 52
4.6 Påvirkning og konsekvens 55
4.6.1 0-altenativet 55
4.6.2 Verdivurdering 56
4.6.3 Litteraturgjennomgang 57
4.6.4 Vurdering av tiltakets påvirkning på lokalt og regionalt reiseliv 60
4.7 Avbøtende tiltak 61
4.8 Usikkerhet 61
4.9 Oppfølgende undersøkelser 62
4.10 Synergieffekter infrastruktur 62
5 Samlet vurdering 63
6 Referanser 65

1 Innledning

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift i 2004 og nærmer seg slutten av sin levetid. Gjeldende anleggskonsesjon av 18.12.2024 har en varighet fram til 19.12.2030. I konsesjonen er det gitt vilkår om at det i god tid før konsesjonen utløper må søkes om fornyelse eller meldes at fornyelse ikke er ønsket.

Statkraft ønsker å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030, nye Hitra 1 vindkraftverk.

Multiconsult er engasjert av Statkraft for å utarbeide en konsekvensutredning for nye Hitra 1 vindkraftverk, i tråd planprogram og utredningsprogrammet som er fastsatt av henholdsvis Hitra kommune og NVE. Denne rapporten vurderer hvordan tiltaket kan påvirke det lokale og regionale næringslivet, inkludert reiseliv, både i anleggsfasen og driftsfasen.

Konsekvensutredningen for fagtemaet næringsliv og samfunnsinteresser er bygget opp i to hoveddeler.

I kapittel 3 gis en samlet utredning av det lokale og regionale næringslivet, inkludert metode- og datagrunnlag, nøkkeltall for kommunene, vurdering av 0-alternativet og en analyse av prosjektets virkninger for verdiskaping, sysselsetting og kommuneøkonomi, samt behov for avbøtende og oppfølgende tiltak.

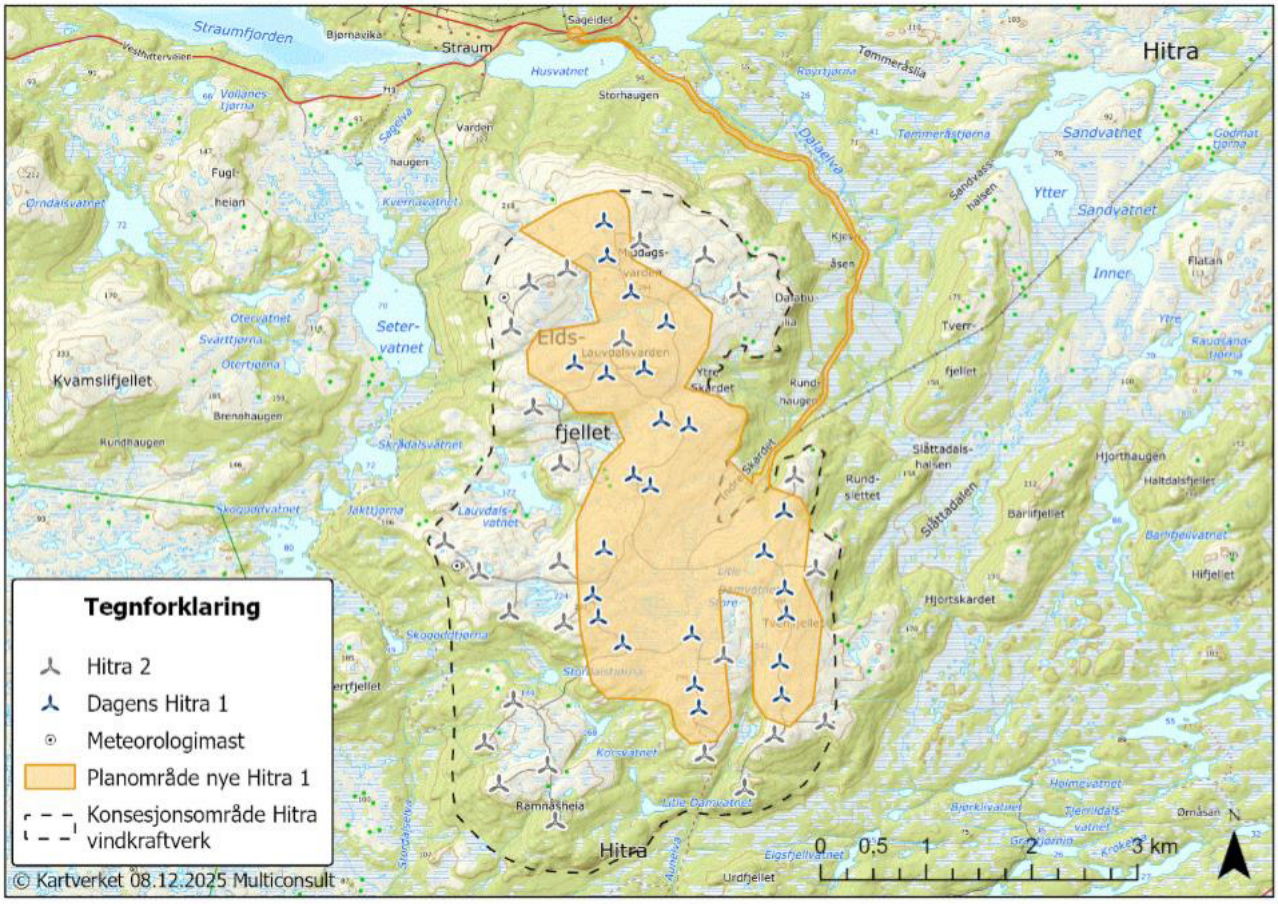
I kapittel 4 følger utredningen av lokalt og regionalt reiseliv. Her presenteres metodikk, datagrunnlag, verdivurderinger og kriterier for konsekvensvurdering, etterfulgt av en områdebeskrivelse og vurdering av tiltakets påvirkning på reiselivsaktører, attraksjoner og reiselivets økonomiske betydning.

1.1 Prosjektmål

Målet med prosjektet er å øke fornybar energiproduksjon i Norge samtidig som miljøkonsekvensene reduseres til et minimum.

1.2 Planområdet

Planområdet er på 7,9 km2 og omfatter indre deler av det felles konsesjonsområdet for dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk, samt den eksisterende atkomstveien. Se oversiktskart i figur 11.



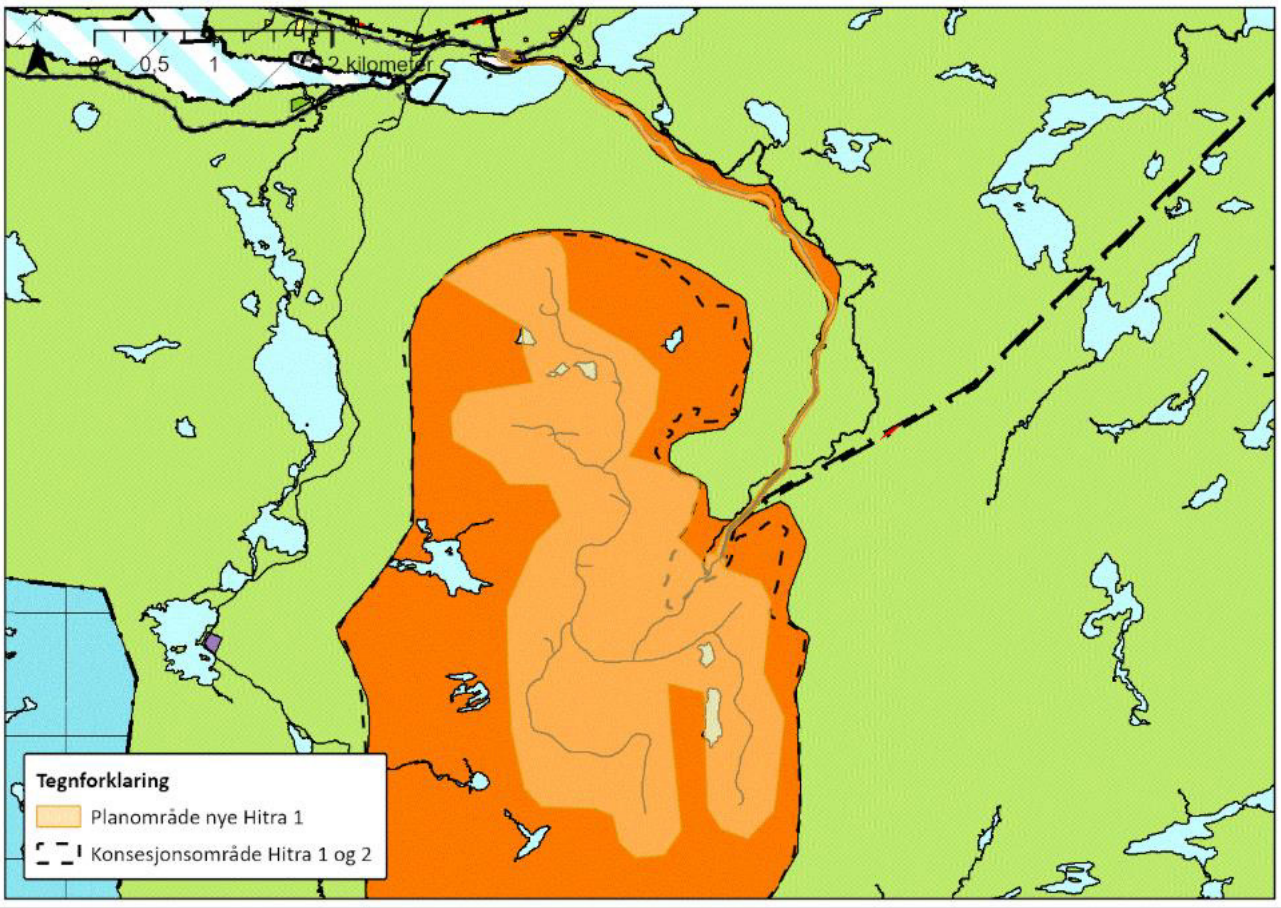
Figur 1-1: Kart over planområdet for konsekvensutredningen.

2 Tiltaksbeskrivelse og alternativer

2.1 Føringer og planer for området

2.1.1 Kommuneplan

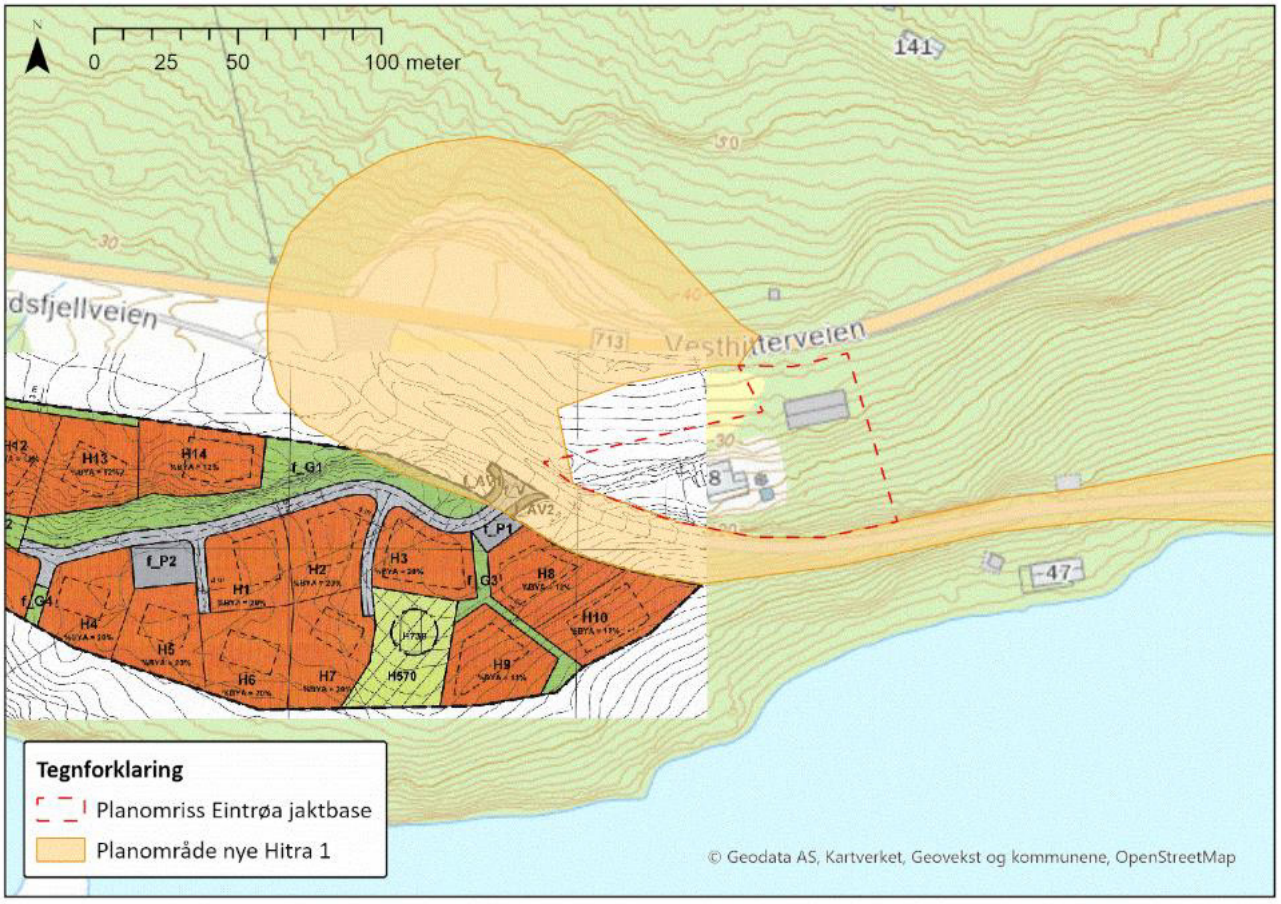
Planområdet for områdereguleringen inngår i all hovedsak i et areal utlagt til formål vindpark (andre typer bebyggelse og anlegg) i kommuneplanens arealdel 2022–2034 for Hitra kommune, planid 5056_202109 vedtatt 9.2.2023. Planområdet inkluderer også noen mindre vatn som er utlagt til bruk og vern av sjø og vassdrag med tilhørende strandsone. Langs atkomstveien berøres noen mindre arealer utlagt til landbruks-, natur- og friluftsområder (LNFR, men det er ikke reindrift på Hitra). Deler av hensynssone høyspenningsanlegg langs nettilknytningen til vindkraftverket ligger også innenfor planområdet. Se figur 2-1.



Figur 2-1: Utsnitt fra kommuneplanens arealdel med påtegning av områdereguleringsgrense nye Hitra 1. Se nærmere omtale i brødtekst.

2.1.2 Gjeldende reguleringsplaner

Det er én gjeldende reguleringsplan som berøres av planområdet, planid 5056_201306 «Eintrøa» på gnr./bnr. 32/1 som ligger helt i starten av atkomstveien. Denne detaljreguleringen er fra 3.10.2013 og gjelder utbygging av fritidsboliger. Se figur 2-2.



Figur 2-2: Planområdet og berøring med vedtatt detaljregulering Eintrøa (utsnitt fra reguleringsplankart til venstre) og igangsatt detaljregulering Eintrøa jaktbase (rødt stiplet omriss).

2.1.3 Pågående prosjekter

Det er en pågående reguleringsprosess for planid 5056_202205 «Detaljregulering for Eintrøa jaktbase gnr. 32 bnr. 47 m.fl.» ved Strøm, like nordøst for starten av atkomstveien. Se figur 2-2.

2.2 Miljøtilstanden og nullalternativ (alternativ 0)

Konsekvensutredningen skal iht. forskrift om konsekvensutredninger § 20 inneholde en beskrivelse av den nåværende miljøtilstanden og en oversikt over hvordan miljøet antas å utvikle seg hvis planen eller tiltaket ikke gjennomføres. Det sistnevnte er definisjonen på nullalternativet. Nullalternativet skal brukes som sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilken konsekvens en plan eller et tiltak vil ha. Nullalternativet vil ofte være en framskriving av (og dermed være noe annet enn) dagens situasjon.

2.2.1 Dagens miljøtilstand

Dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk ligger sammen på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensa (210–313 moh.) omtrent midt på øya Hitra, sørvest i Trøndelag fylke. Terrenget på Eldsfjellet er småkupert med flere små vatn. Vegetasjonen domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder uten eller med lite løsmasser er preget av gråmose. Atkomstveien fra fv. 713 i nord ligger lavere, i et slakt stigende, småkupert terreng dominert av furuskog, myr og små vatn.

Tekniske inngrep i området omfatter totalt 36 km vei (20,4 km etablert for Hitra 1 og 15,7 km ekstra for Hitra 2), totalt 50 vindturbiner (24 vindturbiner med 111 m totalhøyde i Hitra 1, 26 vindturbiner med 145,5 m totalhøyde i Hitra 2) med kranoppstillingsplasser, et opparbeidet lagringsareal der atkomstveien møter internveinettet, og en transformatorstasjon med servicebygg og et tilliggende lagringsareal langs atkomstveien. Samlet, gruslagt areal av opparbeidete veier og plasser utgjør 316 dekar. Veinettet omfatter ei bru over Straumsvassdraget, 600 m fra starten av atkomstveien.

Det er to meteorologimaster (gittermaster med barduner) og ei standard mobilmast oppe på fjellet. Intern kabling ligger i hovedsak i veikroppene, men det er tre kabelgrøfter i terreng: ei fra transformatorstasjonen og vestover, ei fra transformatorstasjonen og østover, og ei fra enden av atkomstveien og mot sørvest. Transformatorstasjonen er tilknyttet regionalnettet via en 9,7 km lang 132 kV kraftledning til Fillan transformatorstasjon. Det er i dag kontinuerlig lysende, rød, mellomintensitets hinderlysmerking på 11 vindturbiner i Hitra 2. I tillegg er 10 vindturbiner i dagens Hitra 1 merket med kontinuerlig lysende, rødt, lavintensitets hinderlys.

2.2.2 Nullalternativ

Nullalternativet er det formelle sammenligningsgrunnlaget i konsekvensutredningen. Siden konsesjonen for dagens Hitra 1 vindkraftverk snart går ut på dato, vil nullalternativet være et Hitra vindkraftverk med kun Hitra 2.

For noen tema vil det være interessant og kanskje også mer umiddelbart forståelig at man i tillegg sammenligner med dagens Hitra vindkraftverk, bestående av gamle Hitra 1 og Hitra 2.

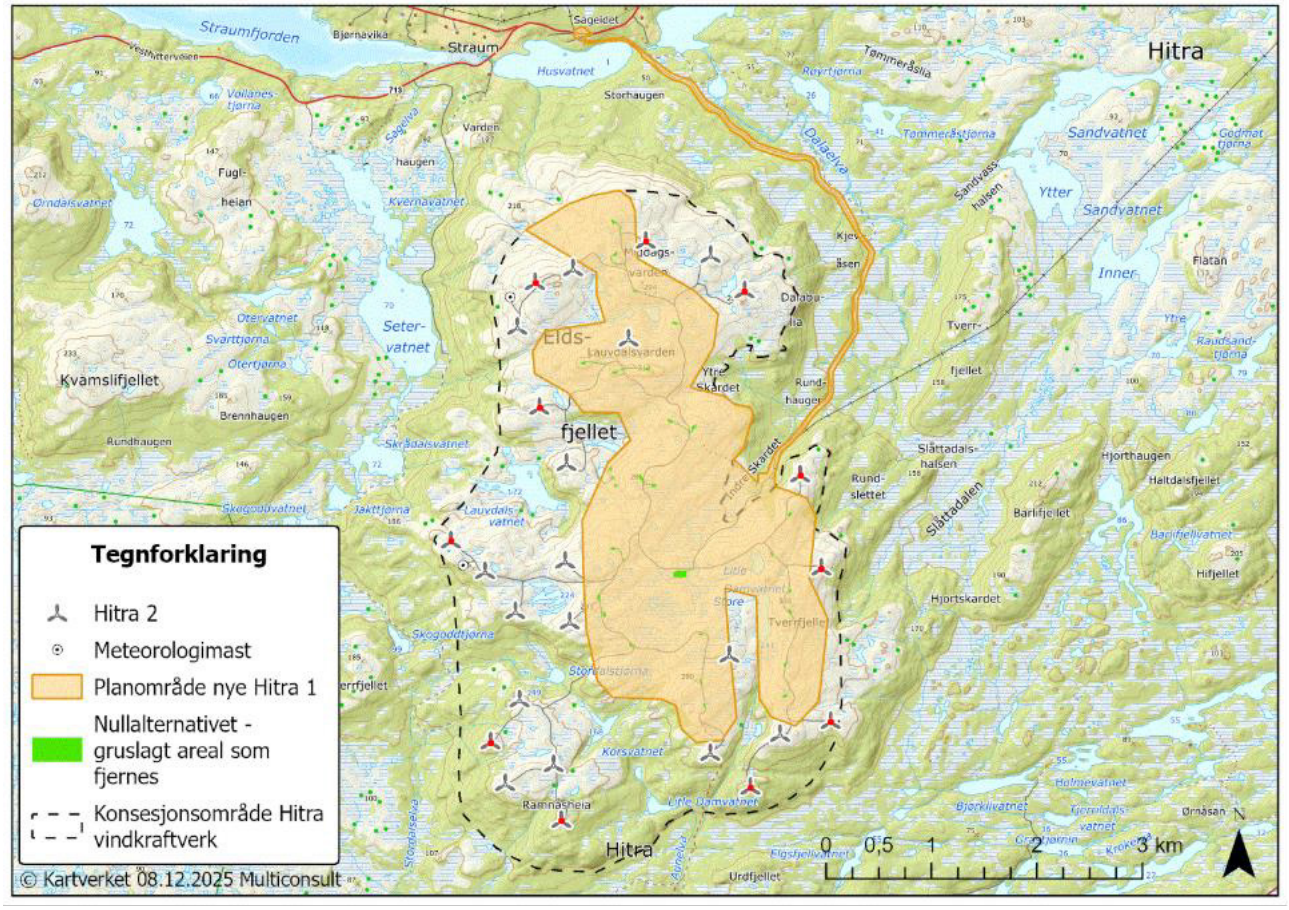
Nullalternativet innebærer at Hitra 1 ikke fornyes. Endringer fra dagens miljøtilstand vil iht. gjeldende konsesjonsvilkår omfatte fjerning av de 24 vindturbinene i dagens Hitra 1, slik at kun de 26 vindturbinene i Hitra 2 står igjen. Endringer vil også omfatte tilbakeføring av de veier og plasser som ikke er påkrevd for videre drift av Hitra 2.

Siden Hitra 2 i stor grad er etablert utenfor Hitra 1 ved forlengelser av veinettet, er det bare de 24 kranoppstillingsplassene til Hitra 1 samt 13 stikkveier på totalt 2,1 km som kun går til Hitra 1-turbiner som kan fjernes. I tillegg inngår lagringsarealet der atkomstveien møter internveinettet, da denne er beholdt fra utbyggingen av Hitra 2 under forutsetning av en fornying av Hitra 1. Samlet gruslagt areal som skal tilbakestilles utgjør etter dette 43 dekar. Det vil i tillegg være aktuelt å endre på deler av tilliggende, tilbakeførte arealer med større skjæringer og fyllinger, men dette må vurderes konkret i en anleggsfase og lar seg ikke arealfeste nå. Jordkabler for Hitra 1 vil trolig ikke bli fjernet utenfor arealer som tilbakeføres, da disse ligger tett på kabler for Hitra 2.

Det legges til grunn for konsekvensutredningen at det er samtidighet eller kort tid mellom en slik tilbakeføring i nullalternativet og en fornying av Hitra 1 i alternativ 1. Den direkte sammenligningen i konsekvensutredningen inkluderer derfor ikke mer langsiktige effekter, eksempelvis tilpasninger i dyrearters bruk av området etter fjerning av vindturbiner, eller gjengroing forbi pionérstadiet mot mer naturlige naturtyper etter tilbakeføring av arealer. Forventa, langsiktige endringer diskuteres i noen grad under vurdering av samla belastning/samla virkninger. Det forventes ikke andre merkbare endringer i miljøtilstanden, f.eks. som følge av klimaendringer, fra dagens tilstand og fram til sammenligningsåret 2030.

Det er etter skjerpete krav til hinderlysmerking søkt om å lysmerke ytterligere to vindturbiner i Hitra 2. Det legges derfor til grunn for nullalternativet at totalt 13 vindturbiner i Hitra 2 er lysmerket.

En illustrasjon av nullalternativet/alternativ 0 er vist på kart i figur 2-3



Figur 2-3 Planområdet og nullalternativet, gjenværende Hitra 2 vindkraftverk etter fjerning av dagens Hitra 1. Hinderlysmerking av Hitra 2 framgår.

2.3 Alternativer som utredes

Det utredes kun ett alternativ, den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for nye Hitra 1 vindkraftverk.

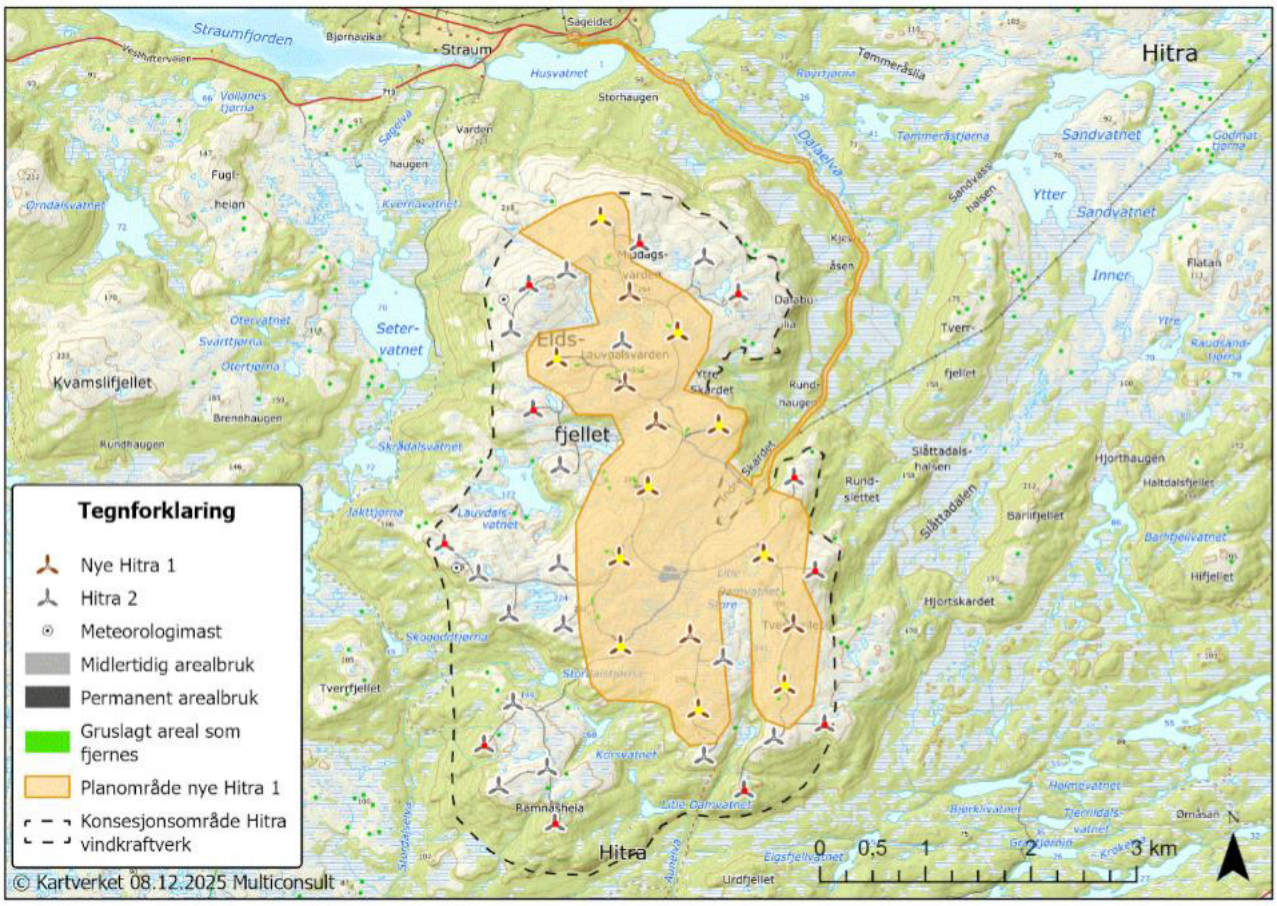
2.3.1 Alternativ 1

Nye Hitra 1 skal benytte eksisterende kraftledning fra vindkraftverket til Fillan transformatorstasjon. Utredningen har lagt til grunn 12–15 turbiner med effekt på 5–8 MW.

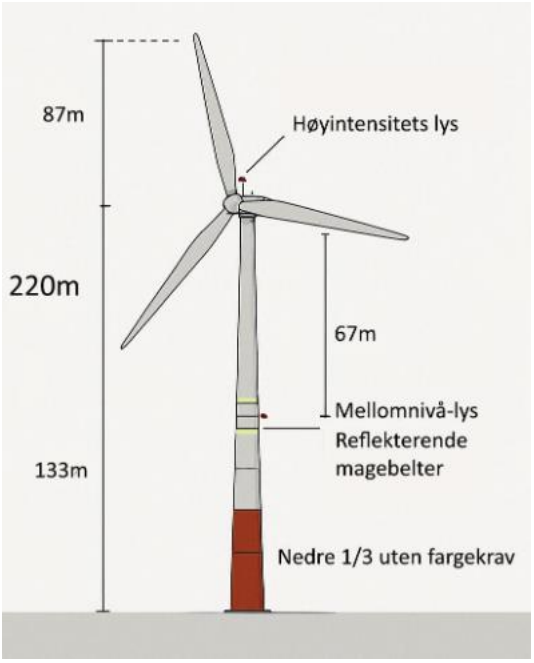
Utbyggingsløsningen som er lagt til grunn for konsekvensutredningen består av:

- 15 vindturbiner med høyde inntil 220 m og rotor inntil 175 m.
  - En representativ eksempelturbin med 220 m totalhøyde, er benyttet for produksjonsberegninger og støyberegninger.

  - For skyggekast og landskap er det utredet et eksempel med rotorstørrelse inntil 175 m.
  - Det legges til grunn lysmerking iht. gjeldende regelverk, uten behovsstyring, og tilpasset perimetermerking iht. generelle føringer fra Luftfartstilsynet ved at 10 av de 15 vindturbinene er merket, se figur 2-4.
- Nødvendige hjelpeanlegg:
  - Etablering av kranoppstillingsplasser og fundamenter per turbin. Delvis overlapp med eksisterende kranoppstillingsplasser som gjenbrukes.
  - Ca. 1,9 km med nye internveier (hvorav ca. 0,5 km gjenbruk av internveier i dagens Hitra 1 som fjernes i alternativ 0A, dvs. ca. 1,4 km ny vei sammenlignet med i dag), og oppgradering av eksisterende veianlegg for tilrettelegging for større vindturbiner.
  - Legging av nye internkabler i veiskulder og i eksisterende terrenggrøfter.
  - Etablering av nødvendig riggplass og massetak.
  - Nødvendige oppgraderinger innenfor eksisterende transformatorstasjonsområde.
- Gjenbruk/ikke tilbakeføring av de arealer fra dagens Hitra 1 som trengs for etablering av nye Hitra 1, og som uten fornying ville blitt tilbakeført.
- Totalt arealinngrep for nye Hitra 1 er beregnet til ca. 145 dekar. Nye Hitra 1 vil berøre ca. 68 dekar med tidligere urørte arealer og ca. 76 dekar med tidligere berørte arealer, av sistnevnte er ca. 16 dekar gjenbruk av gruslagte veier og plasser som tilbakeføres i alternativ 0A. Etter ferdigstilling vil de 145 dekarene være fordelt på ca. 40 dekar permanent gruslagte arealer og ca. 105 dekar midlertidige, tilbakeførte arealer (inklusive massetak og nå gruslagte arealer som dagens lagerområde). Det tas forbehold om at dette er grovprosjektering som vil få endringer. Sikrere tall vil framkomme i detaljplan.



Figur 2-4 Alternativ 1. Samlet forventet hinderlysmerking framgår.



Figur 2-5 Formelle rammer for merking av eksempelturbin Nye Hitra 1 vindkraftverk, jf. krav fra Luftfartstilsynet.

2.3.2 Utredning av forskjellen mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon

For både direkte berørte, øvrig allmennhet og beslutningstakere vil det trolig være interessant å få fram konsekvensene av Nye Hitra 1 (alternativ 1) sammenlignet med dagens situasjon (i kortform alternativ NÅ). Siden alternativ 1 sammenlignes med nullalternativet (alt. 1 minus alt. 0), må tilsvarende sammenligning også gjøres for dagens situasjon (alt. NÅ minus alt. 0). Eventuelle forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon vil da framkomme som forskjellig konsekvensgrad mellom de to (alt. 1 minus alt. NÅ). Fagutredninger og oppsummering i denne konsekvensutredningen har derfor også vurdert konsekvenser av dagens situasjon mot nullalternativet, og forskjeller mellom Nye Hitra 1 og dagens situasjon.

2.3.3 Andre vurderte utbyggingsalternativer

Statkraft har vurdert alternativer med mindre og dermed flere vindturbiner innenfor rammen av mulig installert effekt. Disse er forkastet som følge av dårligere produksjon og økonomi, større fotavtrykk og marginale landskapsmessige forskjeller.

2.3.4 Anleggsgjennomføring

Anleggsperioden er forventet å vare i ett og et halvt til to år, og vil strekke seg gjennom to sommersesonger. Den første sesongen vil benyttes til forberedende arbeider. Sesong to vil benyttes til turbininstallasjon, idriftsettelse og testing. Anleggsarbeidene vil bestå at riving av eksisterende turbiner, oppgradering av eksisterende veier, anlegging av kranoppstillingsplasser, jordkabler og fundamenter, installasjon av ny transformator og høyspenningsutstyr i eksisterende bygg, og installasjon av nye vindturbiner.

For konsekvensutredningen legges det til grunn:

- Det vil være anslagsvis mellom 50 og 100 personer sysselsatt på anlegget i anleggsperioden.
- Det vil være betydelig transport mellom havn og vindkraftverket i byggeperioden, anslått til omkring 500 transporter (inkludert avvikling av eksisterende kraftverk), hvorav ca. 150 transporter er spesialtransporter for frakting av turbinkomponenter.
- Hovedmengden av anleggsarbeider vil foregå sommerhalvåret.
- Støyende arbeider vil foregå på dagtid.

2.4 Skadebegrensende tiltak i prosjektet

Forskrift om konsekvensutredninger setter krav til hvordan man skal forebygge skadevirkninger av et tiltak. Iht. forskriftens § 23 skal konsekvensutredningen «beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og hvis mulig kompenseres for vesentlige skadevirkninger for miljø og samfunn både i bygge- og driftsfasen». Det er en forutsetning at de skadebegrensende tiltakene som presenteres er *relevante* og *realistiske* jf. § 19. Tiltakshierarkiet (figur 3-6) skal ligge til grunn ved vurdering av skadebegrensende tiltak.

I dette prosjektet er det lagt opp til flere skadebegrensende tiltak:

- Nye Hitra 1 er størrelsesmessig tilpasset eksisterende nettilknytning slik at ny/oppgradert kraftledning ikke er nødvendig.

- Nye vindturbiner er plassert inntil eller nær eksisterende veier og plasser for å minimere ny arealbruk.
- Nødvendige arealer for tilkomst, rigg, mellomlagring mv. skal i hovedsak dekkes av eksisterende, opparbeidete arealer.
- Gjenbruk/begrenset utvidelse av ett eksisterende massetak.
- Etableringen av nye Hitra 1 skal samordnes med fjerning av dagens Hitra 1 med tanke på gjenbruk av arealer, og at tilbakeføring av arealer som ikke gjenbrukes kan dra nytte av noe toppjord og vekstmasser fra nærliggende etablering av nye Hitra 1.

Dette er tiltak som inngår som premisser for områdereguleringen og konsesjonssøknaden.

2.5 Utredningskrav

Konsekvenser for alle fagtemaene utredes i henhold til planprogram og utredningsprogrammet som er fastsatt av henholdsvis Hitra kommune og NVE. Utredningskrav som er gjeldende for fagtema lokalt og regionalt næringsliv er fastsatt planprogrammet, og supplerende krav stipulert utredningsprogrammet. Tabell 2-1 presenterer utredningskravene:

Tabell 2-1 Utredningskrav for temaet lokalt og regionalt næringsliv

Dokument	Beskrivelse	Metode
Vedtatt planprogram Hitra kommune 28.05.2025	– Beskrive antatt behov for varer og tjenester, herunder nye arbeidsplasser, lokalt og regionalt i anleggs- og driftsfase. – Beskrive reiselivsnæringen i influensområdet. – Vurdere hvordan tiltaket kan påvirke lokalt og regionalt næringsliv, herunder reiselivsnæringen og sysselsetting og verdiskaping.	Lokale og regionale myndigheter og lokalt/regionalt næringsliv skal kontaktes for informasjon om dagens situasjon og planlagte aktiviteter/utbygginger.
Utredningsprogram fra NVE, 26.06.2025	Lokalt og regionalt næringsliv I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver Vise viktige attraksjoner/områder for reiselivet på kart	Der reiselivet er knyttet til landskap, friluftsliv, kulturminner, naturmangfold osv., skal utredningen bygge på informasjon fra de respektive temautredningene og suppleres med informasjon fra de lokale aktørene. Eventuelle synergieffekter knyttet til etablering av eventuell infrastruktur skal inkluderes.

		Tiltakets betydning for planlagt næringsutvikling i kommunen vurderes.
	Kommuneøkonomi I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver - Beskrive inntektsmulighetene for Hitra kommune. Spesifisere hvilke ordninger for inntekt fra vindkraft påvirker som kommuneøkonomien - Beregne årlige forventede inntekter for kommunen over hele anleggets levetid. Skal spesifiseres for hvert år i anleggets forventende levetid basert på gjeldende eller konkret varslet regelverk på utredningstidspunktet	Kommunen skal kontaktes.

Besvarelse av utredningskrav

Utredningsprogrammet for fagtemaet lokalt og regionalt næringsliv, inkludert reiseliv og kommuneøkonomi, er besvart gjennom en samlet vurdering av tiltakets virkninger i anleggs- og driftsfasen. Utredningen omfatter vurderinger av antatt behov for varer og tjenester, sysselsetting og verdiskaping lokalt og regionalt, samt kommunale inntekter knyttet til eiendomsskatt og produksjonsavgift. Reiselivsnæringen i influensområdet er beskrevet, herunder sentrale reiselivsaktører/attraksjoner, som også er vist på kart. Vurderingene bygger på tilgjengelig statistikk, tidligere konsekvensutredninger og etterprøvingsstudier, samt dialog med lokale og regionale myndigheter og nærings- og reiselivsaktører. Der reiselivet er knyttet til landskap, friluftsliv, natur- og kulturverdier, er vurderingene sett i sammenheng med relevante temautredninger. Tiltakets betydning for planlagt næringsutvikling i kommunen, samt eventuelle synergieffekter knyttet til infrastruktur, er vurdert. Utredningen er gjennomført i tråd med kravene i fastsatt planprogram og utredningsprogram.

3 Lokalt og regionalt næringsliv

3.1 Metode og datagrunnlag

Denne delen av utredningen er basert på en forenklet prosedyre egnet for de samfunnsmessige vurderingene. Sysselsetting, næringsliv, tjenestetilbud og kommuneøkonomi i Hitra kommune beskrives først kort. Deretter følger en vurdering av prosjektets mulige virkninger på disse størrelsene i anleggs- og driftsfasen. For denne vurderingen benyttes både generell kunnskap om ringvirkninger fra vindkraft, samt tallgrunnlag for sysselsetting og verdiskaping fra konsekvensutredninger og etterprøvingsstudier av eksisterende vindparker på Hitra, beskrevet under seksjon 3.1.3.

Verdiskaping på regionalt og lokalt nivå omfatter kontraktsverdien av lokal/regional produksjon fratrukket verdien av eventuell import til kontrakten fra Norge for øvrig eller utlandet. I tillegg kommer lokale/regionale vare- og tjenesteleveranse til utenlandske kontrakter. Forventet størrelse på lokal verdiskaping baseres på etterprøvingsstudien fra Norconsult/Agenda Kaupang, korrigert for størrelsen på det foreslåtte tiltaket, samt dagens status i lokalt næringsliv.

Videre estimeres årlige forventede inntektsstrømmer til kommunen basert på vindkraftverkets produksjon og verdi over hele anleggets levetid i henhold til gjeldende regler og praksis. Dette inkluderer primært eiendomsskatt og produksjonsavgift. Grunnrenteskatt ble innført for konsesjonspliktige vindkraftverk på land fra og med inntektsåret 2024 og vil være gjeldende for nye Hitra 1. Grunnrenteskatten fordeles mellom stat og kommunesektor etter nøklene i rammetilskuddet til kommunene, og går dermed ikke direkte til vertskommunene[3]. Derfor er ikke konsekvens av grunnrenteskatt på kommunens økonomi vurdert.

De samlede indirekte konsekvensene av utbyggingen av Hitra kraftverk knyttet til økt krafttilgang, kraftforsyningssikkerhet og overordnede samfunnsøkonomiske aspekter (reduserte tap i nettet, innvirkning på kraftpriser etc.) utredes ikke i denne rapporten. Her vurderes, i tråd med kravene i utredningsprogrammet, bare mulige lokale og regionale effekter av utbyggingen, og en overordnet vurdering av tiltakets betydning for planlagt næringsutvikling i kommunen.

3.1.1 Influensområdet

De omsøkte utbyggingsalternativene ligger i Hitra kommune. Kommunen utgjør følgelig det lokale influensområdet for utredningen av tiltakets eventuelle konsekvens for lokalt næringsliv og kommuneøkonomi. Hitra kommune ligger i Trøndelag fylke. Vurdering av tiltakets eventuelle konsekvens regionalt omfatter følgelig dette fylket. På fylkesnivå vurderes kun påvirkning på næringsliv og sysselsetting, ikke økonomi og tjenestetilbud.

3.1.2 Vurdering av mulige virkninger

Vurdering av virkninger er, der det er faglig belegg for det, gjort på kvalitativt grunnlag etter konsulentens skjønn. Der det er faglig forsvarlig å kvantifisere forventede virkninger har tabellen under tjent som veiledende i vurderingene.

[3] (Finansdepartementet, 2023)

Tabell 3-1 Kriterier for konsekvensvurdering av tema næringsliv og samfunnsinteresser. Farger samsvarer med skala for konsekvenssetting iht. M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

Vurdering	Kriterium (omtrentlig)	Symbol/farge
Svært stor positiv konsekvens	> 10 prosent av dagens verdi	++++
Stor positiv konsekvens	+ 5-10 prosent av dagens verdi	+++
Middels positiv konsekvens	+ 1-5 prosent av dagens verdi	++
Liten positiv konsekvens	+ 0,5-1 prosent av dagens verdi	+
Ubetydelig / ingen konsekvens	-0,5-0,5 prosent av dagens verdi	0
Liten negativ konsekvens	-0,5-1 prosent av dagens verdi	-
Middels negativ konsekvens	- 1-5 prosent av dagens verdi	- -
Stor negativ konsekvens	-5-10 prosent av dagens verdi	- - -
Svært stor negativ konsekvens	< -10 prosent av dagens verdi	- - - -

3.1.3 Datagrunnlag og kvalitet

Vurderingene i denne rapporten baserer seg på datagrunnlaget som presentert i Tabell 3-2 i tillegg til konsulentenes erfaring. Interessenter presentert i samme tabell representerer kontaktede interessenter som har ønsket å bidra med informasjon og innspill, men ikke den uttømmende listen over forespurte interessenter. Forespurte interessenter inkluderer både representanter for kommunene, og regionale og lokale næringsforeninger innenfor influensområdet.

Konsulenten har mottatt kostnadsdata av det omsøkte prosjektet fra tiltakshaver, og har på bakgrunn av dette gjennomført en forenklet beregning av eiendomsskatt.

Tabell 3-2 Oversikt over datakilder.

#	Kilde	Datatype
1	Årsmelding og regnskap for Hitra kommune	Årsrapport inkl. driftsregnskap
2	Samfunnsmessige virkninger av vindkraftverk. En etterprøving av fire vindkraftverk. Norconsult & Agenda Kaupang, 2016.	Erfaringstall for lokal og regional verdiskaping og sysselsetting fra Hitra 1 og andre norske vindkraftverk
3	Etterundersøkelser av Hitra 1 og konsekvensutredning av Hitra 2. Agenda Utredning og Utvikling, 2010.	Etterprøvingsstudie av Hitra 1 i forbindelse med konsekvensutredning av lokalt og regionalt næringsliv for Hitra 2.
4	Norges vassdrags- og energidirektorat	Informasjon og litteraturgjennomgang om verdiskapning forbundet med vindkraftutbygging.
5	www.ssb.no	Diverse nøkkeltall for sysselsetting og kommuneøkonomi i det lokale og regionale influensområdet.
6	www.nav.no	Arbeidsmarkedsstatistikk for kommunen og Trøndelag fylke.

#	Kilde	Datatype
7	Utredningsgruppen i Multiconsult	Erfaringer og lokalkunnskap Diverse kart og arealplaner for kommunene
8	Intervju og innspill fra representanter ved: - Hitra kommune, per epost datert 04.11.2025 - Trøndelag fylkeskommune, per telefon 31.10.2025 - Hitra næringsforening, per epost datert 05.11.2025 - KN Entreprenør, digitalt møte 14.11.2025 - AF Decom, per telefon 05.12.2025	Bakgrunnsinformasjon om lokalt og regionalt næringsliv, erfaringer fra utbygging av Hitra 1 og 2, og dekommisjoneringsprosjekter i Norge.

3.2 Nøkkeltall for influensområdet

Dette avsnittet presenterer kort nøkkelinformasjon om Hitra kommune, samt en sammenligning av utvalgte nøkkeltall på kommunalt, regionalt og nasjonalt nivå.

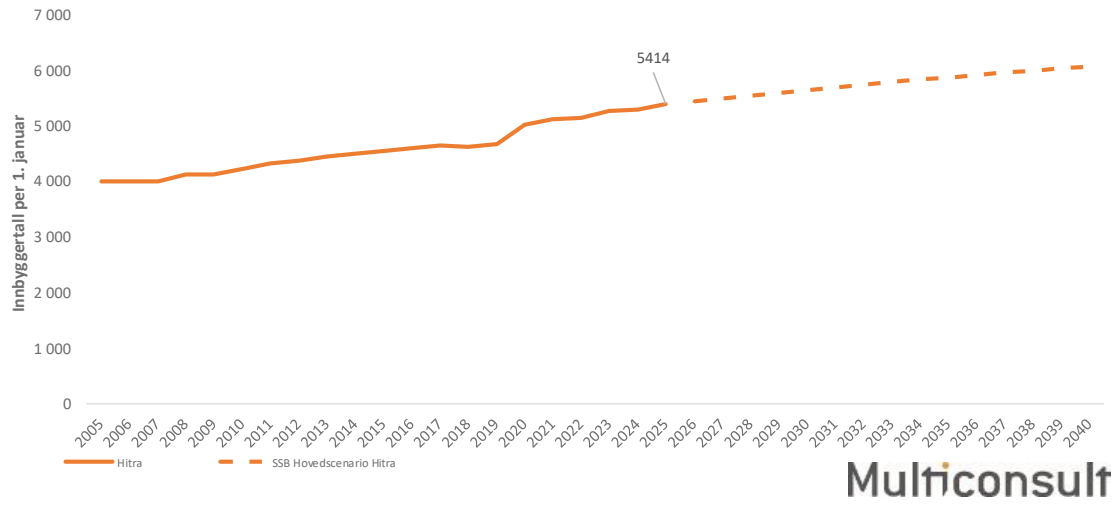
Trøndelag fylke

Trøndelag fylke ble etablert i 2018 etter sammenslåingen av Nord-Trøndelag og Sør-Trøndelag[4]. Fylket har i dag 486 815 innbyggere, hvorav Trondheim er den klart største kommunen med 44,5 prosent av befolkningen. Andelen eldre over 67 år har økt jevnt de siste årene og utgjør nå 17 prosent av innbyggerne i fylket.[5]. Helse og sosialtjenester sysselsetter desidert flest i fylke, i underkant av 22 prosent. Bygg- og anleggsvirksomhet utgjør om lag 9 prosent, mens industri utgjør om lag 8 prosent av sysselsettingen i Trøndelag.

3.2.1 Innbyggertall i kommunen

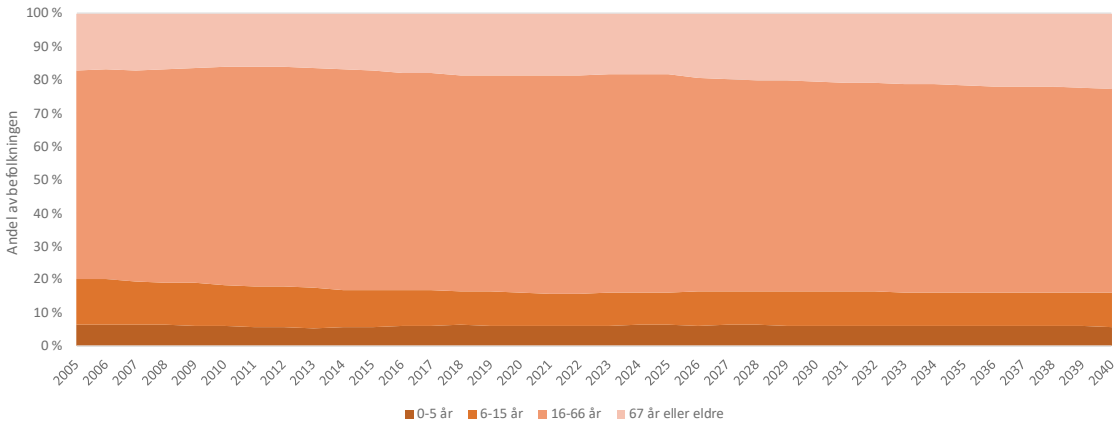
Hitra kommune hadde et samlet innbyggertall på 5 414 innbyggere per 1. januar 2025. Dette er en økning på 1 158 innbyggere, tilsvarende 27 prosent, de siste 15 årene. Den bratte økningen på 356 innbyggere fra 2019 til 2020 i Figur 3-1 skyldes i hovedsak kommunesammenslåing med deler av Snillfjord kommune[6]. I sitt hovedscenario for befolkningsframskrivinger mot 2040 forventer SSB at befolkningstallet i Hitra kommune vil fortsette å øke til 6 093 personer, en økning på 13 prosent fra dagens nivå. Befolkningsveksten skyldes både fødselsoverskudd og nettoinnflytting.

[4] (Trøndelag fylkeskommune, 2019)
[5] (Trøndelag fylkeskommune, 2025)
[6] (Regjeringen, 2025)



Figur 3-1. Innbyggertall i influensområdet per 1. januar 2025, og SSB sin framskrivning mot 2040[7].

Gjennomsnittsalderen i kommunen var 42,7 år [8] i 2024 og er forventet å stige i tiden fremover, i takt med en økende andel eldre. Andelen eldre (over 67 år) ventes å øke fra dagens 18 prosent til over 21 prosent av befolkningen i 2040. Som det fremgår av figuren under vil dette medføre reduksjon i arbeidsstyrken i kommunen, med tilhørende nedgang i skatteinngangen og økninger i kostnader knyttet til eldreomsorg.



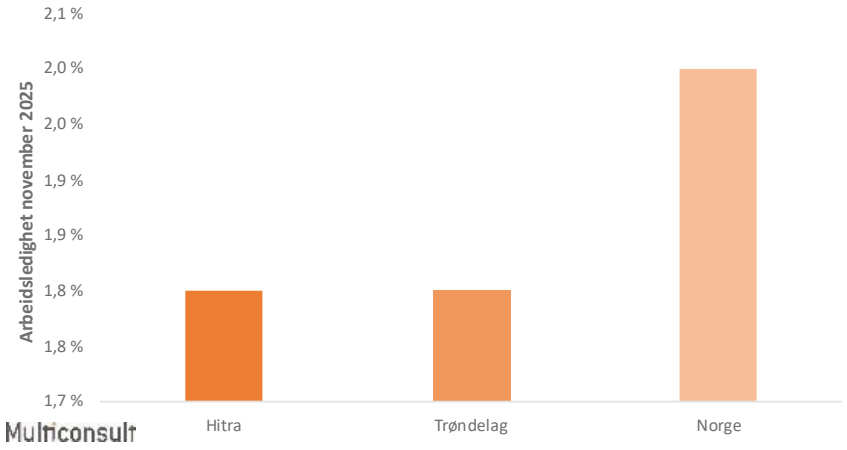
Figur 3-2 Historisk aldersfordeling blant innbyggerne i Hitra kommune, og framskrivning mot 2040[9]. *Kilde: SSB*

3.2.2 Næringsliv og sysselsetting

Hitra kommune har en arbeidsledighet tilsvarende 1,8 prosent per oktober 2025. Dette er lik snittet i fylket, og noe lavere enn landet for øvrig, hvor antallet helt ledige utgjør 2 prosent av arbeidsstyrken. Tidligere har antall arbeidsledige i kommunen holdt seg relativt stabilt på 2,1 prosent siden 2023, og noe lavere i årene 2022 og 2021 på 1,6 prosent. Selv om forskjellige indikatorer på arbeidsledighet kan gi noe varierende bilder, er det liten tvil om at ledigheten er lav historisk sett. Dette antyder at det lokale

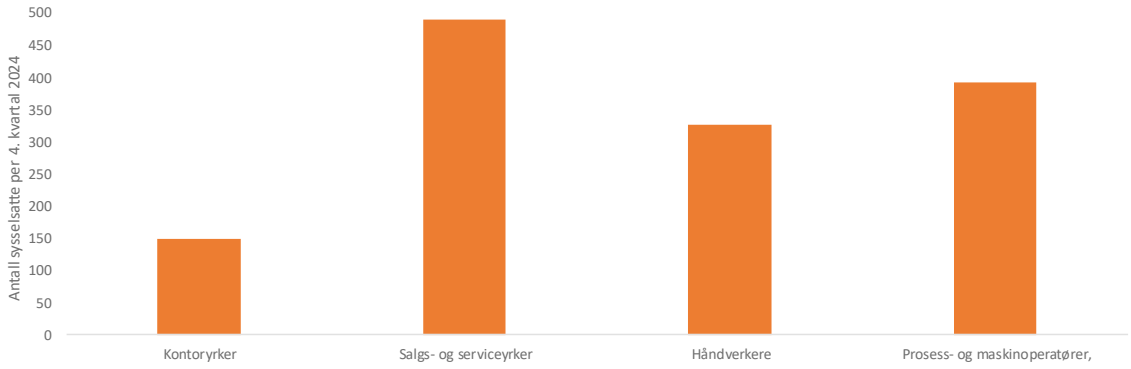
[7] SSB tabell 07459 og 11668, hentet november 2025
[8] (Trøndelag fylkeskommune, 2025)
[9] SSB tabell 07459 og 11668, hentet november 2025

og regionale næringslivet under normale forhold har begrenset kapasitet til å absorbere en betydelig, vedvarende økning i etterspørsel. Erfaringene fra anleggsfasen av Hitra 1 og 2 viser imidlertid at lokalt næringsliv i stor grad har evne til å tilpasse seg midlertidige aktivitetsøkninger, blant annet gjennom bruk av eksisterende kompetanse, samarbeid med eksterne aktører og midlertidig oppskalering av kapasitet. Dette tilsier at lokalt næringsliv også ved en eventuell ny utbygging vil kunne håndtere en andel av oppdragene i anleggsfasen.



Figur 3-3.Registrert arbeidsledighet per oktober 2025 i Hitra kommune, Trøndelag fylke og Norge[10]

Utover den generelle situasjonen i arbeidsmarkedet er det også relevant å se på sammensetningen av den eksisterende arbeidsstyrken, slik dette er vist i figuren under. Hitra har et variert og godt utviklet næringsliv med en betydelig industriell base og aktivitet innen både primær-, sekundær- og servicenæringer. Ved utgangen av 2024 hadde kommunen 2 773 sysselsatte totalt. Av disse arbeidet 719 personer i sekundærnæringene[11] som utgjør omtrent 26 prosent av de sysselsatte i kommunen. Sysselsettingen i disse næringene gir en indikasjon på tilgjengelig kompetanse lokalt som kan benyttes i forbindelse med tiltaket.



Figur 3-4. Lønnstakere etter relevante yrkestype i det lokale influensområdet[12]

På samme måte er det også interessant å se på sammensettingen av næringslivet i kommunen og regionen. Hitra er en kystkommune med et etablert og voksende næringsliv, der verdiskapning innen

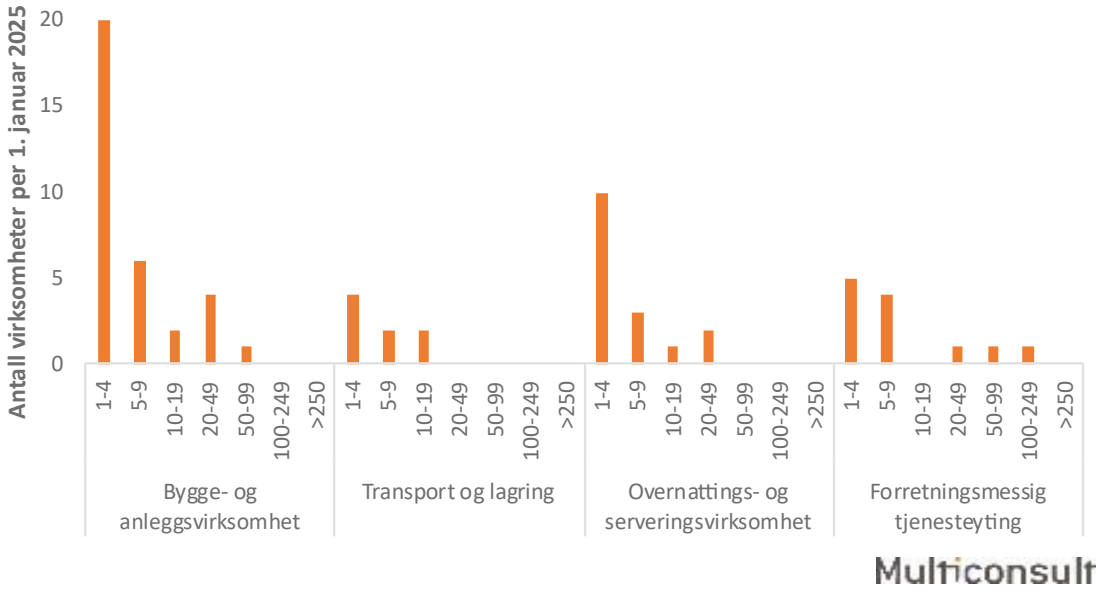
[10] (NAV,2024)
[11] Omfatter håndverkere, prosess- og maskinoperatører, transportarbeidere, m.m.
[12] SSB tabell 11619, hentet november 2025

havbruk, fiskeri og andre primærnæringer, samt tilknyttet sekundærnæringer, utgjør en sentral del av den økonomiske aktiviteten[13]. Store aktører som Lerøy, Mowi, Måsøval og SalMar har omfattende virksomhet i kommunen, og etterspør jevnlig tjenester innen anlegg, transport, service og tekniske fag lokalt. Dette har bidratt til å bygge opp et robust lokalt næringsliv med betydelig leverandørkompetanse og evne til å mobilisere på større prosjekter[14]. Det er enkelte store bedrifter innenfor både bygg, betong, anlegg, elektro og rørlegging.

Som Figur 3-5 viser, består næringslivet i Hitra kommune av en rekke små bedrifter (1-4 ansatte) innen bygg- og anleggsvirksomhet, med seks bedrifter med mer enn 20 ansatte. Den største entreprenørbedrifter innen bygg og anlegg baserer imidlertid en stor del av sitt forretningsgrunnlag på oppdrag og aktiviteter utenfor kommunen.

Erfaringene og virkningen på næringslivet ved etablering av de eksisterende vindkraftverkene har vært positive for lokalt næringsliv. Det er lokal kapasitet innen anleggsarbeid, renhold, mat, overnatting, elektro, rørlegger/håndverkertjenester og betong som har erfaring fra tidligere utbygginger på Hitra.

Utover disse omfatter næringslivet flere mindre bedrifter innenfor servicenæringen, detaljhandel og diverse bransjer. En betydelig andel av de mindre bedriftene er tilknyttet landbruksnæringen, enten helt eller delvis, og enkelte virksomheter er også knyttet til turisme.

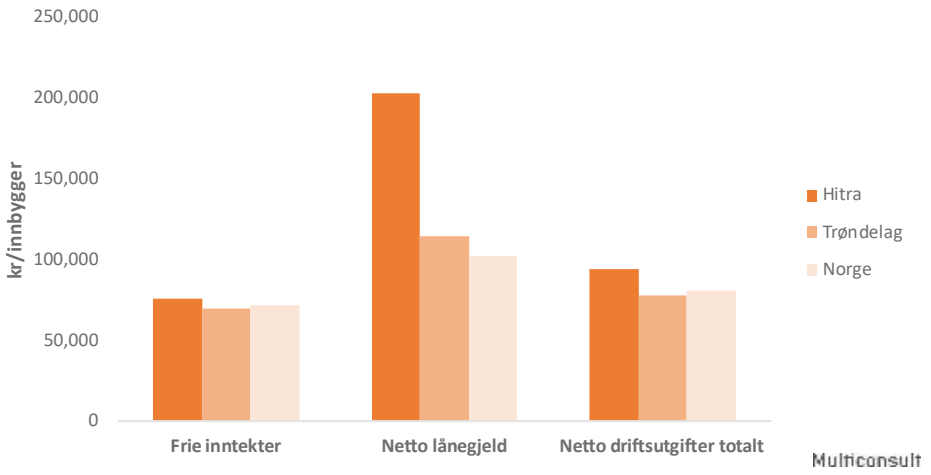


Figur 3-5. Antall virksomheter på Hitra per 1.januar 2025, etter antall ansatte, i nøkkelnæringer[15]

3.2.3 Kommuneøkonomi og tjenestetilbud

Hitra har, som en mindre kommune, høyere driftskostnader per innbygger enn Trøndelag fylke og landet for øvrig, som illustrert i figuren under.

[13] (Hitra Kommune, 2022)
[14] Informasjon fra næringsforeningen
[15] SSB tabell 10309, hentet november 2025



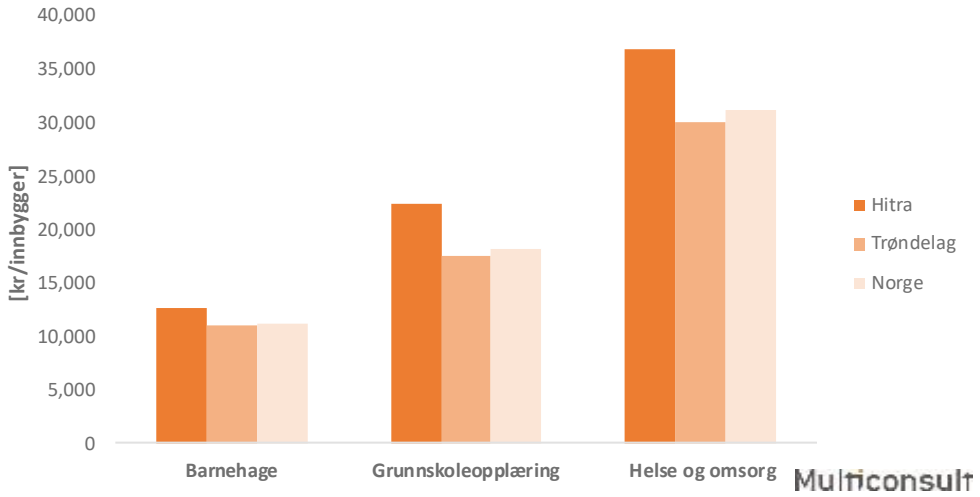
Figur 3-6. Utvalgte nøkkeldata for økonomi i kommunen, fylke og landet i 2024[16].

Disse merkostnadene er delvis kompensert gjennom inntektsutjevningen i rammeoverføringene fra staten (skatt og rammetilskudd), eiendomsskatt (vindkraft og anlegg), utbytte (eierskap) og havbruksfond[17]. Inntektskildene gir Hitra kommune om lag samme nivå på frie inntekter per innbygger som Trøndelag og landet for øvrig.

Hitra kommune hadde driftsoverskudd i 2024 og driftsunderskudd året før. I 2024 utgjorde driftsresultatet om lag 0,5 prosent av driftsinntektene, mens underskuddet i 2023 var om lag 2,8 prosent. Hitra kommune har betydelig høyere netto lånegjeld per innbygger enn fylket og landet for øvrig.

Hitra kommune har, som det fremgår av figuren under, litt høyere kostnader per innbygger på grunnskoleopplæring og helse og omsorg enn gjennomsnittet for Trøndelag fylke og landet for øvrig. Det er ventet at utgifter til helse og omsorg vil øke de kommende tiårene som en konsekvens av den demografiske utviklingen presentert i Figur 3-7.

[16] SSB tabell 12137 hentet november 2025
[17] (Hitra kommune, 2024)



Figur 3-7. Kostnader for utvalgte kommunale tjenesteområder per innbygger i 2024. Kostnader for Trøndelag og Norge er inkludert[18]

3.3 Påvirkning og konsekvens

3.3.1 0-alternativ

0-alternativet utgjør referansealternativet i verdiskapingsdelen av utredningen, og representerer forventet utvikling dersom tiltaket ikke gjennomføres. Siden konsesjonen for gamle Hitra 1 vindkraftverk går ut i 2030, innebærer nullalternativet at Hitra 1 ikke fornyes, kun dagens Hitra 2 vil bestå.

Videre viser hovedscenarioet i SSB sine befolkningsprognoser at befolkningen i Hitra ventes å øke mot 2040, mens befolkningen gradvis vil bli eldre. For kommunen vil disse demografiske endringene medføre økte driftsutgifter knyttet til helse og omsorg, kombinert med tilhørende nedgang i skatteinntekter. Samtidig kan et økende innbyggertall i kommunene generelt føre til økt økonomisk aktivitet som igjen resulterer i økende etterspørsel og tilgang på arbeidskraft for lokalt næringsliv.

Den fremtidige utviklingen i det lokale næringslivet, i tillegg til befolkningsutviklingen, vil i stor grad avhenge av utviklingen i norsk økonomi generelt og havnæringen spesielt. Samtidig har Hitra etablert et diversifisert, men havbruksdrevet næringsliv, der veksten i laksenæringen fortsatt gir betydelige ringvirkninger til handel, tjenesteyting, bygg og anlegg og andre bransjer. Store aktører innen havbruk er tungt representert i kommunen, og videre næringsutvikling vil derfor delvis avhenge av markedsutvikling i denne sektoren.

Dekommisjonering av dagens Hitra 1

Dekommisjonering av dagens Hitra 1 inngår som en del av 0-alternativet som følge av at konsesjonen utløper og ikke fornyes. I konsekvensvurderingen av nye Hitra 1 inngår effektene av dekommisjoneringen dermed ikke som en del av tiltaksalternativet, men som en forutsetning for referansenivået. Selv om riveprosessen ikke vurderes som et tiltak i seg selv, har den likevel betydning

[18] SSB tabell 12362 hentet november 2025

for temaet lokalt og regionalt næringsliv, ettersom gjennomføringen vil utløse aktivitet som gir både verdiskaping og sysselsetting i en avgrenset periode. Denne aktiviteten og betydningen for næringslivet beskrives her kort.

Rivearbeidene omfatter demontering og fjerning av de 24 vindturbinene, inkludert tårn, naceller, rotorblader, interne installasjoner og øvrige tekniske komponenter. Arbeidet omfatter også fjerning av den øverste delen av betongfundamentene, tilbakeføring av kranoppstillingsplasser og stikkveier, samt tildekking og restaurering av berørte arealer. Det vil være behov for store mobilkraner, spesialutstyr for kutting av tårn og blader, samt transportkapasitet for både lange og oppdelte komponenter. Slikt arbeid er mer spesialisert enn ordinær anleggsdrift, men lokale entreprenører antas å kunne utføre deler av prosessen, supplert med aktører med spesialisert kompetanse fra demontering av vindkraftanlegg. Det er et fåtall aktører i Norge som tilbyr denne typen spesialisert kompetanse.

Som et eksempel på tidligere demontering av vindkraftverk i Norge omtales Havøygavlen vindpark, der AF Decom hadde totalentreprisen for demontering av totalt 15 turbiner[19]. Det var rundt 20-25 sysselsatte gjennom hele anleggsperioden som varte i tre måneder. Disse jobbet med kran, fysisk demontering, sanering, skjæringslag, klippelag og transport. Selskapet fraktet materialene til riktig mottak, hvor mesteparten av metallet fra Havøygavlen gikk ut av landet[20]. Kobber ble gjenvunnet og ble i Norge, og bladene ble fraktet til Østbø i Bodø.

Den totale investeringskostnaden for rivingen er anslått til 62 millioner kroner[21]. Selv om demonteringen i hovedsak vil bli utført av spesialiserte aktører med kompetanse hentet utenfra, kan det oppstå begrensede lokale bidrag, særlig innen service, overnatting, logistikk og eventuelle avgrensede entreprenøroppgaver der lokale aktører kan benyttes som underleverandører. Det er etablerte løsninger for mottak og gjenvinning av metallkomponenter, og tårnene kan sendes til blant annet Celsa Armeringsstål i Mo i Rana[22]. For rotorbladene er Gjenkraft i Høyanger den eneste norske aktøren som tilbyr resirkulering per i dag[23]. Dersom kapasiteten ikke er tilstrekkelig, kan materialet bli sendt til internasjonale gjenvinningsanlegg, eller behandles gjennom energigjenvinning hos norske aktører dersom det ikke finnes tilgjengelige, kostnadseffektive materialgjenvinningsalternativer. Enkelte komponenter, som girbokser i god stand, kan være aktuelle for gjenbruk i annen drift.

Statkraft anslår et samlet behov på 50–100 sysselsatte i anleggsperioden som omfatter både riving av eksisterende anlegg og etablering av nye Hitra 1. Basert på erfaringstall fra Havøygavlen, justert for at Hitra 1 har 24 turbiner som skal rives mot Havøygavlens 15 og en lengre riveperiode, anslås sysselsettingen i dekommisjoneringsfasen til om lag 30–40 sysselsatte.

I tråd med metodikken for konsekvensutredninger settes konsekvensen av 0-alternativet per definisjon til ubetydelig (0), ettersom dette utgjør referansenivået som effektene av tiltaket vurderes opp mot.

3.3.2 Virkningene for lokalt og regionalt næringsliv

I dette avsnittet studeres mulige virkninger av tiltaket på lokalt næringsliv i influensområdet gitt den utbyggingen som er presentert i tiltaksbeskrivelsen (alternativ 1). Det skilles mellom anleggs- og

[19] https://www.afgruppen.no/presse/artikler-af-posten/2021/ekstrem-oppussing/
[20] Informasjon fra intervju med representant fra AF Decom
[21] Oppgitt i faste 2025-kroner. Avviklingsestimatet inkluderer ikke verdi av skapmetall eller annen gjenvinning
[22] Informasjon fra Statkraft
[23] https://www.fornybarnorge.no/nyheter/2024/gjenvinner-99-prosent-av-turbinbladene/

driftsfasen. Konsekvensene som vurderes for alternativ 1 i det følgende representerer merverdien av nybyggingen utover den aktiviteten som uansett vil oppstå ved dekommisjonering av dagens Hitra 1, som er omtalt over.

Erfaringer fra tidligere vindkraftutbygging på Hitra

I det følgende presenteres innhentede innspill fra konsulterte aktører, listet opp i Tabell 3-2.

KN Entreprenør var engasjert som underentreprenør for Reinertsen ved utbyggingen av Hitra 1, og leverte omfattende grunnarbeider med 3–5 gravemaskiner, borerigger og en bemanning på 5–7 personer gjennom hele anleggsfasen. Prosjektet beskrives av aktørene som svært positivt, både med tanke på samarbeid, kompetanseheving og videre vekst for selskapet. KN Entreprenør fortsatte som støtte i garantiperioden og har senere hatt en vedlikeholdsrolle i flere vindparker i regionen, inkludert Hitra Vindpark, Geitfjellet Vindpark og Frøya Vindpark.

For Hitra 2 var lokale leveranser mer begrenset. Etter det lokale næringslivet kjenner til, ble få aktører forespurt, til tross lokal kapasitet til å tilby tjenester innen vei, fundamenter, grunnarbeid og transport. Det oppleves i etterkant som at lovnadene om høy lokal andel ikke ble fulgt opp. De konsulterte aktørene legger vekt på at reell mulighet til å konkurrere om leveranser er avgjørende for å sikre positive ringvirkninger for det lokale næringslivet ved nye Hitra 1.

KN Entreprenør, som nå har nærmere 100 årsverk, vurderer at de har kapasitet og kompetanse til å håndtere grunnentreprisen for nye Hitra 1, inkludert infrastruktur, sprengning, masseflytting og veiutbygging. Selskapet peker på at de kan levere både i anleggsfasen og i driftsfasen, og at deres kompetanse innen fjell- og bergsprengning, vinter- og sommerdrift, samt maskinpark og beredskap gjør dem godt rustet for større prosjekter.

Overnattings- og servicebedrifter som Dolmsundet Hotell og Hjorten Hotell Hitra har tidligere hatt betydelig aktivitet knyttet til etableringen av Hitra 1 og 2, blant annet med innkvartering, matservering, renhold og logistikk. Disse melder at utbyggingsperiodene ga merkbare positive effekter og at de har kapasitet til å levere tilsvarende tjenester igjen.

Kommunens innspill betrakter en eventuell oppgradering av vindparken først og fremst som en fornyelse av et eksisterende anlegg og at prosjektet gjenbruker allerede utbygde arealer og begrenser nye inngrep i naturen. Kommunen vurderer konsekvenser for næringslivet å være større dersom det ikke gjennomføres, uten nyinvestering må gamle turbiner fases ut, noe som kan medføre tap av lokal produksjon og skatteinntekter.

Det er mottatt flere innspill knyttet til lysmerking av turbinene. Temaet oppleves som viktig lokalt, og det forutsettes at løsningen utformes innenfor gjeldende regelverk på en måte som i størst mulig grad begrenser visuell påvirkning.

3.3.2.1 Anleggsfasen

Lokal og regional verdiskaping

Norconsult og Agenda Kaupang gjennomførte i 2016 et studium av samfunnsvirkningene av norske vindkraftverk[24]. Her ble utbygde vindkraftverk etterprøvd for å etablere hvilken andel av verdiskapingen i utbyggingsfasen som hadde tilfalt nasjonale, regionale, og lokale aktører. Tallene viser at mens den nasjonale og regionale andelen er forholdsvis lik uavhengig av geografisk plassering og størrelse, vil den lokale andelen av verdiskapingen variere sterkt, primært avhengig av kompetanse og kapasitet i det lokale næringslivet. Studiet konkluderte med at regional og lokal verdiskapning er størst der en regional hovedentreprenør velges til bygge- og anleggsarbeidene i vindkraftverket, og benytter seg av lokale underleverandører[25]. Tabellen nedenfor gjengir hovedtallene for hvert av prosjektene i studiet.

Tabell 3-3 Beregnet norsk, regional og lokal verdiskaping i prosent av totalinvesteringen i et utvalg vindkraftverk. Tabell hentet fra Agenda Kaupang og Norconsult, 2016.

Vindkraftverk	Oppstartsår	Antall turbiner	Installert effekt (MW)	Nasjonal andel verdiskapning	Regional andel verdiskapning	Lokal andel verdiskapning
Midtfjellet vindkraftverk	2013	44	149,6	32 %	12 %	11 %
Ytre Vikna vindkrafverk	2012	17	39,1	36 %	30 %	14 %
Bessakerfjellet	2008	25	57,5	21 %	17 %	12 %
Kjøllefjord	2006	17	39,1	26 %	9 %	4 %
Smøla 2	2005	48	110	21 %	7 %	2 %
Hitra	2004	24	55,2	25 %	17 %	5 %

Investeringskostnadene står for rundt to tredjedeler av totalkostnaden. Vindturbiner, som primært importeres fra utenlandske leverandører, utgjør en stor andel av investeringskostnad. Norconsult og Agenda Kapuang fant imidlertid i sin etterprøvingsstudie at denne andelen har vært minkende fra 75 prosent til 60 prosent av investeringskostnaden perioden 2002 til 2013 [26]. Den nasjonale andelen av totalinvesteringen har vært økende over samme periode. Dette skyldes ikke nødvendigvis en nedgang i turbinkostnadene, men heller at kostnadene til bygge- og anleggsarbeider og elektrotekniske installasjoner i vindkraftverkene har blitt høyere. Dette har også påvirket den regionale og lokale verdiskapingen i utbyggingsprosjektene, som viser en økning over tid[27].

[24] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)
[25] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)
[26] (*Verdiskapning - NVE*, u.å.)
[27] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)

Det er forventes en viss verdi- og sysselsettingseffekt lokalt, særlig i forbindelse med:

- Fundamentering og øvrige grunnarbeider
- Bygging og tilbakeføring av adkomstveier og oppstillingsplasser
- Gravearbeider, legging av jordkabler samt fiberskjøting og kabelkobling
- Steinbearbeiding og knusing
- Transporttjenester, inkludert lastebiler for flytting av kraner, gods og borttransport av turbinmateriell
- Verkstedtjenester og teknisk bistand
- Leie av 4WD-biler, lifter, lastebilkraner og annet maskinelt utstyr
- Leie av midlertidige kontorfasiliteter og riggområder
- Leveranse av diesel, vann, verktøy og annet forbruksmateriell
- Midlertidige telt- og arbeidsløsninger, eksempelvis for arbeid med naceller og demonterte komponenter
- Leveranser og rigg av stillas
- Avfallshåndtering og logistikk knyttet til gjenvinning
- Kontortjenester, renhold, vakthold og sikkerhetspersonell
- Overnattings- og servicetjenester

For å forstå potensialet for lokal og regional sysselsetting ved nye Hitra 1, er det relevant å se nærmere på hvordan tilsvarende vare- og tjenesteleveranser faktisk fordelte seg i Hitra 1 og Hitra 2.

Anleggsfasen Hitra 1

Etterprøvingsstudien av eksisterende Hitra 1 viser at omkring en fjerdedel av verdiskapingen var nasjonalt, som presenter i tabellen over. Av dette gikk omtrent 17 prosent av totalinvesteringen til regionalt næringsliv i Midt-Norge, og rundt fem prosent tilfalt lokale aktører i kommunene Hitra, Frøya og Snillfjord, som presentert i Tabell 3-3. Dette norske bidraget var høyere enn det som vanligvis ble antatt i daværende konsekvensutredninger. Årsaken var at turbinkostnadene utgjorde en noe lavere andel av totalbudsjettet enn det som normalt antas, og fordi enkelte norske underleveranser inngikk i turbinleveransen. I tillegg var en stor del av øvrige arbeider knyttet til anlegg, fundamenter, veier og kabelarbeider utført av regionale entreprenører. Dette ga en betydelig norsk leveranseandel, selv om selve turbinen ble produsert i utlandet (Siemens) og utgjorde 74 prosent av den totale investeringskostnaden[28]. Resten av leveransene bestod av mye anleggsarbeid, infrastruktur og tjenester med høy norsk medvirkning, sammenfattet i tabellen nedenfor.

[28] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)

Tabell 3-4 Etterundersøkelse av norske, regionale og lokale vare-og tjenesteleveranser til bygging av Hitra 1 i millioner 2004 kroner. Informasjon hentet fra (Agenda Utredning og Utvikling AS, 2010)

Hitra 1 (24 turbiner)	Kostnad MNOK 2004	Norsk andel (%)	Norske leveranse MNOK 2004	Regional andel (%)	Regional leveranse MNOK 2004	Lokal andel (%)	Lokale leveranse MNOK 2004
Forarbeider, konsesjonssøknad	14	100 %	14	5 %	0,7	70 %	0,5
Prosjektledelse Statkraft							
Nettforsterkning	8,5	50 %	4,3	100 %	4,3	0 %	0
Grunneiererstatninger	3	100 %	3	0 %	3	100 %	3
Prosjektledelse Statkraft	8,3	100 %	8,3	10 %	0,8	70 %	0,6
Byggeledelse Statkraft	1,2	100 %	1,2	100 %	1,2	100 %	1,2
EPC kontrakt Siemens							
Prosjektledelse, lokal catering	30,7	15 %	4,6	100 %	4,6	70 %	3,2
Detaljprosjektering	1,5	0 %	0	0 %	0	0 %	0
Terrengarbeid og fundamentering	54,3	95 %	51,6	95 %	49	25 %	12,3
Interne kabler, overføringslinje	17	95 %	16,2	80 %	12,9	10 %	1,3
Trafo og koblingsanlegg	10,2	15 %	1,5	95 %	1,5	5 %	0,1
Servicebygg	3,1	90 %	2,8	60 %	1,7	10 %	0,2
24 vindturbiner	322,2	2 %	6,4	5 %	0,3	30 %	0,1
Rydding, terrengopparbeidelse	0,5	100 %	0,5	100 %	0,5	100 %	0,5
Byggelånsrenter	3,5	100 %	3,5	0 %	0	0 %	0
Sum	**478**	**25 %**	**117,9**	**68 %**	**80,5**	**28 %**	**22,9**

Gjennomgangen av vare- og tjenesteleveransene i utbyggingen av Hitra 1 viser en tydelig struktur i hvordan verdiskapingen fordelte seg mellom norske, regionale og lokale aktører. I sum fikk norsk næringsliv kontrakter verdt 118 millioner kroner av Hitra 1-utbyggingen, hvorav 80,5 millioner kroner regionalt og 22,9 millioner lokalt på Hitra/Frøya. Forskjellen mellom lokale og regionale andeler presentert i Tabell 3-3 og Tabell 3-4 skyldes ulikt beregningsgrunnlag; i Tabell 3-3 uttrykkes lokal og regional verdiskaping som andel av totalinvesteringen (rundt 5 lokalt og 17 prosent regionalt). Tabell 3-4 viser regional verdiskaping (68 prosent) som andel av den nasjonale leveransen og den lokal verdiskaping som andel av den regionale verdiskapingen (28 %).

Arbeid knyttet til forarbeider, prosjektledelse og administrative tjenester ble i all hovedsak utført av Statkraft og norske konsulentmiljøer, og ga dermed høy norsk, men lav lokal verdiskaping[29]. Den store EPC-kontrakten med Siemens hadde begrenset norsk og lokal andel, ettersom turbinene ble produsert og detaljprosjektering gjennomført i Danmark, men ga likevel noe lokal aktivitet gjennom prosjektledelse, innkvartering og bruk av lokale tjenester Den største norske og regionale verdiskapingen kom fra anleggsrelaterte arbeider som terrenginngrep, fundamentering, kabelarbeider og oppføring av servicebygg, der norske entreprenører, særlig fra Midt-Norge, sto for mesteparten av leveransene, med lokal underleverandør. Dette omtales nærmere senere i rapporten. Lokalt næringsliv bidro i betydelig grad innen betongleveranser, maskin- og mannskapsressurser samt ulike

[29] (Agenda Utredning og Utvikling AS, 2010)

støttefunksjoner. Selv om turbinkostnadene dominerte totalinvesteringen, var det de mer arbeidsintensive anleggspostene som la grunnlaget for høy norsk og regional verdiskaping. Regionalt sørget sterk kapasitet innen anlegg, elektro og montasje for at regionale aktører kunne ta en større del av arbeidene, og dermed stå for en større del av verdiskapingen.

Anleggsfasen Hitra 2

Tabell 3-5 sammenfatter andelene for norsk, regional og lokal verdiskaping som var lagt til grunn i konsekvensutredningen av Hitra 2, som bygget på beregninger i etterprøvingsresultatene fra Hitra 1 presentert i Tabell 3-4[30]. Utredningen antok at hoveddelen av norsk verdiskaping ville komme fra arbeidsintensive anleggsposter som terrengarbeid, fundamentering og kabling, hvor norske og særlig midtnorske entreprenører hadde dokumentert kapasitet. Det ble videre lagt til grunn at lokal verdiskaping primært ville oppstå gjennom betongleveranser, maskin- og mannskapsressurser samt enkelte logistikk- og servicefunksjoner, i tråd med mønsteret som ble observert ved Hitra 1. Samtidig beregnet utredningen at vindturbinleveransen ville gi svært begrenset norsk andel, mens kabelproduksjon, montasje og kraftoverføring kunne gi betydelige regionale leveranser. Disse vurderingene representerte dermed et framoverskuende anslag basert på markedsforhold og erfaringstall, som ikke er etterprøvd. I konsekvensutredningen ble det estimert en lokal verdiskaping på 28 prosent som andel av den regional verdiskaping. Den regionale verdiskapingen, som andel av den nasjonale verdiskapingen, var anslått til 54 prosent.

Tabell 3-5 Estimert norsk, regional og lokal vare-og tjenesteleveranser til bygging av Hitra 2 i millioner 2009 kroner, fra konsekvensutredningen av Hitra 2. Informasjon hentet fra (Agenda Utredning og Utvikling AS, 2010)

Hitra 2 (25 turbiner)	Kostnad MNOK 2009	Norsk andel (%)	Norske leveranse MNOK 2009	Regional andel (%)	Regional leveranse MNOK 2009	Lokal andel (%)	Lokale leveranse MNOK 2009
Utviklingskostnader	7,0	100 %	7,0	5 %	0,4	70 %	0,2
Prosjektadministrasjon	43,0	100 %	43,0	20 %	8,6	80 %	6,9
Prosjektledelse turbinleverandør	27,0	15 %	4,1	100 %	4,1	70 %	2,8
Detaljprosjektering turbiner	3,0	0 %	0,0	0 %	0,0	0 %	0,0
Terrengarbeid og fundamentering	82,0	95 %	77,9	95 %	74,0	25 %	18,5
Interne kabler m.v.	17,0	90 %	15,3	50 %	7,7	0 %	0,0
Trafo og koblingsanlegg	18,0	15 %	2,7	95 %	2,6	5 %	0,1
25 vindturbiner	506,0	1 %	3,0	15 %	0,5	30 %	0,1
Luftlinje	14,0	100 %	14,0	20 %	2,8	30 %	0,8
Sjøkabel til Tjeldbergodden	25,0	95 %	23,8	20 %	4,8	0 %	0,0
Koblingsanlegg Tjeldbergodden	14,0	15 %	2,1	95 %	2,0	0 %	0,0
Forsikring og byggelånsrenter	5,0	100 %	5,0	0 %	0,0	0 %	0,0
Sum	**761,0**	**26 %**	**197,8**	**54 %**	**107,2**	**28 %**	**29,6**

[30] Ibid

Basert på opplysninger fra tiltakshaver om erfaringer fra Fosen-utbyggingen, der også Hitra 2 inngikk, ble det lagt til grunn at lokal og regional verdiskaping typisk utgjorde mellom 15 og 20 prosent av total investeringsverdi, tilsvarende om lag 250 millioner kroner. Denne andelen reflekterte at selv om turbinkontrakten representerte en stor del av kostnadene og i hovedsak tilfalt utenlandske leverandører, ble de øvrige entreprisene i betydelig grad levert av lokale og regionale aktører. Tiltakshaver rapporterte også at både turbinleverandøren og øvrige entreprenører benyttet lokale tjenester innen kost, losji og service, noe som bidro til ytterligere lokal aktivitet. Det er derfor grunn til å anta at tilsvarende verdiskapingsmønster vil gjøre seg gjeldende for nye Hitra 1.

Nye Hitra 1

For nye Hitra 1 er investeringskostnadene estimert til 1,2 milliarder kroner (faste 2025-kroner). Kostnadene er fordelt på utvikling og prosjektledelse, prosjektering, utrednings- og konsesjonsarbeid, vindturbiner levert gjennom en EPCI-kontrakt, fundamenter, veier og kranoppstillingsplasser, internkabler og øvrig elektrisk infrastruktur, samt finans- og forsikringskostnader. For å estimere hvordan verdiskapingen vil fordele seg mellom lokale, regionale og nasjonale aktører, bygger vi på etterprøvingsstudien av eksisterende Hitra 1 og konsekvensutredningen av Hitra 2. Har en så langt det er mulig forsøkt å dele opp investeringskostnadene på samme måte som i Tabell 3-4 og Tabell 3-5. Se seksjon 3.1 for beskrivelse av overordnet metodikk.

Hele EPCI-kontrakten for Hitra 1 utgjorde om lag 92 prosent av den totale investeringskostnaden på 478 millioner kroner, hvor den norske andelen av kontrakten ble beregnet til 19 prosent. Av denne norske andelen ble 84 prosent skapt i regionen, og omtrent 25 prosent lokalt. For nye Hitra 1 er EPCI-kontrakten anslått til å utgjøre 70-75 prosent av totalinvesteringen hvor den norske andelen er anslått til 12-15 prosent, som er en lavere andel enn i det første Hitra 1 prosjektet. Disse tallene kan ikke sammenlignes direkte, ettersom både kostnadsstrukturen, kontraktsomfanget og inndelingen av kostnadsposter er forskjellig. Tabell 3-4 og Tabell 3-5 antar at en større del av den totale investeringskostnaden ligger i poster som tradisjonelt har høy norsk og regional medvirkning, slik som grunnarbeider, fundamenter, adkomstveier, kranoppstillingsplasser og intern kabling. Siden Hitra-regionen i dag har en langt sterkere entreprenørbase enn i 2004 og 2009, er det realistisk at lokal verdiskaping utgjør en større del av den regionale andelen enn tidligere, forutsatt at den lokale kapasiteten faktisk blir benyttet i det omsøkte prosjektet. Erfaringer fra Hitra 2 og Fosen prosjektene viser dessuten at leverandørene i stadig større grad benytter lokale tjenester for overnatting og service, transport, maskinell støtte og rigg. Det lokale næringslivet har opparbeidet seg erfaring fra byggingen av Hitra 1 og Hitra 2 og kan levere på flere av de forventede arbeidene.

Tabell 3-6 viser estimert lokal, regional og nasjonal andel for hver hovedkostnadspost i anleggsfasen og hvor stor andel hver post vil utgjøre av den totale investeringskostnaden. Investeringskostnader knyttet til dekommisjonering av eksisterende Hitra 1 er ikke inkludert. Det vises til kapittel 3.3 for nærmere begrunnelse. Anslagene beheftet med usikkerhet, ettersom endelig fordeling vil avhenge av flere forhold, blant annet tilgjengelig lokal og regional kapasitet på utbyggingstidspunktet.

Tabell 3-6 Estimert norsk, regional og lokal vare-og tjenesteleveranser til bygging av nye Hitra 1 i 2025 kroner[31].

Nye Hitra 1	Investering MNOK	% av totalinvestering	Norsk leveranse		Regional leveranse		Lokal leveranse	
			%	MNOK	%	MNOK	%	MNOK
Vindturbiner, fundamenter, grunnarbeider og veier	1060	86 %	18-22%	191-233	63-67%	120-156	80-85%	96-133
Nettilknytning og annet elektrorelatert	60	5 %	92-96%	55-58	78-82%	43-47	13-17%	6-8
Øvrig	118	10 %	100 %	118	15-20%	18-24	40-50%	7-12
SUM	**1238**		**29-33%**	**364-409**	**50-56%**	**181-227**	**60-68%**	**109-155**

Sammenlignet med Hitra 1 og Hitra 2 ligger de estimerte andelene for nye Hitra 1 på et nivå som både samsvarer med historiske erfaringer og samtidig reflekterer utviklingen i det lokale og regionale markedet. En norsk andel på rundt 29-33 prosent ligger i tråd med etterprøvingsstudier av nyere vindkraftverk, Midtfjellet og Ytre-Vika (se Tabell 3-3), som viser at den nasjonale andelen i nyere vindkraftprosjekter har økt etter hvert som anleggs-, elektro- og grunnarbeider utgjør en større del av totalkostnaden. En regional andel mellom 50-56 prosent, rundt 15-18 prosent av totalinvesteringen, samsvarer med erfaringene fra Hitra 1. Der utgjorde regionale andelen utgjorde 68 prosent av den norske verdiskapingen (17 prosent av totalinvesteringen). Den estimerte lokale andelen, rundt 9-13 prosent av totalinvesteringen og 60-68 prosent av den regionale leveransen er noe høyere enn det som ble estimert for dagens Hitra 1. Denne økningen fra dagens Hitra 1 må ses i sammenheng med to forhold; for det første er kostnadspostene i Tabell 3-7 strukturert annerledes enn i etterprøvingen av Hitra 1 (Tabell 3-4) og det lokale næringslivet på Hitra har vokst siden 2004. Det finnes i dag flere etablerte bedrifter innen bygg, betong, anlegg, elektro og rørlegging med erfaring fra både Hitra 1 og Hitra 2. Erfaringer fra Hitra 2 og Fosen-prosjektene viser dessuten at leverandørene i stadig større grad benytter lokale tjenester for overnatting og service, transport, maskinell støtte og rigg. Den estimerte lokale andelen ligger på nivå med Midtfjellet (11 prosent) og Ytre Vikna (14 prosent) i Tabell 3-3.

Lokal og regional sysselsetting

Asplan Viak gjennomført konsekvensutredning av dagens Hitra 1, hvor det på nasjonalt nivå samlede virkningene av utbygging av vindkraftverket beregnet til 230 årsverk, mens virkningene lokalt ble beregnet til rundt 70 årsverk. I konsekvensutredningen for Hitra 2 ble det anslått 320 årsverk nasjonalt, hvorav 148 årsverk tilfalt regionalt i anleggsfasen. Lokalt ble sysselsettingseffekten anslått til rundt 35 årsverk (dette medregner konsumvirkninger), med klart flest årsverk innen bygg og anlegg, varehandel, hotell og restaurant. Det har ikke blitt gjennomført en etterprøving av sysselsettingsberegningene i anleggsfasen for tiltakene[32].

[31] Investeringskostnadene er basert på Statkraft sine investeringsanslag. Alle investeringskostnader er oppgitt i reelle kroner, ekskludert inflasjonsjustering for bygge- og driftskostnader, med en usikkerhet på +/- 20 %

[32] (Agenda Utredning og Utvikling AS, 2010)

Statkraft anslår at mellom 50 og 100 personer vil være sysselsatt i anleggsperioden for nye Hitra 1, avhengig av graden av samtidighet mellom dekommisjonering av eksisterende anlegg (omtales i nullalternativ), etablering av ny infrastruktur og montasje av de nye turbinene. Dette nivået vurderes som realistisk og konsistent med at prosjektet omfatter færre turbiner enn Hitra 1 og 2, samtidig som grunn- og infrastrukturarbeider fortsatt representerer et betydelig omfang. I følge siste tilgjengelig bygg- og anleggsstatistikk fra SSB omsetter næringen rundt 2,8 millioner for hvert årsverk[33]. Fordi de store investeringskomponentene, som turbiner og kabler, forventes å bli produsert utenfor regionen kan dette tallet være en tilnærming også for den lokale og regionale omsettingen i byggefasen. Dette innebærer at den samlede regionale sysselsettingen i anleggsfasen for nye Hitra 1 vil kunne tilsvare rundt 65-80 årsverk, hvorav omtrent 40-55 årsverk forventes å være lokalt. Sett i forhold til den samlede sysselsettingen i Hitra kommune (2 773 årsverk), anslås dette å utgjøre i underkant av 1,5-2 prosent av arbeidsstyrken.

Basert på tidligere presenterte nøkkeltall har Hitra i dag 719 sysselsatte innen sekundærnæringene. Kapasiteten i det lokale næringslivet har økt siden utbyggingen av Hitra 1 og Hitra 2, og flere aktører innen bygg og betong, grunnentreprise, overnatting og service vurderes nå å kunne påta seg deler av de etterspurte oppgavene. Det er likevel nødvendig at bedriftene vurderer sin deltakelse opp mot ordinær drift og eksisterende kunder, som fortsatt utgjør deres langsiktige grunnlag. Tiltakshaver har gjennomført informasjonsmøter med lokalt næringsliv, og lokale aktører kan registrere seg som leverandører; per november 2025 har om lag sju virksomheter meldt sin interesse[34].

Vurdering

På dette grunnlaget anslås de direkte næringsvirkningene i anleggsfasen å være middels positive (++) lokalt, og liten positiv (+) for regionalt næringsliv. Konsekvensvurderingen for spesielt lokalt næringsliv vil i praksis avhenge av omfanget av lokale leveranser i anleggsfasen. Det er ventet at omkringliggende kommuner vil kunne absorbere noe av etterspørselen, som er hensyntatt under regionalt næringsliv.

3.3.2.2 Driftsfasen

Lokal og regional verdiskaping

En sammenlignende oversikt mellom fire vindparker (Tabell 3-8) viser andeler av nasjonal verdiskaping som tilfalt henholdsvis regionalt og lokalt nivå, som prosent av de totale driftskostnadene. Her fremkommer det at dagens Hitra 1 hadde en norsk andel på 88 %, hvorav 48 % ble skapt både regionalt og lokalt.

[33] SSB tabell 12817: Foreløpige tall for antall foretak, sysselsatte og omsetning, etter næring (SN2007), statistikkvariabel og år
[34] Informasjon fra Statkraft

Tabell 3-7 Beregnet norsk, regional og lokal verdiskaping i prosent av totale driftskostnader i et utvalg vindkraftverk. Tabell hentet fra Agenda Kaupang og Norconsult, 2016.

Vindpark	Oppstartsår	Norsk andel verdiskaping	Regional andel verdiskaping	Lokal andel verdiskaping
Midtfjellet	2013	52 %	46 %	45 %
Ytre Vikna	2012	96 %	86 %	63 %
Smøla	2005	93 %	75 %	74 %
Hitra	2004	88 %	48 %	48 %

Etterprøvingen av eksisterende Hitra 1 ble gjennomført med utgangspunkt i driftsåret 2014 og gir innsikt i fordelingen av verdiskaping på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå, presentert i Tabell 3-8. Ifølge beregninger fra Statkraft utgjorde de samlede driftskostnadene dette året 15,7 millioner kroner[35]. Av dette ble 88 prosent ansett som norsk verdiskaping, hvorav 55 prosent tilfalt regionalt. 99 prosent av den regionale verdiskapingen i driftsfasen skjedde lokalt ved Hitra, Frøya og Snillfjord.

Tabell 3-8 Norsk, regional og lokal verdiskaping ved drift av Hitra vindpark i 2014 (i 2014 kroner). Informasjon hentet fra Agenda Kaupang og Norconsult, 2016.

Hitra 1 (24 turbiner)	Kostnad MNOK 2014	Norsk andel (%)	Norske leveranse MNOK 2014	Regional andel (%)	Regional leveranse MNOK 2014	Lokal andel (%)	Lokale leveranse MNOK 2014
Eieroppfølging							
Administrasjonskostnader	1,0	100 %	1,0	20 %	0,2	100 %	0,2
Kraftomsetning	0,3	100 %	0,3	0 %		0 %	
Forsikring	1,4	100 %	1,4	0 %		0 %	
Drift av vindparken							
Driftsmateriell/reservedeler	2,1	20 %	0,4	70 %	0,3	80 %	0,2
Tjenester fra Statkraft energi	6,1	100 %	6,1	45 %	2,7	100 %	2,7
Drift infrastruktur	0,1	100 %	0,1	90 %	0,1	100 %	0,1
Uforutsett, andre driftskostnader	0,8	80 %	0,6	60 %	0,4	90 %	0,3
Grunneiererstatning	0,4	100 %	0,4	100 %	0,4	100 %	0,4
Kommunal eiendomsskatt	3,5	100 %	3,5	100 %	3,5	100 %	3,5
Sum	**15,7**	**88 %**	**13,9**	**55 %**	**7,6**	**99 %**	**7,5**

Eieroppfølging, kraftomsetning og forsikring ble i stor grad håndtert sentralt i Statkraft og ga primært nasjonal verdiskaping, med begrensede regionale bidrag og liten lokal effekt, bortsett fra noe administrativ aktivitet på Hitra. Den operative driften av vindkraftverket bidro i større grad til regional og lokal verdiskaping. Driftsmateriell og reservedeler, hovedsakelig levert gjennom Siemens, hadde en norsk verdiskapingsandel på rundt 20 prosent, hvorav størstedelen var regional og i stor grad lokal.

[35] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)

Tjenester fra Statkraft Energi, som omfattet lønn til tre driftsansatte samt administrativ og teknisk støtte, representerte ren norsk verdiskaping med betydelig lokal andel. Drift av infrastruktur og uforutsette driftskostnader var i hovedsak regionale og lokale tjenester, særlig i Hitra, Frøya og Snillfjord. De største bidragene til lokal verdiskaping kom fra kommunal eiendomsskatt (3,5 mill. kr).

Det antas at fordeling av norsk, regional og lokal verdiskaping i driftsfasen vil være omtrent på samme nivå som presentert i tabellen over, ettersom teknisk organisering og bruk av lokale aktører antas å videreføres. Tabell 3-9 viser forventede driftskostnader og estimert verdiskaping nasjonalt, regionalt og lokalt for nye Hitra 1.

Tabell 3-9 Estimert norsk, regional og lokal verdiskaping ved drift av nye Hitra 1 i 2025 kroner[36].

Nye Hitra 1	MNOK 2025	Norsk andel (%)	Norske leveranse MNOK 2025	Regional andel (%)	Regional leveranse MNOK 2025	Lokal andel (%)	Lokale leveranse MNOK 2025
Driftskostnader	19	80-90%	15-17	45-55%	7-9	90-95%	6-9

Det er viktig å merke seg at inntekter fra kommunal eiendomsskatt og produksjonsavgift ikke er medregnet i tabellen over. Både eiendomsskatten og produksjonsavgiften fra vindkraftverket tilfaller i sin helhet Hitra kommune og er en ren norsk, regional og lokal verdiskaping å regne. Disse inntektene presenteres under kapittel 3.3.3.

De anslåtte samlede driftskostnadene for nye Hitra 1 utgjør 19 millioner kroner, og ligger dermed høyere enn driftskostnadene for eksisterende Hitra 1 presentert i Tabell 3-8. Mer generelt reflekterer forskjellene at Tabell 3-8 er fra et etablert driftsår (2014), mens 2025-tallene i Tabell 3-9 er framoverskuende kostnadsanslag basert på Statkrafts vurderinger. Videre er ikke tallene fullt ut sammenlignbare: kommunal eiendomsskatt og kraftomsetning er inkludert i tallene for eksisterende anlegg, men ikke i anslaget for nye Hitra 1.

Videre viser Tabell 3-9 driftskostnader for eksisterende Hitra 1 i 2014, da Hitra 2 ennå ikke var idriftsatt. Tabellen reflekterer dermed en driftssituasjon uten samlokalisering med Hitra 2, som først ble satt i drift i 2019, og eventuelle stordriftsfordeler eller samordningseffekter er dermed ikke fanget opp i 2014-tallene. For nye Hitra 1 vil samlokalisering med Hitra 2 kunne medføre overlapp eller samordning innen drift og vedlikehold, noe som kan påvirke det faktiske behovet for lokale tjenester. Dette gjelder særlig lønnskostnader, administrativ støtte samt øvrig drift og vedlikehold, og innebærer at faktisk kostnads- og bemanningsbehov potensielt kan avvike noe fra det som er presentert historisk og anslått i Tabell 3-9. Samtidig består nye Hitra 1 av færre vindturbiner (12-15) enn eksisterende Hitra 1 (24), noe som isolert sett tilsier et lavere driftsomfang enn det historiske anlegget.

[36] Driftskostnadene er basert på Statkraft sine anslag. Alle investeringskostnader er oppgitt i reelle kroner, ekskludert inflasjonsjustering for bygge- og driftskostnader, med en usikkerhet på +/- 20 %. Driftskostnadene ekskluderer nettkostnader, eiendomsskatt, produksjonsavgift og grunnrenteskatt, men omfatter grunnleie.

En regional andel på om lag 45-55 prosent, mellom 36-50 prosent av totale driftskostnader, ligger i det lavere sjiktet sammenlignet med vindkraftverkene presentert i Tabell 3-7. Den estimerte lokale andelen, mellom 32-47 prosent av total driftskostnad og 90-95 prosent av den regionale leveransen ligger også noe lavere. Dette avviket skyldes blant annet at inntekter fra kommunal eiendomsskatt og produksjonsavgift ikke er inkludert i Tabell 3-9, men heller presentert i Tabell 3-11. Hvis en hensyntar disse kommunale inntjeningene vil andelen lokal og regional verdiskaping være høyere.

Statkrafts planlagte reetablering av nye Hitra vindkraftverk bygger på eksisterende avtaler med berørte grunneiere fra dagens Hitra 1. Disse avtalene er konfidensielle og regulerer bruken av arealer samt kompensasjon til grunneiere og øvrige rettighetshavere. Seks av åtte grunneiere er lokalt bosatt og grunnleien er i hovedsak lokal verdiskaping.

Lokal og regional sysselsetting

I etterundersøkelsen av drift ved Hitra 1 i 2014 viser at det var tre ansatte i selve vindkraftverket som tar seg av daglig drift og vedlikehold, med administrativ og teknisk støtte fra driftsbasen på Smøla[37]. For Hitra 2 ble det i konsekvensutredningen estimert 13 årsverk regionale årsverk i driftsfasen, hvorav 11 av disse årsverkene lokalt, hovedsakelig innen faktisk drift av vindparken (tre årsverk), men også ringvirkninger lokalt fra kommunale tjenester (seks årsverk), varehandel og servicenæringer (to årsverk)[38].

I driftsfasen av nye Hitra 1 forventes det sysselsetting på lokalt og regionalt nivå, knyttet til drift og vedlikehold av vindturbinene og tilhørende infrastruktur. Statkraft estimerer at anlegget vil kreve rundt fire heltidsstillinger for daglig drift, vedlikehold, oppgraderinger og lagerstyring. Det benyttes allerede lokale entreprenører til vedlikeholdsarbeid i dagens park[39]. Samlet vil disse fire årsverk utgjøre en begrenset andel av lokal sysselsetting, anslagsvis 0,56 prosent av de sysselsatte innen sekundærnæringer og under 0,14 prosent av den totale sysselsettingen i kommunen. Isolert sett utgjør antall årsverk et relativt lite bidrag, også i lokal sammenheng. Samtidig representerer arbeidsplassene et stabilt og varig tilskudd til næringsstrukturen i Hitra kommune. Ved periodisk vedlikehold vil det gi noe etterspørsel etter lokale tjenester som transport, overnatting, vedlikehold av veier (både sommer og vinter), oppfølging av miljøprogrammer, rengjøring, avfallshåndtering og andre servicetjenester for mekaniske og elektriske oppgaver. Disse indirekte ringvirkningene er ikke kvantifisert eksplisitt, ettersom det er usikkerhet knyttet til faktisk behov og mulig overlapp med drift og vedlikehold av Hitra 2. Samlet sett vil sysselsettingen i driftsfasen være noe lavere enn tidligere, ettersom antall turbiner reduseres i forhold til dagens situasjon.

Vurdering

Med dette vurderes de direkte konsekvensene i drift å ha en *liten positiv (+) konsekvens* for Hitra kommune og *ubetydelig konsekvens (0)* i Trøndelag fylke. Vurderingen omfatter ikke virkninger knyttet til grunneiererstatninger.

[37] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)
[38] (Agenda Utredning og Utvikling AS, 2010)
[39] Informasjon fra intervju med KN entreprenører

3.3.3 Virkninger på kommunens økonomi

Et vindkraftprosjekt kan prinsipielt påvirke kommuneøkonomien på følgende måter:

- Direkte skatte- og avgiftsinntekter: Kommunen vil kunne motta direkte inntekter fra skatter og avgifter pålagt kraftverkene.
- Indirekte skatteinntekter: Prosjektet kan generere indirekte skatteinntekter gjennom ringvirkninger i lokalsamfunnet, som oppstår fra utbyggingens etterspørsel etter lokale varer og tjenester. Dette omfatter også inntekter til grunneiere og økte skatteinntekter som følge av kommunens etterspørsel etter tjenester som finansieres av kraftverkinntektene.
- Eventuelle negative økonomiske effekter: Prosjektet kan ha en negativ innvirkning på kommuneøkonomien hvis andre næringer, som landbruk og reiseliv, påvirkes negativt, eller hvis sosiale forhold svekkes, noe som kan øke kommunens sosialutgifter.
- Endringer i statlige overføringer: Det nye inntektsgrunnlaget kan påvirke statlige overføringer til kommunen, som tilpasser seg gjennom inntektsutjevningen.
- Medeierskap i kraftselskap: Kommunen kan også få inntekter fra sin eventuelle eierandel i kraftselskapet, som gir en andel av kraftverksprofitten.
- Avsetning til lokale formål: Regjeringen har besluttet å sette av 0,2 øre per kWh av total vindkraftproduksjon til tiltak som skal ivareta lokal natur, reindrift og andre aktiviteter påvirket av arealbruken.

Hitra er i dag den tredje største vindkraftkommunen i Norge, med en årlig normalproduksjon på 1.137 GWh som utgjør rundt 6,8 % av landets totale vindkraftproduksjon (målt i 2020). Disse kraftverkene genererer betydelige inntekter til kommunen

Naturressursskatt er ikke lenger gjeldende for vindkraft på land, jamført Prop 2 LS (2023-2024), og følgelig ikke vurdert[40].

3.3.3.1 Eiendomsskatt

Eiendomsskatt er en kommunal inntektskilde som tilfaller vertskommunen, hvor kommunestyret har myndighet til å beslutte om vindkraftanlegg skal omfattes av eiendomsskatt, og til å fastsette en sats innenfor en lovbestemt grense på inntil sju promille[41]. Hitra kommune har vedtatt en eiendomsskattesats på 7 promille for vindkraftverk. Dette har i 2024 generert årlige inntekter på rundt 10,3 millioner kroner fra eksisterende vindkraftverk Hitra 1 og 2, henholdsvis 3,5 og 6,7 millioner kroner[42].

Grunnlaget for eiendomsskatten på vindkraftverk baseres på markedsverdien av anlegget, definert etter anleggets tekniske verdi og avkastningsverdi, jamført Eiendomsskatteloven (1975). Den tekniske verdien beregnes med utgangspunkt i gjenanskaffelseskostnader etter fradrag for slitasje, alder og eventuelle teknologiske avvik, mens avkastningsverdien kan benyttes der denne anses som en mer presis refleksjon av anleggets faktiske markedsverdi[43].

[40] (Finansdepartementet, 2023)
[41] (NVE, 2022)
[42] (Hitra kommune, 2025)
[43] (Lovdata, u.å.)

Det er ikke mulig å gjøre detaljerte beregninger av skatteprovenyet fra eiendomsskatt på det nåværende tidspunkt, ettersom en taksering av nye Hitra 1 vindkraftverk ikke foreligger. Potensielle inntjeninger fra eiendomsskatten kan grovt estimeres ut fra anleggets totale investeringskostnader som tilhører den aktuelle kommunen. Beregningen av eiendomsskatten er basert på en estimert taksering av vindkraftverket etter teknisk verdi, der gjenanskaffelseskostnadene antas lik investeringskostnadene for år 1, og retaksering foretas hvert tiende år i henhold til eiendomsskatteloven (1975) §8 A-3. Beregningsgrunnlaget for investeringskostnadene er basert på de foreløpige kostnadsestimatene på 1,2 milliarder kroner, og det er lagt til grunn en teknisk levetid på 30 år[44]. Teknisk verdi er beregnet for hver retaksering ved å dele gjenanskaffelsesverdi på levetiden multiplisert med gjenstående levetid. Med en eiendomsskattesats på 7 promille vil dette generer årlige inntjeninger på 8,7 millioner kroner i driftsfasen frem til første retaksering av vindkraftverket. Tabell 3-10 viser vindkraftverkets estimert teknisk verdi og årlig eiendomsskatt til kommunen gjennom levetiden.

Tabell 3-10 Estimat for teknisk verdi av vindkraftverket og årlig eiendomsskatt til kommunen i reelle kroner.

År	Teknisk verdi (MNOK)	Årlig eiendomsskatt (MNOK)
1 til 10	1 238	8,7
11 til 20 (1. retaksering)	825	5,8
21 til 30 (2. retaksering)	413	2,9

Videre vil betalbar eiendomsskatt i byggeperioden være avhengig av fordelingen av investeringene over byggeårene. Selv om eiendomsskatten vil være gjeldende i anleggsfasen (ettersom kraftverket bygges ut) er det ikke gjort noen eksplisitt beregning på dette.

Investeringskostnaden som er lagt til grunn for beregning av eiendomsskatt omfatter ikke kostnader relatert til dekommisjonering av eksisterende Hitra 1.

3.3.3.2 Produksjonsavgift

Som en del av statsbudsjettet for 2022 vedtok Stortinget å innføre en særavgift på landbasert vindkraftproduksjon og ble først fastsatt til ett øre per produsert kWh[45]. Fra 2026 ligger denne produksjonsavgiften på 2,42 øre per kWh for konsesjonspliktige vindkraftanlegg, og avgiften tilfaller staten[46]. Det er besluttet at inntektene fra avgiften vil bli omfordelt i sin helhet til vertskommunene som en del av statens insentivordning for vindkraftutbygging[47].

Kommunen har siden juli 2022 mottatt statlig produksjonsavgift på vindkraftproduksjon fra eksisterende vindkraftverk Hitra 1 og 2. For produksjonsåret 2023, med en daværende sats på 2 øre per kWh, tilsvarte dette beløpet 7,36 millioner kroner. Med en økning av produksjonsavgiften til 2,3 øre per kWh for året 2024, økte beløpet til 7,38 millioner kroner[48]. Av disse står nåværende Hitra 1 for 25 – 30 prosent, omtrent mellom 1,8 til 2,2 millioner kroner, avhengig av årsproduksjon og avgiftssats[49].

[44] (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2024)
[45] (Finansdepartementet, 2023)
[46] (Skatteetaten, 2026)
[47] (Finansdepartementet, 2023)
[48] (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2025)
[49] (*Data for utbygde vindkraftverk i Norge - NVE*, u.å.)

Nye Hitra 1 vindkraftverk, med en årsproduksjon på 270 GWh iht. utredningsløsning, med nyeste vedtatt avgiftssats på 2,42 øre per kWh, vil gi inntjeninger på henholdsvis 6,5 millioner kroner det første året. Med en degraderingsrate for slitasje på 0,15 prosent[50] reduseres denne årlige inntjeningen til 6,3 millioner kroner for år 30, målt i reelle kroner. Det er verdt å merke seg at dette representerer et utfallsrom for anslåtte inntjeninger og vil justeres når de endelige utbyggingsplanene og mer eksakte produksjonstall er tilgjengelige.

Oppsummering

Tabellen under oppsummerer de direkte virkningene på kommunens økonomi, herunder eiendomsskatt og produksjonsavgift. Kompensasjonstiltak og andre inntjeninger er her utelatt, ettersom de er innrettet til lokale formål i kommunen eller vertskommunen, og fungerer som en garanti av direkte inntekter fra eiendomsskatt og produksjonsavgift.

Tabell 3-11 Estimat av direkte årlige kommunale skatteinntekter fra det omsøkte tiltaket (avrundet)

År	Midlere årsproduks-jon*	Eiendoms-skatt (MNOK)	Produksjons-avgift (MNOK)	Totale direkte skatteinntekter til kommunen (MNOK)	Netto kommunale driftsutgifter 2024 (MNOK)	Andel av netto driftsutgifter
1 til 10	268 GWh/år	8,7	6,5	15,7	511,5	3,1%
11 til 20 (1. retaksering)	264 GWh/år	5,8	6,4	12,2	511,5	2,4%
21 til 30 (2. retaksering)	260 GWh/år	2,9	6,3	9,2	511,5	1,8%

*antatt en årlig degraderingsrate på 0.15 prosent over levetiden i tråd med LCOE beregningene til NVE[51]. Tallene representerer gjennomsnittlig midlere årsproduksjon per 10-årsperiode.

I henhold til kriteriene i Tabell 3-1 anses de de økonomiske virkningene på kommuneøkonomien i Hitra, sett i sammenheng med de netto kommunale driftsutgiftene for 2024, å ha en middels positiv konsekvens (++) i driftsfasen. Det kan oppstå inntekter fra eiendomsskatt i anleggsfasen, men nivået vil avhenge av flere usikre forhold knyttet til anleggsgjennomføring. Det er derfor ikke gjort beregninger av slike inntekter. Estimatene som er lagt til grunn for disse vurderingene baserer seg på investeringskostnader og produksjonsdata som er tilgjengelige på nåværende tidspunkt og bør re-estimeres ved eventuelle endringer.

3.4 Avbøtende tiltak

I forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 2024 besluttet regjeringen å avsette 0,2 øre/kWh av vindkraftproduksjonen til lokale formål som ivaretar interesser innenfor natur, reindrift og andre aktiviteter som påvirkes direkte av utbyggingen i vertskommuner og nabokommuner [52]. For Hitra kommune, hvor utbyggingen er vurdert å ikke få negative konsekvenser for reindrift, vil 0,2 øre per kWh

[50] Lik degraderingsrate brukt i LCOE-beregninger til NVE (Norges vassdrags-og energidirektorat, 2024)
[51] (Norges vassdrags-og energidirektorat, 2024)
[52] (Energidepartementet, 2024)

gå til andre formål. Det er estimert en midlere årsproduksjon på ca. 270 GWh, vil kunne gi årlige tilskudd på 540 000 kroner årlig.

Vindkraftprosjekter gir også opphav til indirekte skatteinntekter gjennom tilknyttet lokal næringsaktivitet, men disse effektene anses ofte som begrensede og usikre i tidlig prosjektfase, og er derfor ikke inkludert i de kvantitative vurderingene. En indirekte konsekvens av økte inntekter fra vindkraft for Hitra kommune er en styrket kommuneøkonomi, som gir kommunen større økonomisk handlingsrom. Med stabil og forutsigbar inntekt kan kommunen investere i kvalitetshevende tiltak innen offentlige tjenester, som skoler, helse, og infrastruktur. Dette øker områdets attraktivitet for tilflyttere og derav ny arbeidskraft som søker høy kvalitet på kommunale tjenester.

Etablering av behovsstyrt hinderlys vurderes som et sentralt avbøtende tiltak, da blinkende hinderlys er identifisert som den mest belastende visuelle effekten av tiltaket.

3.5 Usikkerhet

Vurderingene av verdiskapingseffekter baserer seg på etterundersøkelsene av Hitra 1, men resultatene er ikke direkte sammenlignbart da investeringskostnader er kategorisert og fordelt på en annen måte. Dette øker usikkerhet knyttet til beregningene av norsk, regional og lokal andel av verdiskapingen i anleggsfasen, som også avhenger av hvor stor andel av det lokale næringslivet som faktisk mobiliseres i gjennomføringen.

Skatteinntektene fra eiendomsskatt kan heller ikke beregnes nøyaktig på nåværende tidspunkt, da takseringsgrunnlaget ennå ikke foreligger. Sysselsettingsberegningene i anleggsfasen er basert anslag fra tiltakshaver og nasjonale gjennomsnittstall for bygg-og anleggsstatistikk, uten at det foreligger etterprøving av faktiske effekter for tidligere utbygginger. Det er derfor noe usikkerhet knyttet til hvor stor del av den sysselsettingen som faktisk vil kunne tilfalle lokalt og regionalt.

3.6 Oppfølgende undersøkelser

Det er ikke foreslått oppfølgende undersøkelser.

4 Reiseliv

4.1 Metode og datagrunnlag

Det foreligger lite etablert metodikk[53] og ingen veileder for konsekvensutredning av reiseliv da temaet heller ikke er omfattet av Miljødirektoratets veileder M-1941 (Miljødirektoratet, 2025). Reiseliv utredes derfor med en metode utviklet av Multiconsult, som bygger blant annet på konsekvensviften i M-1941. I tråd med utredningskravene presentert seksjon 2.5, vil utredningen av reiselivet, både lokalt og regionalt, bygge på informasjon fra sammenfallende fagrapporter, blant annet landskap, friluftsliv, kulturminner og naturmangfold.

4.1.1 Definisjon

Denne utredningen følger NVE sin definisjon av reiseliv «Med begrepet reiseliv mener vi her den økonomiske siden ved turisme, som er knyttet til salg av varer og tjenester til folk på reise. Reiselivsnæringen brukes ofte som en samlebetegnelse for fem ulike bransjer: Overnatting, servering, transport, opplevelser og formidling. Bransjen er preget av mange små aktører. Reiselivsbedriftene har til felles at de på ulike måter leverer tjenester til turister.»[54]

4.1.2 Avgrensning mot andre fagtema

I en konsekvensutredning skal konsekvenser telles kun én gang. Innholdet i fagtema reiseliv ligger tett på andre fagtema som blir utredet i prosjektet, i tråd med utredningskravene presentert under seksjon 2.5, og beskrivelse av avgrensning mot disse fremgår i dette kapittelet. Utredningsprogram vil utredningen av reiselivet, både lokalt og regionalt, bygge på informasjon fra sammenfallende fagrapporter, blant annet landskap, friluftsliv, kulturminner og naturmangfold. Avgrensningene er gjort i tråd med prinsippene for grensesetting i M-1941.

Friluftsliv

Friluftsliv utredes som et eget fagtema[55] og omfatter bruk, opplevelseskvaliteter og tilrettelegging i områder som benyttes til rekreasjon. For reiseliv vurderes friluftsliv kun der aktivitetene har økonomisk betydning gjennom at de inngår i reiselivsprodukter eller påvirker etterspørselen etter tjenester fra reiselivsbedrifter, eksempelvis guidede turer, naturopplevelser eller aktivitetsbaserte tilbud. Vurderinger av bruksverdi, tilgjengelighet og opplevelseskvaliteter gjøres fullt ut under fagtema friluftsliv.

Naturmangfold

Naturmangfold utredes som eget fagtema[56] og omfatter arter, naturtyper og økologiske funksjoner. I reiselivsvurderingen inngår naturmangfold kun der det har betydning for reiselivets tjenestetilbud, for eksempel der naturverdier fungerer som attraksjoner eller del av et opplevelsestilbud.

[53] (Øystein Aas et al., 2006)
[54] (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2022)
[55] 10258198-01-RIM-RAP Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU Friluftsliv
[56] 10258198-01-RIM-RAP Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU Naturmangfold

Støy

Støy utredes ikke som et eget forhold under reiseliv. For reiseliv vurderes støy kun der det kan føre til å svekke reiselivstilbudet og inntekstgrunnlaget til reiselivsaktører.

Landskap

Landskap vurderes som eget fagtema[57]. I reiselivsvurderingen omtales landskap kun som del av opplevelsesgrunnlaget for turister, i den grad det påvirker attraktivitet, besøksstrømmer eller tilbud fra reiselivsbedrifter

Kulturmiljø

Kulturminner og kulturmiljø utredes som eget fagtema[58], og deres historiske og faglige verdier vurderes der. Reiseliv omtaler kun vurderinger knyttet til kulturmiljøets betydning som opplevelseskvalitet, attraksjon eller del av reiselivsproduktet. Selve kulturhistoriske verdsettingen gjentas ikke i reiselivskapittelet.

4.1.3 Influensområdet

De omsøkte utbyggingsalternativene ligger i Hitra kommune. Kommunen utgjør følgelig det lokale influensområdet for utredningen av tiltakets eventuelle konsekvens for lokalt reiseliv. Hitra kommune ligger i Trøndelag fylke og vurdering av tiltakets eventuelle konsekvens på regional reiselivsnæring omfatter følgelig dette fylket.

4.2 Datagrunnlag og kvalitet

Vurderingene i denne rapporten baserer seg på datagrunnlaget som presentert i Tabell 4-1 i tillegg til konsulentenes erfaring. Interessenter presentert i samme tabell representerer kontaktede interessenter som har ønsket å bidra med informasjon og innspill, men ikke den uttømmende listen over forespurte interessenter. Etterprøvingsstudier av eksisterende Hitra 1, som har dokumentert effekten på det lokale reiselivet, utgjør et viktig datagrunnlag. Datagrunnlaget anses dermed som godt.

Tabell 4-2 Oversikt over datakilder reiseliv

#	Kilde	Datatype
1	Intervju og innspill fra representanter ved: - Hitra kommune, per epost datert 04.11.2025 - Trøndelag fylkeskommune, per telefon 31.10.2025 - Hitra næringsforening, per epost datert 05.11.2025	Bakgrunnsinformasjon om lokalt og regionalt næringsliv, erfaringer fra utbygging av Hitra 1 og 2, og dekommisjoneringsprosjekter i Norge.

[57] 10258198-LARK-RAP Nye Hitra 1 vindkraftverk - KU Landskap
[58] 10258198-01-RIM-RAP Nye Hitra 1 vindkraftverk - Notat KU Kulturminner og kulturmiljø

#	Kilde	Datatype
	- Explore Hitra, per epost datert 09.12.2025 - Kystmuseet per epost datert 10.12.2025 Innspill fra Vågen camping er innhentet gjennom befaring i forbindelse med utredningen av temaet friluftsliv	
2	www.ssb.no	Diverse nøkkeltall om lokale fritidsboliger, sysselsetting og bedrifter
3	NHO reiseliv og Menon Economics	Statistikk for lokal og regional verdiskapning og sysselsetting
4	Asplan Viak/EY og Innovasjon Norge	Statistikk for lokal og regional verdiskapning og sysselsetting
5	Norges vassdrags-og energidirektorat	Informasjon om reiseliv og vindkraft
6	Tourism and onshore wind turbines-literature review. Edita Tverijonaite & Anna Dóra Sæþórsdóttir, 2023	Litteraturstudie av forskning på reiseliv og vindkraft
7	Samfunnsmessige virkninger av vindkraftverk. En etterprøving av fire vindkraftverk. Norconsult & Agenda Kaupang, 2016.	Virkninger for reiselivet etter at vindkraftverkene Hitra, Smøla, Midtfjellet og Ytre Vikna
8	Etterundersøkelser av Hitra 1 og konsekvensutredning av Hitra 2. Agenda Utredning og Utvikling, 2010.	Etterprøvingsstudie av Hitra 1 i forbindelse med konsekvensutredning av lokalt og regionalt næringsliv for Hitra 2.

4.3 Verdikriterier

Kriterier for verdsetting av reiseliv

Verdien av reiselivet i området vurderes etter kriteriene vist i Tabell 4-3, som skiller mellom nasjonal, regional og lokal betydning basert på reiselivsproduktenes attraktivitet og tilstedeværelse av besøkende.

Tabell 4-3 Verdikriterier for temaet reiseliv

Verdi	Kriterier
Stor/svært stor	Flere og ulike næringsaktører. Mange markeder og segmenter til stede, både nasjonale og utenlandske besøkende. Attraksjoner og næringsaktører av nasjonal betydning. Næring av stor betydning for kommunene i området. Området er vesentlig for ivaretaking av det norske reiselivsproduktet og nasjonalt viktige reiselivsdestinasjoner hvor landskapet og/eller naturen er en vesentlig del av attraksjonen.
Middels	Signifikant næring med flere bedrifter. Varierte markeder med ulike attraksjoner. Hovedsakelig hjemmemarkedet. Område er vesentlige for ivaretaking av det regionale eller lokale reiselivsproduktet, og regionalt og lokalt viktige reiselivsdestinasjoner hvor landskapet eller naturen er en vesentlig del av attraksjonen.
Noe	Lite utviklet næring med enkeltbedrifter som kan ha en viss lokal betydning. Få gjester. Hovedsakelig regionale markeder. Andre reiselivsdestinasjoner der landskap eller natur er en vesentlig del av attraksjonen.
Uten betydning	Ingen reiselivsnæring og ingen turister.

4.4 Kriterier for å vurdere påvirkning og konsekvens

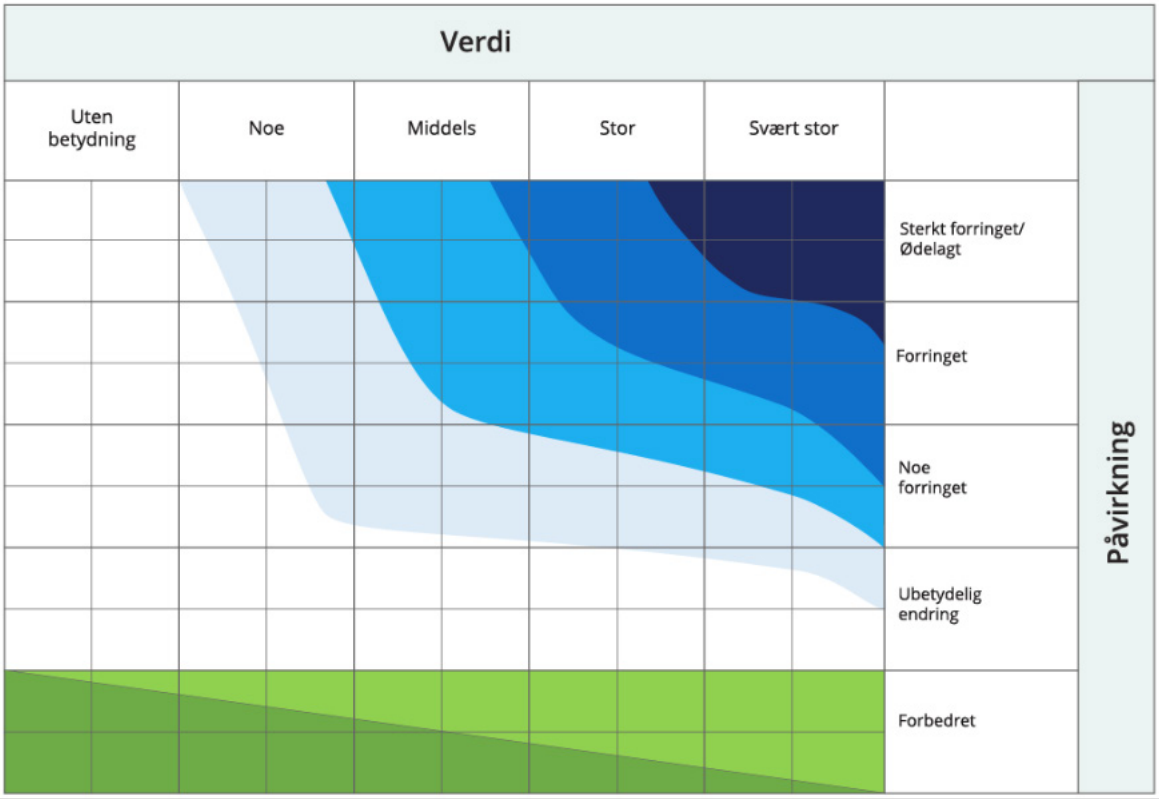
Der det er faglige forutsetninger for å kvantifisere forventede virkninger har Tabell 4-4 tjent som veiledende i vurderingene. Vurdering av virkninger er, der det er faglig belegg for det, gjort på kvalitativt grunnlag etter konsulentens skjønn.

Tabell 4-4.Påvirkningskriterier for tema reiseliv.

Virkning	Kriterier
Ødelagt/sterkt forringet	Tiltaket vil i stor grad redusere mulighetene for vekst og utvikling innen næringen.
Forringet	Skadevirkningene er merkbare og betydelige, men først og fremst for deler av området eller en gren av næringen, mens andre i mindre grad påvirkes negativ.
Noe forringet	Tiltaket vil ha mindre, oftest lokale og avgrensede skadevirkninger for næringen.
Ubetydelig endring	Tiltaket har ingen/ubetydelige virkninger på dagens eller fremtidig aktivitet.
Noe forbedret	Tiltaket vil ha små positive virkninger for dagens eller framtidig aktivitet i området.
Vesentlig	Tiltaket vil ha middels positive virkninger for dagens eller framtidig

forbedret	aktiviteter i området.
Sterkt forbedret	Tiltaket vil ha store positive virkninger for dagens eller framtidig aktivitet i området.

Konsekvenser av tiltaket er utledet ved å sammenholde verdi mot påvirkning i *Figur 4-1*.



*Figur 4-1 Konsekvensvifte iht. M-1941**Invalid source specified.**.*

4.5 Områdebeskrivelse

4.5.1 Reiselivsaktører og attraksjoner

Regionalt reiseliv

Trøndelag har utviklet seg til en mangfoldig reiselivsregion med natur, kultur og mat som sentrale bærebjelker. Trøndelag ligger sentralt i Norge og har et variert landskap fra høyfjell til kyst. Regionen omfatter syv nasjonalparkområder, blant annet Dovrefjell, Lierne og Blåfjella-Skjækerfjella, som gir gode rammer for fotturer, fiske, jakt og ski. Oppdal fungerer som et viktig høyfjellssenter med Midt-Norges største skianlegg.

Trøndelag har dessuten en rik kulturhistorie fra vikingtid og middelalder, med Nidarosdomen i Trondheim som hovedattraksjon Den gamle bergstaden Røros er UNESCO-verdensarvstatus.

Trøndelag er også en matregion i vekst og ble i 2022 kåret til European Region of Gastronomy. Trondheim trekkes frem som et av gastronomisk sentrum med flere Michelin-stjernerestauranter[59].

Regionens reiselivsstrategi vektlegger bærekraft og helårsturisme, og et tett samarbeid mellom kommuner, næringsliv og destinasjonsselskapet Explore Trøndelag bidrar blant annet til samordnet utvikling og markedsføring av det samlede reiselivstilbudet[60].

Lokalt reiseliv

Hitra har en variert og voksende reiselivsnæring som i stor grad er basert på natur- og kystopplevelser knyttet til det særegne øylandskapet. Kommunen tiltrekker seg besøkende gjennom et bredt tilbud av friluftsaktiviteter som havfiske, jakt, båtliv, kajakkpadling, dykking, turløyper, naturreservater og kystkulturelle opplevelser. Særlig havfisketurisme og skjærgårdsopplevelser utgjør bærebjelken i det kommersielle reiselivet, og mange besøkende benytter rorbuer, hytter eller sjøhus i kombinasjon med fiske og naturopplevelser. Hitra er en kommune med gode besøkstall fra reiselivet, og har en økende andel besøkende i høysesongen som er fra april til oktober. Fisketurisme har vært rettet mot utenlandske turister, men det har vært en tydelig vekst i satsingen på norsk nærmarked og aktiviteter utover høysesongen[61].

Hitra har en stor hjortestamme, og hjortejakt er en sesongbasert og viktig del av det lokale friluftslivet med betydning for både fastboende og tilreisende. Jakten foregår over store deler av kommunen, inkludert i planområdet, og utleie av jaktterreng bidrar til inntekter for lokale grunneiere. For nærmere omtale av jakt og øvrige friluftslivsaktiviteter vises det til fagrapporten om friluftsliv.

Reiselivsnæringen består av en kombinasjon av etablerte profesjonelle aktører og små virksomheter der turisme inngår som en tilleggsnæring. Det finnes to hoteller, syv campingplasser og minst ti tilbydere av rorbuer og feriehus, og flere spisesteder. Reiselivet i regionen har hatt en positiv utvikling de siste årene. Hitra og Frøya har samarbeidet strategisk om å styrke destinasjonens felles identitet, blant annet gjennom samordning av visit-selskap, felles markedsføringsplattform, økt satsing på lokalmat og tiltak rettet mot både cruiseturisme, turoperatører og presseturer[62]. Det har også vært arbeidet med å utvide sesongene og nå nye målgrupper. Visit Hitra og Frøya har omtrent 30 medlemmer fra Hitra og fungerer som felles markedsføringsplattform.

Hitra har også et kulturhistorisk tilbud, hvor Handelsstedet Hopsjø og Kystmuseet i Sør-Trøndelag er blant de viktigste attraksjonene. Hopsjøområdet formidler kystkultur og handelshistorie fra 1700- og 1800-tallet, mens Kystmuseet byr på utstillinger innen fiskeri, akvakultur og kystsamfunnets utvikling. Lokalmat er en sentral del av besøksopplevelsen. Smaker fra Øyriket er et samarbeid med lokalmatprodusenter på Hitra og Frøya og arbeider for å markedsføre lokal matproduksjon i området. Kommunen har også en stor andel fritidseiendommer som bidrar til helårs besøksaktivitet, og mange fritidsboligeiere benytter hyttene store deler av året. Tabell 4-5 gir en oppsummering av reiselivstilbudet på Hitra.

[59] (Visit Norway, 2025)
[60] (Trøndelag fylkeskommune, 2021)
[61] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)
[62] Informasjon fra Explore Hitra

Tabell 4-5 Oversikt over flere aktører og attraksjoner på Hitra[63]

Aktør/Attraksjon	Beskrivelse
Kystmuseet	Turistinformasjonssenter. Kystmuseet tilbyr utstillinger om kystkultur, akvakultur og lokalhistorie, samt guidede turer.
Handelsstedet Hopsjø	Handelsstedet Hopsjø var ett av Trøndelags største handelssteder på 17- og 1800-tallet. Her kan besøkende oppleve blant annet Hvalfangstmuseet, Krambua, Hermetikkmuseet, kulturstien til Brannhaugen og restauranten på Hopsjøbrygga
Lokalmat og gårdsopplevelser	Følgende aktører er medlemmer av Smaker fra øyriket: - Hitra gårdsmat produserer ost og tilbyr ostesmaking - Dalpro Gårdsmat tilbyr gårdsbesøk, hjorteforing og lokalmatsbutikk. - Hitra krydderi produserer krydderblandinger - Hitramat, Europas største aktør innen prosessering av taskekrabbe - Helgebostad Hagebruk
Overnatting	Flere overnattingsalternativer feriehus og sjøhus, hoteller, rorbuer, og campingplasser, inkludert; - Dolmsundet hotell, leiligheter, hus og rorbu. Total 200 sengeplasser[64] - Hjorten hotell- 45 rom - Explore Hitra- hus/rorbuer og hytter. Lokal turoperatør som tilbyr pakkede ferie- og gruppeturer på Hitra/Frøya - Olas øyrike- leiligheter - Angelamfi Grefsnesvågen- rorbuer og leiligheter - Destinasjon kvenvær- hus, leilighet - Knarren brygge- rom, leiligheter - Hitra turistservice- rorbuer, hus og leiligheter - Hamna gård- hus og rom - Heggvika feriesenter- rorbuer og leiligheter - Knutshaug fiskeferie- rorbuer og leiligheter - Vågen camping - Strømsvik camping - Hitra camping - Dolmsundet marina

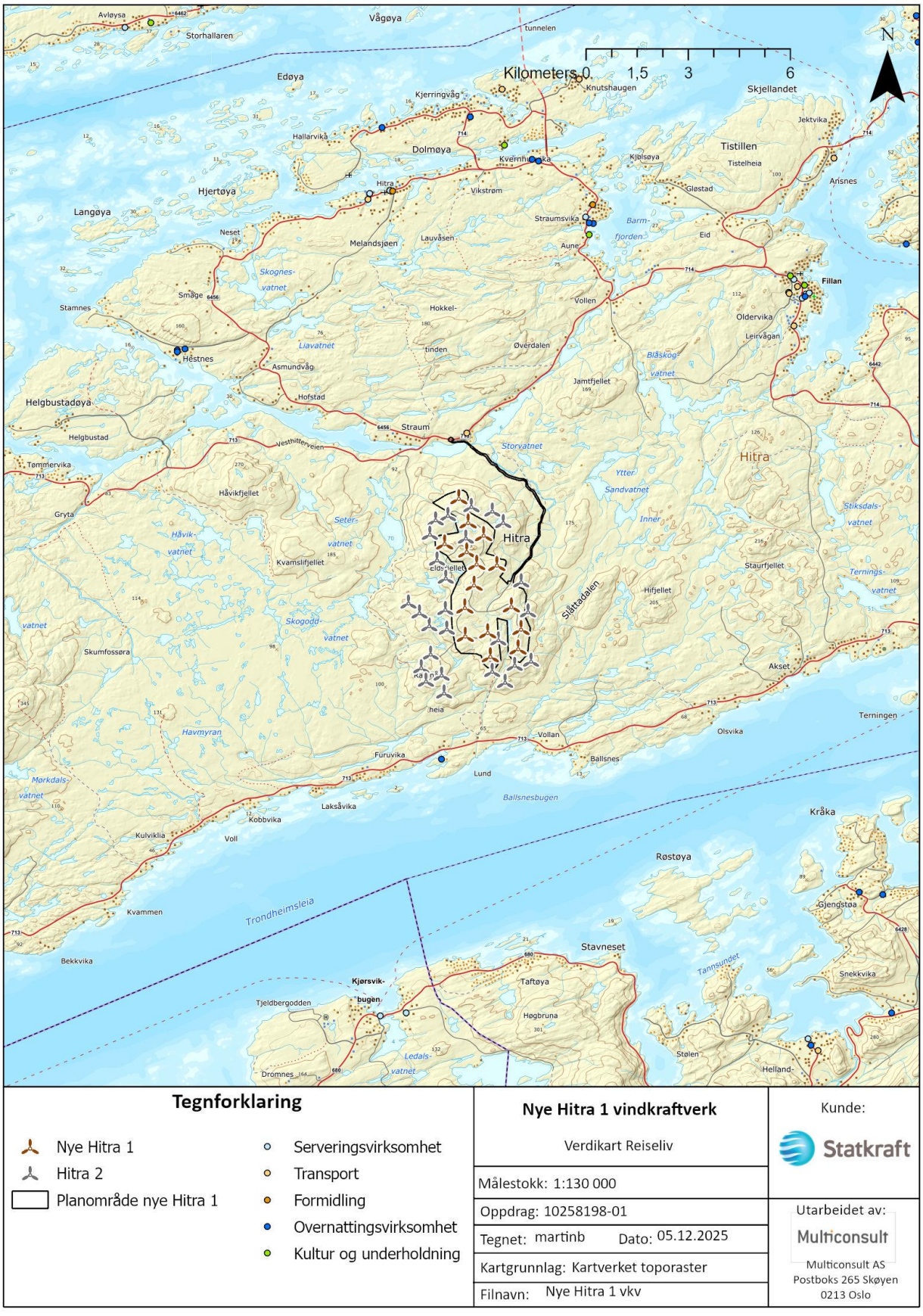
[63] (Visit Hitra, n.d.) og (Smaker fra øyriket, 2025)
[64] Informasjon hentet fra hotellets hjemmeside: https://www.dolmsundet.no/bakgrunnsinfo

Aktiviteter	Hitra har et variert aktivitetstilbud; - Fiske - Jakt - Fjellturer - Båtutleie - RIB-turer - Havørnsafari - Kajakk, kano og annen vannsport - Dykking - Badstue - Landstyrkertokt - Sykkeltur - Hitra Frøya golfklubb

Multiconsult har kartlagt reiselivsaktører som også tilbyr aktiviteter og attraksjoner i nærheten til planområdet, illustrert i Figur 4-2, Reiselivsaktørene har blitt kartlagt ved hjelp av næringskoder innen de overnevnte fem delnæringene: Transport, overnattingsvirksomhet, serveringsvirksomhet, formidling og kultur og underholdning. Denne kategoriseringen av delnæringer i reiselivssektoren er også i tråd med NVE sin definisjon presentert innledningsvis. Enkelte aktører som kan ha blitt utelatt av kartleggingen dersom de bedriver reiselivsvirksomhet som en tilleggsnæring. Bedriften kan da være registrert under en annen næringskode.

Som det fremgår Figur 4-2 er det kun én overnattingsbedrift markert i nærheten av planområdet, og dette punktet viser til Vågen Camping som er sesongåpen syv måneder av året. Ifølge eier kan vindturbinene fra dagens vindpark høres kun under spesielle vindforhold, og det har ikke vært registrert klager fra gjester verken på støy eller visuell påvirkning[65]. Om lag 95 prosent av gjestene er utenlandske turister, som i stor grad er vant med vindkraft fra hjemlandet og enkelte benytter turbinene som indikator på vindretning ved fiske. Besøkende er primært friluftsorienterte og bruker nærområdene til aktiviteter som fiske, båtliv og turgåing.

[65] Informasjon fra telefonsamtale med Vågen camping 29/07/2024, som en del av utredningen av friluftsliv.



Figur 4-2 Kart over reiselivsaktører i nærheten av planområdet til nye Hitra 1 og Hitra 2, sortert etter de fem delnæringene definert av NVE

Fritidsboliger

I 2025 er det registrert 1 979 fritidsboliger i Hitra kommune, en økning fra 1 927 i 2020. Dette omfatter både hytter, sommerhus og andre fritidsbygg[66]. Hitra kommune har per i dag ikke eiendomsskatt på fritidsboliger[67].

Error! Reference source not found. illustrer et kartutsnitt over fritidsbebyggelsen i nærheten av planområdet, som viser spredt fritidsbebyggelse både sør og nord for dagens planområde. Generelt sett vil bruken av fritidsboliger også bringe indirekte inntekter for den lokale handelsnæringen, kulturarrangører, serveringssteder, tilbydere av håndverker- og vedlikeholdstjenester m.fl. Disse ringvirkningen av hytteturismen er ikke forsøkt tallfestet.

4.5.2 Reiselivets økonomiske betydning

I det følgende presenteres en del statistikk for å vise betydningen av reiselivet for verdiskaping og kommuneøkonomi. Det norske reiselivets totale verdiskaping i 2024 er beregnet til 121 milliarder kroner, som er høyere enn nivået før COVID-19 pandemien og en årlig økning den siden, fra 108 og 117 milliarder kroner i henholdsvis 2022 og 2023[68]. Det er grunn til å anta at statistikken ikke fanger opp den fulle verdien av reiselivet på lokalt nivå, spesielt som en tilleggsnæring for lokale aktører. Reiselivsnæringen kan som tidligere nevnt deles inn i fem delnæringer: Overnattingsvirksomhet, serveringsvirksomhet, transport, formidling, og kultur og underholdning. Basert på verdiskaping var transport og serveringsvirksomhet de to største bransjene mellom 2015 og 2024[69].

Tabell 4-6 Verdiskapning (i 1000 NOK, faste 2024-kroner) innenfor reiselivet i Norge i 2024[70]

Bransje	**Verdiskapning i 2024 (i 1000 NOK)**
Transport	48 523 482
Serveringsvirksomhet	32 258 998
Overnattingsvirksomhet	19 242 256
Kultur og underholdning	15 666 265
Formidling	4 958 196
Sum	**120 649 197**

Regionalt

Trøndelag stod for en verdiskaping på nær 7,84 milliarder kroner i 2024 og utgjorde dermed om lag 6,5 prosent av den totale verdiskapingen i reiselivsnæringen nasjonalt[71]. Sammenlignet med øvrige fylker plasserer dette Trøndelag på femteplass, foran fylker som Nordland, Troms og Møre og Romsdal, se Tabell 4-7.

[66] SSB tabell 03174 hentet november 2025
[67] https://www.hitra.kommune.no/nyheter/kunngjoring-eiendomsskatteliste-2025/
[68] (EY for Innovasjon Norge, 2025)
[69] (EY for Innovasjon Norge, 2025)
[70] (EY for Innovasjon Norge, 2025)
[71] (EY for Innovasjon Norge, 2025)

Tabell 4-7 Oversikt over verdiskapning (i 1000 NOK, faste 2024-kroner) per fylke i 2024[72]

Fylke	Verdiskapning i 2024 (i 1000 NOK)
Oslo	31 497 855
Vestland	16 203 732
Akershus	12 961 790
Rogaland	9 293 827
Trøndelag	7 839 945
Nordland	7 588 597
Agder	5 837 966
Innlandet	5 262 520
Troms	4 456 501
Møre og Romsdal	4 252 810
Buskerud	4 155 244
Vestfold	3 208 414
Østfold	3 087 466
Finnmark	2 313 561
Telemark	2 049 743
Svalbard	626 439
Sum	**120 649 198**

Hitra kommune

Tabellen viser verdiskaping i reiselivsnæringen for de 15 største reiselivskommunene i Trøndelag. Hitra kommune er rangert som nummer 12 (av totalt 38 kommuner), med en verdiskaping på 64,4 millioner kroner i 2024, opp fra 58,3 millioner i 2023, en økning på 10 prosent. Dette er en av de høyeste vekstratene blant kommunene i oversikten.

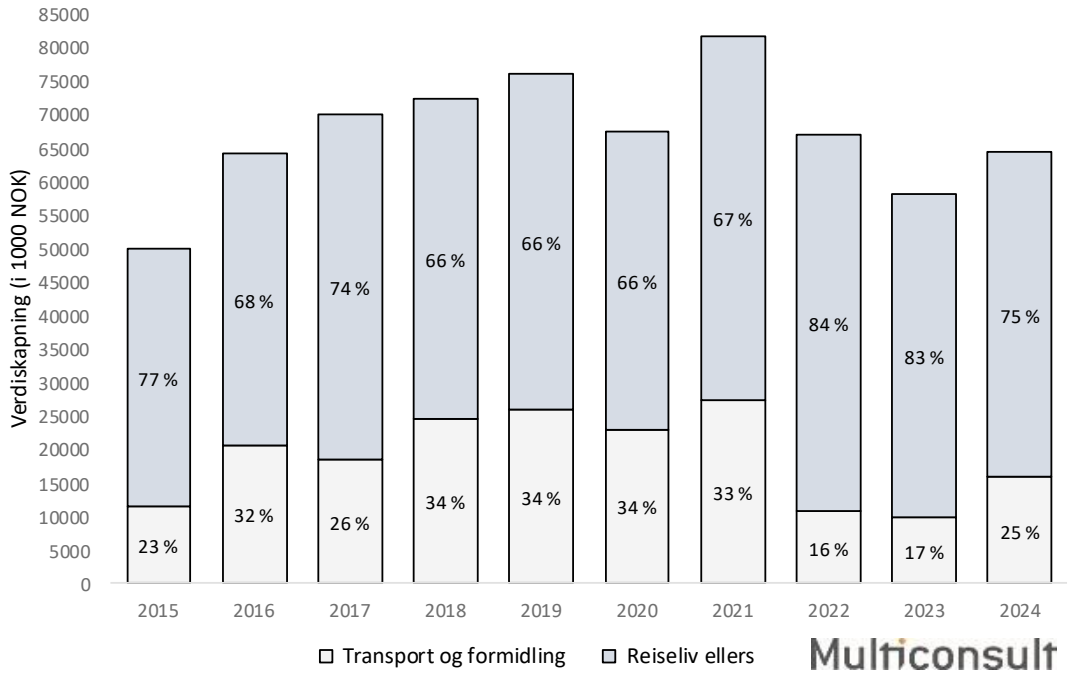
Tabell 4-8 Oversikt over verdiskapning (i 1000 NOK, faste 2024-kroner) for de 15 største reiselivskommunene i Trøndelag fylke i 2024[73]

Kommune	2023	2024	Endring %
Trondheim	5 112 637	5 069 114	-1 %

[72] (EY for Innovasjon Norge, 2025)
[73] (EY for Innovasjon Norge, 2025)

Stjørdal	481 895	469 640	-3 %
Steinkjer	448 378	455 233	2 %
Orkland	225 671	219 384	-3 %
Levanger	146 966	181 195	23 %
Namsos	188 165	180 815	-4 %
Verdal	158 348	174 605	10 %
Røros	160 913	158 000	-2 %
Oppdal	119 880	113 055	-6 %
Ørland	99 724	105 236	6 %
Nærøysund	70 182	72 085	3 %
Hitra	58 318	64 427	10 %
Midtre Gauldal	75 256	62 360	-17 %
Frøya	49 639	46 895	-6 %
Melhus	42 601	44 432	4 %

Nedenfor følger en oversikt over reiselivets verdiskapning i Hitra kommune fra 2015 til 2024, fordelt på to hovedkategorier; transport og formidling og reiselivet ellers. Reiselivets samlede verdiskaping i Hitra økte jevnt fra 2015 og nådde en topp i 2021. Siden disse enkeltpersonforetakene gjerne er registrert under en annen NACE-kode som ikke kan relateres til de fem delnæringene innen reiseliv, faller de derfor utenfor denne statistikken.



Figur 4-3 Oversikt over verdiskapning (i 1000 NOK, faste 2024-kroner) i Hitra kommune i fra 2015-2024 fordelt på kategoriene reiseliv ellers og transport og formidling[74].

Verken tallene presentert per fylke eller kommune tar hensyn til folketall, og sier ikke noe om det relative bidraget fra reiselivet til total verdiskapning. Statistikk for reiselivet fra 2023 viser at Hitra hadde totale skatteinntekt fra reiselivsnæringen nær 3,9 millioner kroner i 2023[75]. Skatteinntektene per innbygger var høyere enn flere av nabokommunene.

I 2024 var det anslått 124 lønnstakere i reiselivsnæringen i Hitra, som utgjør 4,5 prosent av alle lønnstakere i kommunen[76]. Det kan være flere som jobbet med reiseliv, ettersom enkelte aktører driver reiselivsvirksomhet som en tilleggsaktivitet. Dette gir likevel en indikasjon på reiselivet økonomiske betydning lokalt og regionalt. Utover dette foreligger det på nærværende tidspunkt ingen inngående oversikt over antall turister og omsetning hos de lokale reiselivsaktørene i Hitra kommune.

4.6 Påvirkning og konsekvens

4.6.1 0-altenativet

0-alternativet utgjør referansealternativet og representerer forventet utvikling av reiselivet dersom tiltaket ikke gjennomføres. Dette forstås i praksis som at Hitra 1 ikke fornyes da konsesjonen løper ut i 2030, og at kun dagens Hitra 2 vil bestå. En nærmere beskrivelse av dagens situasjon er gitt i seksjon 2.2.2.

Utviklingen av det regionale og lokale reiselivet påvirkes i stor grad av konjunkturer i den nasjonale og globale økonomien, som har direkte innvirkning på folks privatøkonomi og dermed deres reisevaner,

[74] (EY for Innovasjon Norge, 2025)
[75] (NHO Reiseliv; Menon Economics, 2024)
[76] (Innovasjon Norge, 2025)

både i forbindelse med fritids- og forretningsreiser. Økonomiske svingninger, som inflasjon, valutakursendringer og generell økonomisk usikkerhet kan dempe etterspørselen etter reiser, mens perioder med økonomisk vekst kan føre til økt aktivitet i sektoren. Uforutsette hendelser, som koronapandemien, har også vist hvor sårbar reiselivssektoren er for slike etterspørselssjokk.

Før pandemien opplevde norsk reiseliv en periode med sterk vekst, spesielt i utenlandsmarkedet, der interessen for naturbaserte opplevelser og lokalprodusert mat og drikke i Norge var stigende[77]. Under pandemien falt utenlandsmarkedet bort, men reiselivsbedrifter klarte å kompensere noe for bortfallet av internasjonale besøkende grunnet flere nordmenn ferierte i eget land. Nasjonalt viste det at økt betalingsvilje fra norske gjester, tilpasningsevne blant aktørene og nasjonale støttetiltak bidro til en lavere omsetningsnedgang enn først antatt. Dette var også gjeldende på Hitra, hvor verdiskapingen, presentert i seksjon Figur 4-3, viste at den lokale reiselivsnæringen klarte å opprettholde verdiskapingen i den perioden. Siden 2015 har verdiskapingen fra reiselivsnæringen økt jevnt, selv med eksisterende vindkraftverk på plass.

Menon Economics prognoserer at den norske reiselivssektoren vil nærme seg aktivitetsnivået fra før pandemien i løpet av 2025[78]. Verdiskapingsnivået presentert i seksjon 4.5, viser at reiselivsnæringen på Hitra ikke er tilbake på samme nivå som før pandemien (2019) enda, men opplever en økende vekst. Figuren viser at reiselivsnæringen på Hitra fortsatt ligger noe under nivået fra 2019, men verdiskapingen er igjen på vei oppover. Reiselivsaktører, både lokalt og nasjonalt, vil dermed kunne se en bedring i inntektsgrunnlaget i takt med en generell økonomisk gjenopphenting og en økende etterspørsel etter reise- og opplevelsestilbud.

Konsekvensen av 0-alternativet er per definisjon ubetydelig (0).

4.6.2 Verdivurdering

Lokalt reiseliv

Basert på kriteriene i Tabell 4-3 vurderes reiselivet på Hitra til å ha *middels verdi*. Kommunen har et bredt spekter av natur- og kystbaserte reiselivsaktiviteter, og næringen er godt etablert med både profesjonelle aktører og kombinasjonsbrukere. Kommunen tiltrekker seg både nasjonale og internasjonale gjester, særlig innenfor fisketurisme og fritidsbasert overnatting. Til tross for internasjonal tilstedeværelse og økt satsing på markedsføring og helårsturisme, har reiselivet først og fremst regional betydning. Hitra er ikke i seg selv en nasjonalt definert destinasjon, men inngår i et regionalt reiselivsprodukt i samarbeid med Frøya. Det finnes viktige attraksjoner og aktører, som Kystmuseet og Handelsstedet Hopsjø, og en voksende lokalmatprofil. Verdiskapingen og skatteinngangen fra reiselivet i kommunene er middels stor sammenlignet med andre kommuner i Trøndelag fylke. Samlet sett tilsier dette at reiselivets bidrag er betydelig for lokal økonomi og sysselsetting, men ikke i et omfang som tilsier nasjonal betydning.

Regionalt reiseliv

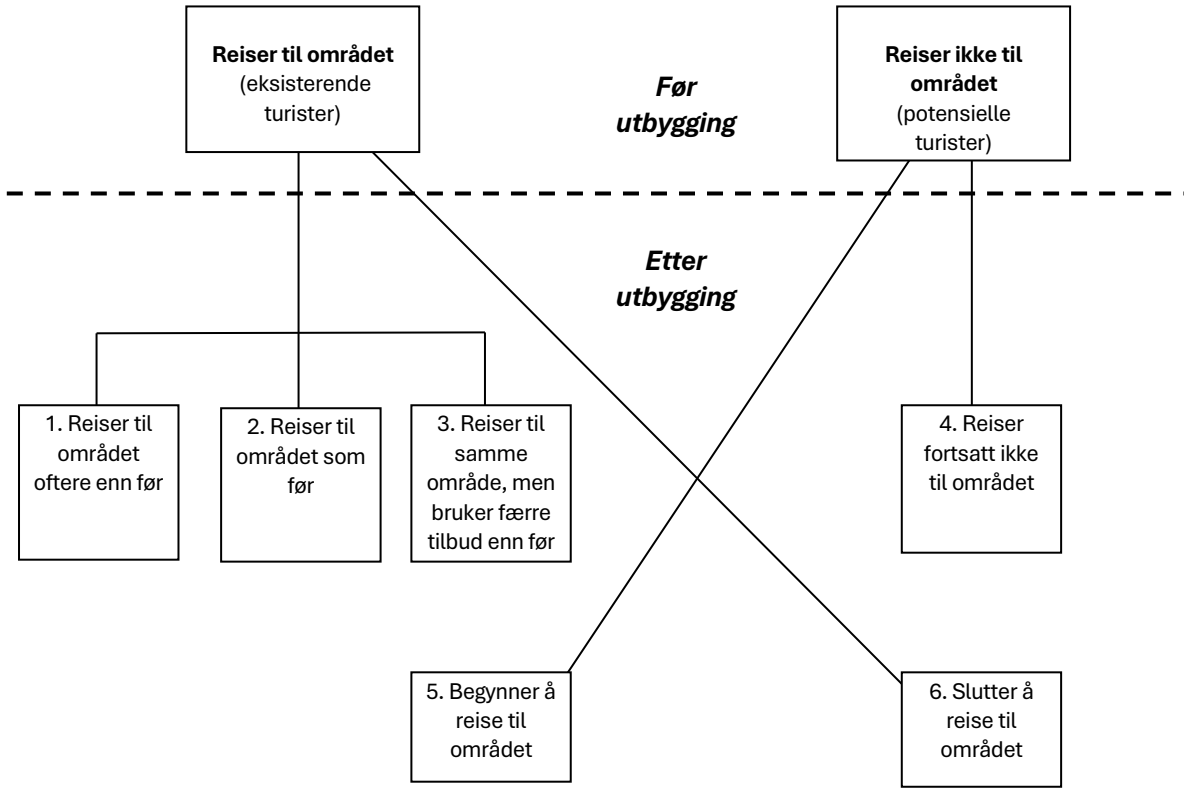
Trøndelag fylke har stor verdi som reiselivsdestinasjon med betydelige natur- og kulturbaserte attraksjoner, inkludert anerkjente reisemål som Nidarosdomen og Røros. Reiselivsnæringen kjennetegnes av et bredt spekter av næringsaktører, som bidrar til lokal sysselsetting og verdiskaping.

[77] (Erik Jakobsen et al., 2021)
[78] (Erik Jakobsen et al., 2021)

Trøndelag sitt natur- og kulturlandskap er vesentlige for å ivareta Norges reiselivsprofil og tiltrekker seg et bredt spekter av nasjonale og internasjonale turister, noe som forsterker regionens betydning i norsk reiseliv. Trøndelag har høy verdiskapning og mange sysselsatte i reiselivsnæringen. Reiselivet i Trøndelag vurderes her å ha *stor/svært verdi* jamført Tabell 4-3.

4.6.3 Litteraturgjennomgang

Konsekvensene på reiselivsnæringen, spesielt den naturbaserte delen av næringen, er nært forbundet med sosial aksept for vindkraft, landskapsinntrykk og opplevelsesverdi[79]. Det er en betydelig grad av usikkerhet knyttet til hvordan reiselivet vil reagere på vindkraftutbygging, særlig i områder hvor naturen er en viktig del av reiselivsopplevelsen. Konsekvensene av vindkraft kan være både direkte, som en nedgang i antall besøkende, og indirekte, som et redusert økonomisk potensial for reiselivsaktørene i området. Først når bruksmønstrene har stabilisert seg, vil de virkelige effektene bli tydeligere, inkludert eventuelle økonomiske konsekvens for reiselivsnæringen. En slik tankegang følger samme modell som brukes for å vurdere virkning av inngrep på friluftslivet (se DN-Håndbok 18-2001). Modellen justeres imidlertid ut fra at dette dreier seg om reiselivsvirksomhet, og negative virkninger derfor først oppstår når næringsaktørene får mindre inntekter fra besøkende.



Figur 4-4 Konseptualisering av mulige sammenheng mellom etablering av vindkraft og virkning på reiselivet i området.

En litteraturgjennomgang av studier om reiseliv og vindkraftverk viser at turister generelt har lavere aksept for vindkraftverk sammenlignet med andre typer fornybar energi, noe som hovedsakelig skyldes

[79] (Edita Tverijonaite & Anna Dóra Sæþórsdóttir, 2023)

de visuelle endringene og vindkraftverkets potensielle innvirkning på landskapets karakter[80]. Det er verdt å merke seg at turister og reiselivsaktører ofte viser sterkere motstand mot foreslåtte prosjekter enn mot de som allerede er etablert, noe som kan knyttes til en status quo-bias, der eksisterende tilstander foretrekkes fremfor endringer[81]. En studie fra Portugal fant at vindkraftverk hadde en større mulighet for å bli turistattraksjoner i landskap allerede preget av industriell aktivitet, spesielt i områder med lavt eller ingen kulturell eller naturmessig verdi [82].

NVE sin litteraturgjennomgang viser til at det i enkelte tilfeller er mulig å integrere vindkraftverk i reiselivet uten betydelige negative konsekvenser, spesielt når utbyggingen inngår i en bredere, helhetlig utviklingsstrategi[83] .Etterprøvingsstudie av vindkraftverkene på Smøla, Hitra, Midtfjellet og Ytre Vikna viser at de enkelte lokale overnattingsbedrifter nær tiltaket har opplevd en ubetydelig eller positiv økonomisk virkning. Dette divergerer fra de antatt negative konsekvensene for reiselivet i konsekvensutredningene av hvert tiltak, hvor påvirkning på friluftslivet var vektet høyt[84]. Studien viser også at turistenes individuelle oppfatninger av vindkraftverk og fokus på omgivelsene kan ha avgjørende betydning for hvordan vindkraft oppleves. Dette kan variere mellom norske og utenlandske turister. Reiselivsaktiviteter som fokuserer på natur- og landskapsopplevelser kan være mer sårbare for slike inngrep [85]. En studie som sammenlignet reiselivsnæringen i Smøla og Frøya viser at vindkraftutbyggingen har hatt en positiv og diversifiserende effekt på reiselivsnæringen på Smøla, særlig gjennom høy aktivitet i anleggsfasen og en generell vekst også etter ferdigstillelse[86]. Studien peker på at denne utviklingen på Smøla henger sammen med at vindkraftutbyggingen, som var det første store vindkraftverket i Norge, og reiselivet inngikk i en samlet, kommunal strategi.

Selv om forskningen i hovedsak indikerer at vindkraftverk har begrenset betydning for turistenes valg av reisemål, viser enkelte studier at selv mindre endringer i besøksnivå kan ha merkbare økonomiske konsekvenser lokalt, særlig i områder med høy avhengighet av naturbasert turisme[87]. NVE understreker behov for mer kunnskap om hvordan vindkraftutbygging påvirker reiselivsnæringen, særlig segmenter som kan være sårbare for slike inngrep[88]. Det understrekes at etterprøving av flere vindkraftutbygginger kan bidra til et mer robust kunnskapsgrunnlag om samlede virkninger under ulike lokale forhold. Videre fremhever NVE at det er begrenset kunnskap om hvordan vindkraftutbygging kan påvirke Norges omdømme som reiselivsdestinasjon.

Erfaringer fra vindkraftverkene på Hitra

Erfaringene fra Hitra 1 er godt dokumentert gjennom både etterundersøkelsene i konsesjonsgrunnlaget for Hitra 2 (gjennomført av Agenda Utredning) og den nasjonale etterprøvingsstudien fra Norconsult og Agenda Kaupang. I motsetning til konsekvensutredningen for Hitra 1 fra 1999, som vurderte konsekvensen for reiselivet sammen med friluftsliv og vektla visuelle inngrep og tap av uberørt natur, ser etterprøvingsstudiene i større grad på de faktiske økonomiske virkningene for reiselivsnæringen. Studiene viser et tydelig bilde av at vindkraftverket hadde liten eller ubetydelig påvirkning på

[80] (Sæþórsdóttir et al., 2018; Frantál & Kunc, 2011)
[81] (Samuelson & Zeckhauser, 1988).
[82] (Silva & Delicado, 2017).
[83] (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2022)
[84] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)
[85] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)
[86] (Bjerkestrand, 2010)
[87] (Broekel & Alfken, 2015; Riddington et al., 2010, Frantál & Kunc, 2011; Warren & McFadyen, 2010).
[88] (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2022).

reiselivsnæringen på Hitra, både i anleggs- og driftsfasen. Konklusjonen fra konsekvensutredningen av Hitra 1 var at vindkraftverket ville ha liten påvirkning på turisttrafikken.

I etterundersøkelsen fra 2010 oppga 9 av 10 reiselivsaktører på Hitra at vindkraftverket ikke har hatt målbare negative konsekvenser for turisme eller omsetning. Turistene var i stort sett positive eller likegyldige til vindkraftverket, noe som samsvarte med funnene i etterprøvingsstudien fra 2016, men dette varierte noe med turistenes nasjonalitet. De intervjuede aktørene oppgir at avstanden mellom vindkraftverket og kystnære besøksmål gjorde at vindparken verken ble oppfattet som særlig forstyrrende eller sjenerende for turister[89].

I 2006 gjennomførte analyseselskapet Centio en omdømmeundersøkelse blant både fastboende og hytteeiere på Hitra, som viste en generelt positiv holdning (63 prosent av respondentene) til utvidelse av vindparken på Hitra (Hitra 2) så lenge dette skjedde i tilknytning til eksisterende anlegg, og at motstanden var lavere blant fastboende enn blant hytteeiere. Vindkraft ble i liten grad nevnt som en bekymring sammenlignet med andre lokale forhold. I etterundersøkelsen gjennomført av Agenda utvikling, svarte respondentene at Hitra 1 var stort sett akseptert av befolkningen, selv om noen fortsatt er skeptiske. Det var generell enighet også da at en eventuell utvidelse av vindparken (i form av Hitra 2) var akseptabel så lenge den skjedde i tilknytning til eksisterende anlegg på fjellet og i god avstand fra bebyggelse. Mange uttrykte dessuten ønske om å åpne adkomstveien for å gjøre området mer tilgjengelig for publikum. Enkelte aktører oppga også at vindkraftetableringen bidro til økt oppmerksomhet rundt kommunen og at besøksinteressen for selve vindparken hadde en viss positiv effekt.

I anleggsperioden for Hitra 1 ble det heller ikke registrert negative effekter på turisttrafikken. Ingen lokale reiselivsaktører rapporterte om bortfall av gjester eller klager fra turister knyttet til anleggsarbeidet. Tvert imot gav anleggsperioden enkelte positive ringvirkninger: lokale hoteller med tilstrekkelig kapasitet opplevde økt omsetning ved utleie til anleggsarbeidere og teknisk personell.

Dette er i tråd med funnene i studien til Norconsult og Agenda Kaupangs studie som omfatter flere vindkraftutbygginger i Norge. Studien viser at vindkraftutbygginger i begrenset grad gir økt omsetning i reiselivsnæringen, og at eventuelle positive effekter i hovedsak tilfaller overnattingssteder med tilstrekkelig kapasitet til å ta imot anleggsarbeidere. Denne effekten vil mest sannsynlig være gjeldende for nye Hitra 1, da lokale overnattingssteder ble benyttet under utbyggingen av dagens Hitra 1 og 2.

Etter at Hitra 1 kom i drift i 2004, fortsatte turisttrafikken til Hitra å øke betydelig. Etterundersøkelsen fant ingen indikasjoner på at vindparken har skremt bort besøkende eller redusert reiselivsaktiviteten – alle de 20 intervjuede turistbedriftene mente at vindkraftverket overhodet ikke har påvirket turistnæringen negativt[90]. Ingen av aktørene hadde hørt klager fra tilreisende om turbinenes tilstedeværelse; derimot kunne flere fortelle at turister uttrykte ønske om å besøke selve vindparken som en attraksjon. Hovedkonklusjonen i 2010-undersøkelsen var derfor at vindparken på Eldsfjellet ikke har hatt noen målbar innflytelse på turiststrømmene, verken i negativ eller positiv retning, noe som underbygges av at turisttrafikken økte etter etableringen. Denne konklusjonen bekreftes av etterprøvingsstudien i 2016, som slår fast at ettervirkningene av Hitra 1 for reiselivsbedriftene har vært små eller ubetydelige.

[89] (Agenda Utredning og Utvikling AS, 2010)
[90] (Agenda Kaupang og Norconsult, 2016)

I denne utredningen har konsulterte interessenter uttrykt at de ikke forventer betydelige konsekvenser for reiselivsnæringen som følge av nye Hitra 1. De viser til at verken Hitra 1 eller Hitra 2 har medført merkbare negative virkninger for den lokale reiselivsnæringen, og at tidligere utbygginger tvert imot har bidratt til økt omsetning og aktivitet, primært innen overnattingsvirksomhet. Utbyggingene har også vært med på å sikre helårssysselsetting i reiselivet på Hitra, for riktignok en begrenset periode.

4.6.4 Vurdering av tiltakets påvirkning på lokalt og regionalt reiseliv

Anleggsfasen

Konklusjonene fra både konsekvensutredningene og etterprøvingsstudiene for Hitra 1 og Hitra 2 viser at etableringen av vindkraftverkene har medført liten eller ubetydelig negativ påvirkning på reiselivsnæringen, selv i en situasjon der det ble gjort nye inngrep i tidligere urørt natur. Nye Hitra 1 innebærer ikke en utvidelse eller ny lokalisering, men en reetablering innenfor et allerede nedbygd landskap. Tiltaket baserer seg i stor grad på eksisterende infrastruktur og arealer, med begrenset behov for ytterligere arealinngrep i naturmiljøer. Gitt at tidligere utbygginger med større arealpåvirkning hadde marginal effekt på reiselivet, tilsier dette at konsekvensene av en reetablering vil være enda mindre.

Anleggsarbeidet vil føre til midlertidige forstyrrelser i form av blant annet støy, trafikk og landskapsinngrep, som kan ha en svekkende effekt på friluftslivet og naturbaserte reiselivsaktiviteter. Her henvises det videre til tema friluftsliv for en mer detaljer vurdering av tiltakets konsekvens på friluftsliv. Den faktiske innvirkningen på omsetning og turistbesøk kan imidlertid variere avhengig av lokale tilpasninger og turistgruppenes aksept for slike inngrep. Dette kan medføre kortvarige ulemper for turister som benytter nærliggende friluftsområder, men etter erfaringene fra etableringen av eksisterende Hitra 1 forventes ikke dette å gi målbare utslag for reiselivsnæringen. Under Hitra 1 ble det ikke registrert endringer i omsetning eller besøkstall som følge av anleggsarbeidet, og aktørene rapporterte heller ikke om negative økonomiske effekter i anleggsperioden, snarere positiv effekt hos overnattingssteder på Hitra. Et betydelig antall ansatte og innleide arbeidere skal innkvarteres og bespises. For nye Hitra 1 vil dette kunne bety ekstra inntekter til hoteller, campingplasser med utleiehytter og lokale spisesteder i byggeårene. Disse ringvirkningene er positive, men midlertidige. Når anleggsarbeidet avsluttes, forventes denne ekstra etterspørselen å falle bort, slik man også erfarte etter anleggsfasen for Hitra 1.

Det er det svært vanskelig å kvantifisere eventuelle økonomiske virkninger tiltaket måtte ha på reiselivet i både tiltakskommunene og tilgrensende nabokommuner. Eventuelle positive virkninger knyttet til økt etterspørsel etter overnatting er allerede inkludert i vurderingen av næringsliv i kapittel 3.3, og er derfor ikke medregnet her for å unngå dobbeltelling. Virkningen på reiselivet i Hitra kommune vurderes dermed å ha *ubetydelig (0)* konsekvens i anleggsfasen.

Driftsfasen

Nye Hitra 1 innebærer en erstatning av dagens Hitra 1. Hitra 2 allerede er etablert innenfor planområdet, med idriftsettelse i 2019 og konsesjon til 2044[91]. Vindkraftverk inngår dermed som en eksisterende del av landskaps- og opplevelsesgrunnlaget i området, noe som begrenser tilleggsbelastningen og

[91] (Norges vassdrags-og energidirektorat, 2020)

reduserer omfanget av visuelle og opplevelsesmessige endringer ved en eventuell reetablering av Hitra 1. For en nærmere beskrivelse av landskapsvirkningene vises det til fagrapport om landskap.

Erfaringer fra Hitra og tilgjengelige etterprøvingsstudier viser at eksisterende vindkraftverk ikke har svekket områdets attraktivitet som reisemål. Hitra kommune har over tid gjennomført betydelige reiselivssatsinger og utviklet reiselivsnæringen til tross for tilstedeværelsen av vindkraftverkene, noe som indikerer en viss robusthet i næringen. Lokale reiselivsaktører rapporterer ikke om negative virkninger på omsetning eller etterspørsel over tid, og vindkraftverkene har vært en del av landskapsbildet i flere år, slik at besøkende i stor grad er kjent med slike inngrep.

Nye Hitra 1 vil ha færre turbiner enn dagens Hitra 1, men med økt turbinhøyde. Lysmerking av turbinene om natten representerer et nytt visuelt element, og blinkende lys kan oppleves som forstyrrende for enkelte besøkende.

Samlet sett vurderes tiltakets å ha en *ubetydelig konsekvens* (0) for reiselivet i Hitra kommune, i driftsfasen. Etterprøvingsstudiene viser at Hitra 1 ikke har gitt målbare utslag i omsetning eller besøksgrunnlag for lokale reiselivsaktører, og det er ingen indikasjoner på at en reetablering vil endre dette bildet, særlig ettersom Hitra 2 fortsatt vil inngå i området.

Det er heller ikke ventet at tiltaket vil få særlige konsekvenser for det regionale reiselivet, verken i anleggs- eller driftsfasen, og dette vurderes følgelig til ubetydelig konsekvens (0).

Eventuelle konsekvenser for reiselivet vil i praksis først kunne påvises dersom næringen opplever økonomiske tap, enten gjennom færre turister eller lavere betalingsvilje. Dersom slike tap oppstår, er det imidlertid ikke nødvendigvis tiltaket i seg selv som er årsaken. Tapene kan også skyldes andre faktorer, som for eksempel ettervirkninger av pandemien eller endringer i norsk og global økonomi.

4.7 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak som omfatter reiseliv, er nært knyttet til både natur- og kulturlandskap. Derfor kan avbøtende tiltak foreslått under temaene landskap, kulturmiljø, naturmangfold og friluftsliv ha en positiv innvirkning på reiselivet. Det er også viktig å vurdere hvordan lokale reiselivsbedrifter har og eventuelt kan tilpasse seg eksisterende og fremtidig vindkraftutbygging, og hvilke alternativer som finnes for å møte eventuelle tap i turistbesøk.

For reiselivet bør tiltakene bidra til å sikre at den visuelle og tekniske tilstedeværelsen av vindkraftverket oppleves som minst mulig forstyrrende. Dette gjelder spesielt valg av løsning for lysmerking, der varslede og minst mulig påtrengende løsninger vurderes som det viktigste avbøtende tiltaket av reiselivsaktører, kommune, næringsforening og fylkeskommune. Videre bør det legges til rette for at veier og stier holdes åpne og i god stand, slik at tiltaket minimerer påvirkningen på naturopplevelser, jakt- og fiskebaserte tilbud og etablerte ferdselsårer.

4.8 Usikkerhet

Usikkerheten knytter seg i hovedsak til den praktiske gjennomføringen av anleggsfasen, herunder omfang av anleggstrafikk, tidsplan, m.m, da detaljene rundt dette ikke foreligger på nåværende tidspunkt. Det er også usikkerhet rundt hvordan lysmerking kan påvirke den lokale reiselivsnæringen.

Datagrunnlaget for denne utredningen vurderes som svært godt, ettersom det foreligger etterprøvingsstudier av reiselivet ved etableringen av eksisterende Hitra 1. Reiselivets verdi og

sensitivitet anses å være tilstrekkelig vurdert, selv om ikke alle reiselivsaktører nødvendigvis er fanget opp i tilgjengelig statistikk eller kartlagt under seksjon 4.5, og grunnlaget for verdisetting er dermed vurdert å være godt.

4.9 Oppfølgende undersøkelser

Det er ikke foreslått oppfølgende undersøkelser.

4.10 Synergieffekter infrastruktur

I henhold til utredningskrav omtalt i kapittel 2.6, er det gjort en kort vurdering av eventuelle synergieffekter knyttet til etablering av infrastruktur som følge av tiltaket. Siden prosjektet i stor grad er tiltenkt å benytte eksisterende anleggsstruktur og arealbruk, vil behovet for ny teknisk infrastruktur være noe mer begrenset.

Prosjektet er planlagt med flere skadebegrensende tiltak som gir positive effekter også sett i lys av synergieffekter (jf. kapittel 2.4). Blant annet er nye Hitra 1 dimensjonert slik at eksisterende nettilknytning kan benyttes uten behov for ny eller oppgradert kraftledning. Turbinplasseringer er lagt nært opp til eksisterende veger og installasjoner, og riggarealer, mellomlagring og massetak gjenbrukes i stor grad. Disse tiltakene minimerer behovet for nye inngrep og reduserer både kostnader og miljøbelastning. Samtidig gjør de det mulig å effektivisere tilbakeføring og revegetering av arealer som ikke lenger skal benyttes, blant annet ved gjenbruk av toppjord fra byggefasen.

Tiltaket medfører først og fremst gjenbruk av tidligere utbygde områder og bygningsmasse, så nye naturinngrep og forstyrrelser unngås i stor grad. Lona-besøkshytta er et kommunalt initiativ på Hitra for å styrke det lokale friluftstilbudet i nedenfor dagens vindpark. Hytta er delvis finansiert gjennom avtalen for Hitra 2[92]. Prosjektet er utviklet i samarbeid med SPINN arkitektur og Format Engineers og hytta er skissert med vekt på "møte mellom natur og vindkraftteknologi" i området[93]. Den planlegges som en enkel dagsturhytte for turgåere, syklister og andre natursøkere, lokalisert inntil den eksisterende vindparken. Erfaringer fra Hitra viser at nye adkomstveier i forbindelse med de eksisterende vindparkene har gjort naturområdene mer tilgjengelige for fotturer, jakt, sykling, m.m i planområdet[94]. Funnene fra Smøla tyder på at en helhetlig, kommunal strategi som samordner reiselivssatsing og vindkraftutbygging kan gi positive utviklingseffekter for lokalt reiseliv[95].

[92] Informasjon intervju med kommunen
[93] https://www.spinnark.no/kultur/lona-dagsturhytte
[94] Informasjon fra intervju med aktører
[95] (Bjerkestrand, 2010)

5 Samlet vurdering

Tabellen nedenfor sammenfatter konsekvensene for lokal og regional sysselsetting, kommuneøkonomi og reiseliv i anleggsfasen og driftsfasen.

Tabell 5-1 Oppsummering av konsekvenser for temaet lokalt og regionalt næringsliv

Næringsliv og sysselsetting	**Anleggsfasen**	**Driftsfasen**
Hitra kommune	Middels positiv (++)	Liten positiv (+)
Trøndelag fylke	Liten positiv (+)	Ubetydelig (0)
Kommuneøkonomi	**Anleggsfasen**	**Driftsfasen**
Hitra kommune	Ikke vurdert[96]	Middels positiv (++)
Reiseliv	**Anleggsfasen**	**Driftsfasen**
Hitra kommune	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)
Trøndelag fylke	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)

Sammenligning av alternativer
Det er gjort en sammenligning av dagens Hitra 1 mot nye Hitra 1, formelt sett via en mellomliggende sammenligning av nullalternativet/referansetilstanden mot dagens situasjon (alt. NÅ). Dette er en forenklet vurdering som ligger utenfor det fastsatte utredningsprogrammet.

Næringsliv og sysselsetting, anleggsfasen
Alternativ NÅ representerer en driftssituasjon uten anleggsaktivitet, og har følgelig ingen konsekvens i anleggsfasen sammenlignet med nullalternativet. Dekommisjoneringen som inngår i nullalternativet vil riktignok utløse en kortvarig aktivitetsimpuls (anslagsvis 30–40 sysselsatte over tre til seks måneder, med en dekommisjoneringskostnad på 62 MNOK), men denne aktiviteten er av begrenset omfang og med lavere lokal andel enn nybygging, da den i hovedsak utføres av spesialiserte aktører utenfra. Forskjellen mellom alternativ 1 og alternativ NÅ i anleggsfasen tilsvarer dermed i praksis fullt ut konsekvensgraden for alternativ 1.

Næringsliv og sysselsetting, driftsfasen
For næringsliv og sysselsetting innebærer dagens situasjon (alt. NÅ) at både Hitra 1 og Hitra 2 er i drift. Nullalternativet (alternativ 0) innebærer at Hitra 1 ikke fornyes og kun Hitra 2 består. Forskjellen mellom alternativ NÅ og alternativ 0 er begrenset for næringsliv og sysselsetting, ettersom de direkte sysselsettingsvirkningene fra drift av dagens Hitra 1 er små (tre årsverk), og driften av dagens Hitra 2 vil fortsette (samdriftseffekt). Differansen mellom dagens Hitra 1 (alt. NÅ) og nye Hitra 1 (alt. 1) vurderes som ubetydelig.

Kommuneøkonomi

[96] Det er ikke gjennomført en kvantitativ vurdering av kommuneøkonomiske virkninger i anleggsfasen, herunder eiendomsskatt og produksjonsavgift, da dette avhenger blant annet av anleggsgjennomføringen og er beheftet med usikkerhet

For kommuneøkonomien er forskjellen større, da bortfall av Hitra 1 innebærer tap av eiendomsskatt og produksjonsavgift fra dette anlegget. Dagens Hitra 1, med en midlere årsproduksjon på 126 GWh[97], som med dagens sats på 2,42 øre/kWh gir over 3 millioner kroner i produksjonsavgift og 3,5 millioner kroner i eiendomsskatt (jf. Tabell 3-8). Samlet tilsvarer dette om lag 1,8 prosent av netto kommunale driftsutgifter for 2024. Nye Hitra 1 forventes å gi årlige inntekter på 15,7 millioner kroner de første ti årene, som tilsvarer 3,1 prosent av netto driftsutgifter (middels positiv, ++). Forskjellen mellom nye Hitra 1 og dagens situasjon vurderes som liten positiv (+), ettersom nye Hitra 1 gir et netto høyere inntektsbidrag enn det dagens aldrende anlegg genererer.

Reiseliv

For reiseliv er forskjellen ubetydelig, ettersom Hitra 2 uansett vil være til stede i landskapet og erfaringer viser at vindkraftverkene ikke har hatt målbare virkninger på reiselivets økonomi. Med tanke på samlet belastning kan Nye Hitra 1 i stor grad sies å videreføre en samlet belastning som alt er til stede i dagens situasjon. Konsekvensen av alternativ NÅ vurderes også som ubetydelig, og forskjellen mellom nye Hitra 1 og dagens situasjon er følgelig ubetydelig for både Hitra kommune og Trøndelag fylke. Tabellen nedenfor sammenfatter konsekvensene for lokal og regional sysselsetting, kommuneøkonomi og reiseliv i driftsfasen og sammenligner de forskjellige alternativene. Det er formelt og teknisk ikke mulig å videreføre dagens anlegg uendret.

Tabell 5-2 Oppsummering av konsekvenser for temaet lokalt og regionalt næringsliv i drift og sammenligning med dagens situasjon

DRIFTSFASEN				
Tema	**Alt. 0 Etter fjerning av dagens Hitra 1**	**Alt. 1 Nye Hitra 1 bygd og dagens Hitra 1 fjernet**	**Alt. NÅ Dagens situasjon med dagens Hitra 1**	**Alt. 1 minus Alt. NÅ Forskjell dagens Hitra 1 og Nye Hitra 1**
Næringsliv og sysselsetting				
Hitra kommune	Ingen konsekvens	Liten positiv (+)	Liten positiv (+)	Ubetydelig (0)
Trøndelag fylke	Ingen konsekvens	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)
Kommuneøkonomi				
Hitra kommune	Ingen konsekvens	Middels positiv (++)	Liten positiv (+)	Liten positiv (+)
Reiseliv				
Hitra kommune	Ingen konsekvens	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)
Trøndelag fylke	Ingen konsekvens	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)	Ubetydelig (0)

[97] Hentet fra NVE sin *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet 29.01.2026

6 Referanser

Agenda Kaupang og Norconsult. (2016). Samfunnsmessige virkninger av vindkraftverk- en etterprøving av fire vindkraftverk.

Agenda Utredning og Utvikling AS. (2010). Etterundersøkelse og konsekvensutredning for Hitra vindpark. Samfunnsmessige virkninger.

Aas, Ø., Museth, J., & Tangeland, T. (2006). Konsekvensutredning: 420 kV kraftledning Sima-Samnanger. NINA.

Asplan Viak for Innovasjon Norge. (2022). Reiselivets verdiskapning. Innovasjon Norge.

Bjerkestrand, Erlend. (2010). Vindkraft og reiselivsnæring - konflikt eller samspill? En komparativ studie av reiselivsnæringen i Smøla og Frøya. Masteroppgave i samfunnsgeografi, samfunnsvitenskapelig fakultet. Universitetet i Bergen.

Broekel, T., & Alfken, C. (2015). Gone with the wind? The impact of wind turbines on tourism demand. Energy Policy, 86, 506–519. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.005

Data for utbygde vindkraftverk i Norge—NVE. (2025). Hentet 8. november 2025, fra https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/

Edita Tverijonaite & Anna Dóra Sæþórsdóttir. (2023, september). Tourism and onshore wind turbines – literature review. https://www.ramma.is/media/ra5/Wind_tourism_lit_review_2023_final.pdf

Energidepartementet. (2024, mai 14). Tilskotsordningar til natur, friluftsliv og reindrift i område med vindkraftverk [Pressemelding]. https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/2.tilskotsordningar-til-natur-friluftsliv-og-reindrift-i-omrade-med-vindkraftverk/id3038637/

Erik Jakobsen, Endre K. Iversen, Live Nerdrum, & Mathie Rødal. (2021, november 20). Norsk reiseliv før, under og etter pandemien. Menon Economics. https://www.menon.no/publication/norsk-reiseliv-for-under-og-etter-pandemien/

EY for Innovasjon Norge. (2025). Verdiskapingen i norsk reiseliv i 2024 slår rekorder.

Finansdepartementet. (2023, oktober 6). Prop. 2 LS (2023–2024) [Proposisjon]. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-2-ls-20232024/id2998793/

Fjord Norway. (2025, 10). Se og gjøre. Hentet fra https://www.fjordnorway.com/no/se-og-gjore?regions=the-stavanger-region&attractions=bryne

Frantál, B., & Kunc, J. (2011). Wind turbines in tourism landscapes: Czech experience. Annals of Tourism Research, 38(2), 499–519. https://doi.org/10.1016/j.annals.2010.10.007

Hitra kommune. (2022). Strategi for attraktivitet og verdiskaping. https://www.hitra.kommune.no/samfunnsutvikling/attraktivitet-og-verdiskaping/

Hitra kommune. (2024). Handlings- og økonomiplan 2025–2028.

Hitra kommune. (2024). Hitra i tall 2024. https://www.hitra.kommune.no/nyheter/hitra-i-tall-2024/

Hitra kommune. (2025). Eiendomsskatteliste 2025. https://www.hitra.kommune.no/nyheter/kunngjoring-eiendomsskatteliste-2025/

Inger Cathrine Kann, Therese Dokken, Johannes Sørbø, & Jun Yin. (2018). Geografisk og yrkesmessig mobilitet blant arbeidsledige | Arbeid og velferd. https://arbeidogvelferd.nav.no/journal/2018/1/p-3512/Geografisk_og_yrkesmessig_mobilitet_blant_arbeidsledige

Innovasjon Norge. (2025, 10). Overnattingsstatistikk. https://reiseliv.innovasjonnorge.no/seksjon/overnattingsstatistikk

Innovasjon Norge. (2025, 10). Sysselsatte i reiselivet. https://reiseliv.innovasjonnorge.no/seksjon/sysselsatte-i-reiselivet

Lovdata. (u.å.). Lov om eigedomsskatt til kommunane (eigedomsskattelova). Hentet 6. november 2024, fra https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-06-29

Lovdata. (2021). https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60

Miljødirektoratet. (2025). Håndbok om konsekvensutredning av klima og miljø | M-1941.

NAV. Arbeids- og velferdsetaten. (2025). Hentet fra Hovedtall om arbeidsmarkedet: https://www.nav.no/no/nav-og-samfunn/statistikk/arbeidssokere-og-stillinger-statistikk/hovedtall-om-arbeidsmarkedet

NHO Reiseliv; Menon Economics. (2024, 09 05). Tall og fakta om norsk reiseliv. https://www.nhoreiseliv.no/tall-og-fakta/tall-og-fakta-om-norsk-reiseliv/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2022). Hentet fra https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/skatt/#:~:text=Om%20skatt%20og%20vindkraftverk

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2022, april 11). Reiseliv—NVE. https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/reiseliv/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2024, april 10). Så mye får vindkraftkommunene utbetalt—NVE. https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/saa-mye-faar-vindkraftkommunene-utbetalt/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2024). Kostnader for kraftproduksjon. https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2024). Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon.

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2025, 10 29). Data for utbygde vindkraftverk i Norge. https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2025, 10 16). Produksjonsavgift for vindkraftverk på land. https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/produksjonsavgift-for-vindkraftverk-paa-land/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (u.å.). Verdiskapning—NVE. Hentet 9. november 2024, fra https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/verdiskapning/

Norges vassdrags-og energidirektorat. (2020). Konsesjonssak. Hentet fra https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?type=A-6&id=34

Regjeringen. (2023). Prop. 2 LS (2023–2024) – Grunnrenteskatt på landbasert vindkraft. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-2-ls-20232024/id2998793/

Regjeringen. (2025). Kommunesammenslåinger i kommunereformen. https://www.regjeringen.no/no/tema/kommuner-og-regioner/kommunestruktur/nye-kommuner/id2470015/

Riddington, G., McArthur, D., Harrison, T., & Gibson, H. (2010). Assessing the economic impact of wind farms on tourism in Scotland: GIS, surveys and policy outcomes. International Journal of Tourism Research, 12(3), 237–252. https://doi.org/10.1002/jtr.750

Samuelson, W., & Zeckhauser, R. (1988). Status quo bias in decision making. Journal of Risk and Uncertainty, 1(1), 7–59. https://doi.org/10.1007/BF00055564

Silva, L., & Delicado, A. (2017). Wind farms and rural tourism: A Portuguese case study of residents' and visitors' perceptions and attitudes. Moravian Geographical Reports, 25(4), 248–256. https://doi.org/10.1515/mgr-2017-0021

Skatteetaten. (2026). Avgift på vindkraft. https://www.skatteetaten.no/satser/vindkraft/?year=2026#rateShowYear

Smaker fra øyriket. (2025). https://www.smakerfraoeyriket.no/produsenter/

SSB. (2025). 03174: Eksisterende bygningsmasse. https://www.ssb.no/system/

Statistisk sentralbyrå. (2025). Fritidsbygninger på kartet. https://kart.ssb.no/wayfinder/default?x=10.697682&y=61.511839&z=7.4&topic=067ef95c-ed6e-78cf-8000-e5dbea463983

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Arbeidskraftkostnader: https://www.ssb.no/statbank/table/07685/

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Befolkning: https://www.ssb.no/statbank/table/07459/

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Kommuneregnskap: https://www.ssb.no/statbank/table/12137/

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Lønnstakere: https://www.ssb.no/statbank/table/11619/

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Virksomheter: https://www.ssb.no/statbank/table/10309/

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Nasjonale befolkningsframskrivinger: https://www.ssb.no/statbank/table/11668/

SSB. Statistisk sentralbyrå. (2025). Tabell 12817: Foreløpige tall for antall foretak m.m. https://www.ssb.no/statbank/table/12817/tableViewLayout1/

Sæþórsdóttir, A. D., Ólafsdóttir, R., & Smith, D. (2018). Turbulent times: tourists' attitudes towards wind turbines in Iceland. International Journal of Sustainable Energy, 37(9), 886–901. https://doi.org/10.1080/14786451.2017.1388236

Trøndelag fylkeskommune. (2019). Faktafredag – Nye kommuner i 2020. https://www.trondelagfylke.no/

Trøndelag fylkeskommune. (2021). Fylkeskommunens rolle og regionalt reiselivsoppdrag. https://www.trondelagfylke.no/

Trøndelag fylkeskommune. (2025). Trøndelag i tall. https://trondelagitall.no/statistikk/

Tverijonaite, E., & Sæþórsdóttir, A. D. (2020). Interrelationships of onshore wind farms with tourism and recreation. https://www.ramma.is/media/rannsoknir/Wind_tourism_lit_review_final.pdf

Visit Hitra. (u.d.). https://www.visithitra.no/

Visit Norway. (2024, 09 16). Reiselivets verdiskaping i Norge. https://business.visitnorway.com/no/markedsinnsikt/

Visit Norway. (2025). Visit Norway – Trøndelag. https://www.visitnorway.com/places-to-go/trondelag/

Warren, C. R., & McFadyen, M. (2010). Does community ownership affect public attitudes to wind energy? Land Use Policy, 27(2), 204–213. https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2008.12.010

Fagrapport:

Eiendomsverdi

Statkraft

Menon Economics

RAPPORT

Utredning eiendomsverdi Nye Hitra 1



Foto: iStock/BPHOTO

Av Markus Lund Andersen, Frida Aulie, Jorid Hoel, Piotr Śpiewanowski og Even Winje

Menon-publikasjon Nr. 150

2025

Forord

På oppdrag for Statkraft har Menon Economics anslått hvordan en fornyelse av Hitra 1 vindkraftverk kan påvirke verdien av boliger og fritidsboliger i nærområdet.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje, mens Piotr Śpiewanowski har vært prosjektleder. Markus Lund Andersen, Frida Aulie og Jorid Hoel har vært prosjektmedarbeidere. Øyvind Handberg har vært kvalitetssikrer.

Vi takker Statkraft for et spennende oppdrag. Menon står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

Desember 2025

Even Winje
Prosjektansvarlig
Menon Economics

Desember 2025

Piotr Śpiewanowski
Prosjektleder
Menon Economics

Om Menon Economics

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et konsulentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt.

Les mer om vårt arbeid på menon.no.

Om Statkraft

Statkraft er et norsk, statlig eid energiselskap etablert i 1895. Selskapet er Europas største produsent av fornybar energi og har virksomhet innen vannkraft, vindkraft, solkraft og energihandel. Statkraft har aktivitet i over 20 land og eies av den norske stat gjennom Nærings- og fiskeridepartementet.

Innhold

Sammendrag 4

1 Innledning og bakgrunn 5

2 Beskrivelse av influensområdet 7

2.1 Influensområdet 7
2.2 Influensområdet under Nye Hitra 1 9
2.3 Andre bygninger i influensområdet 16
2.4 Omfang av eiendommer påvirket av Nye Hitra 1 16

3 Analyse av effekter på eiendomsverdier 18

3.1 Kort om eiendomsmarkedet på Hitra og i Heim kommune 18
3.2 Metode for å vurdere effekten av Nye Hitra 1 på eiendomsverdier 19
3.3 Prissetting av effekten på bolig og fritidsboliger 20
3.4 Andre virkninger på eiendomsverdier 31

4 Samlet virkning på eiendomsmarkedet 35

5 Referanseliste 38

6 Vedlegg A: Kategorisering av bygninger 43

7 Vedlegg B: Intervjuer av eiendomsmeglere 44

8 Vedlegg C: Verdioverføring 47

Sammendrag

Menon Economics har vurdert hvordan en utbygging av Nye Hitra 1, bestående av inntil 15 vindturbiner med en anslått høyde på 220 meter, kan påvirke eiendomsverdier i omkringliggende områder. Vurderingen er gjennomført opp mot et nullalternativ, der eksisterende Hitra 1 dekommisjoneres, mens Hitra 2, lokalisert i samme område, videreføres frem til 2045. Analysen baserer seg i hovedsak på anslag fra relevant forskningslitteratur om vindkraftanleggs påvirkning på eiendomsverdier, og er supplert med stedsspesifikke vurderinger innhentet fra lokale eiendomsmeglere på Hitra.

Influensområdet omfatter opp mot 1000 eiendommer, men få boliger og fritidsboliger vil få endret eksponering

Vår analyse av vindkraftverkets influensområde har identifisert 419 boliger og 571 fritidsboliger innenfor en radius på 10 km. Forskningen peker imidlertid på at verdipåvirkningen er begrenset til om lag 5 km. Innenfor denne radiusen har vi identifisert 44 boliger og 104 fritidsboliger. Påvirkningen fra nye Hitra 1 er svært begrenset ettersom utbyggingen i all hovedsak berører eiendommer som allerede er eksponert for turbinene til Hitra 2, som i stor grad vil omkranse turbinene til Nye Hitra 1. Antallet boliger og fritidsboliger innenfor 5 km som får kortere avstand til nærmeste turbin er begrenset til 21 boliger og 26 fritidsboliger. Det er ingen boliger eller fritidseiendommer innenfor 5 km som vil få utsikt til turbinene i Nye Hitra 1, uten å allerede ha utsikt til Hitra 2. To boliger og syv fritidsboliger vil få økt eksponering for skyggekast, mens 21 flere boliger og tretten flere fritidsboliger vil omfattes av støysonen på 40-45 dB. To fritidsboliger vil få økt eksponering fra 40-45 til 45-55 dB.

Våre analyser peker på en samlet verdinedgang på om lag 10 millioner kroner

Basert på en systematisk gjennomgang av forskningslitteraturen har vi anvendt en verdioverføringsmetodikk for å estimere et øvre og nedre anslag for de forventede effektene på eiendomspriser i influensområdet. Vårt nedre anslag gir en gjennomsnittlig verdinedgang på 2,5 prosent innenfor 2 km, mens det øvre anslaget gir en verdinedgang på om lag 7,1 prosent innenfor 2 km. Intervjuene med eiendomsmeglerne støtter de kvantitative analysene, men peker mot en effekt under snittet av de to scenarioene. Basert på en kalibrering av de kvantitative analysene mot eiendomsmeglernes lokalkunnskap anslår vi en samlet verdinedgang på om lag 10 millioner kroner. Utfallsrommet strekker seg imidlertid fra 2 til 24 millioner, og illustrerer usikkerheten som knytter seg til anslåtte priseffekter ved verdioverføring fra ulike studier, herunder usikkerhet knyttet til lokale forhold. Eiendomsmeglerne vurderer at utbyggingen av Nye Hitra 1 i liten grad vil påvirke prisnivået for boliger og fritidsboliger, men at eiendommer som utsettes for synlige hinderlys eller økt støynivå kan oppleve en viss verdireduksjon. Et grovt anslag antyder en prisnedgang på *opp mot* fem prosent for boliger og syv prosent for fritidsboliger innenfor 2 km fra kraftverket. Analysen tar ikke hensyn til eventuelle avbøtende tiltak som kan begrense effektene.

De ikke-prissatte virkningene har liten påvirkning.

Vi har kun estimert verdiendringer over boliger og fritidsboliger. Andre eiendommer kan imidlertid også bli påvirket av utbyggingen, men per i dag finnes det ikke tilstrekkelig forskning på eksempelvis næringsbygg. Ettersom bruksverdien tydelig skiller seg fra eiendomstypen vi har analysert er det også utfordrende å si noe om størrelsesorden. Unntaket er tomter som er regulert for boliger og fritidsboliger. Her vil vi forvente å finne effekter som i prosent er sammenlignbare med de øvrige funnene. Den nominelle verdinedgangen på tomtene i influensområdet er derimot svært usikker ettersom dette vil avhenge av blant annet utbyggingspotensial. Utbyggingen kan også gi indirekte, positive effekter gjennom økt økonomisk aktivitet, høyere kommunale inntekter, noe som kan øke bostedsattraktiviteten og dermed eiendomsprisene, alt annet likt. De ikke-prissatte virkningene peker i ulike retninger. Den samlede virkningen vil derfor trolig være svært begrenset og i liten grad påvirke den totale virkningen på eiendomsmarkedet.

1 Innledning og bakgrunn

Bakgrunn og mandat

Statkraft Energi AS, videre omtalt som Statkraft, planlegger å fornye Hitra 1 vindkraftverk i Hitra kommune i Trøndelag. Det eksisterende vindkraftverket, som ble satt i drift i 2004, og har konsesjon frem til 2030 og består av 24 vindturbiner med en totalhøyde på om lag 110 meter hver. Kraftverket har en samlet installert effekt på 55,2 MW og en årlig produksjon på rundt 150 GWh. I fornyingen av prosjektet ønsker Statkraft å erstatte dette eksisterende anlegget med 12-15 større og mer moderne vindturbiner. De nye turbinene vil ha en totalhøyde på 200-220 meter hver og en samlet installert effekt på om lag 95 MW. Den årlige energiproduksjonen er beregnet til 230–290 GWh, tilsvarende nesten en dobling sammenlignet med dagens produksjon. I denne utredningen antar vi at Nye Hitra 1 vil utgjøre 15 turbiner på 220 meter.

Statkraft har sendt melding og planprogram om å bygge Nye Hitra 1 og NVE har fastsatt utredningsprogram for vindkraftverket. I utredningsprogrammet inngår eiendomsverdier som en del av konsekvensutredningen.[1] Det stilles krav om at tiltakshaver skal beskrive eiendomsmarkedet i influensområdet og vurdere i hvilken grad tiltaket kan påvirke eiendomsverdiene. Mandatet til Menon Economics er å beskrive eiendomsmarkedet i influensområdet og vurdere hvordan tiltaket vil kunne påvirke eiendomsverdier i influensområdet.

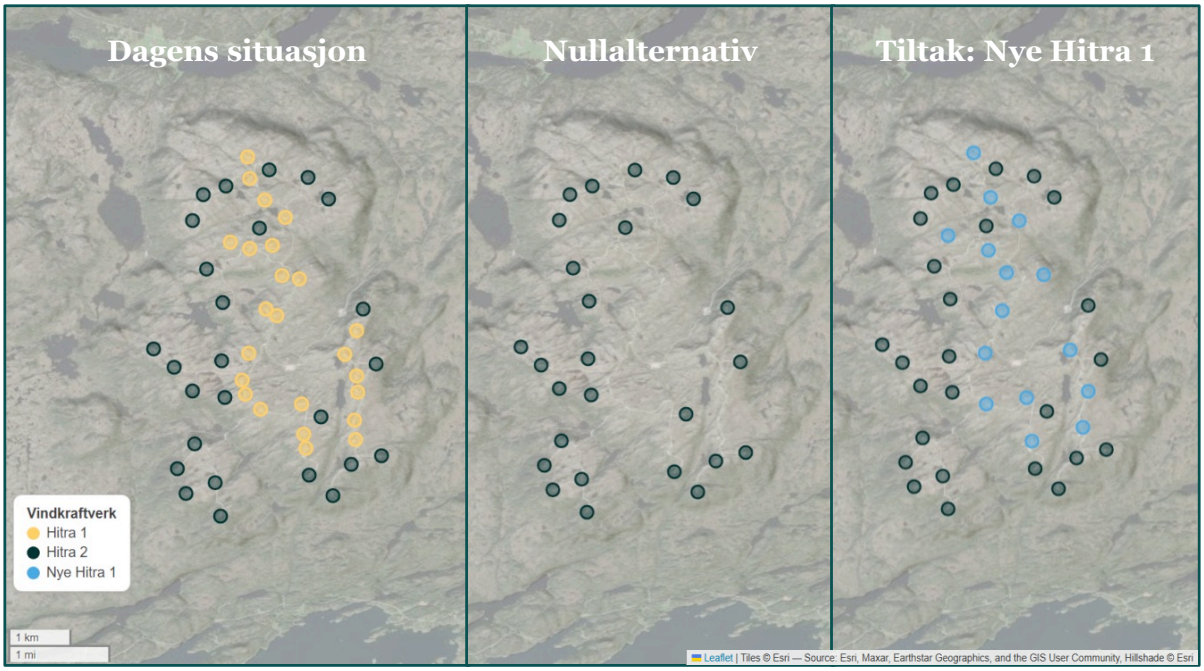
Planområdet til Nye Hitra 1 er på 7 871 dekar og ligger innenfor et større område der både dagens Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk står. Hitra 2, som ble satt i drift i 2019, består av 26 turbiner med en totalhøyde på om lag 145,5 meter. Hitra 2 har en installert effekt på 94 MW med en årlig produksjon på 290 GWh, og vil ha konsesjon til 2045. Nye Hitra 1 vil altså lokaliseres i et område med eksisterende vindkraft. For analysene som skal gjennomføres er det essensielt at effektene på eiendomsprisene isoleres til de addisjonelle effektene som kan knyttes til det nye vindkraftverket.

Analysens utgangspunkt – Nullalternativ og tiltaksalternativ

I henhold til Miljødirektoratets KU-veileder[2] skal virkninger av et tiltak vurderes relativt til et nullalternativ, som representerer den forventede utviklingen uten gjennomføring av tiltaket. I dette tilfellet vil nullalternativet inkludere en videreføring av Hitra 2 frem til vindkraftverkets konsesjon utløper i 2045, og at turbinene til (gamle) Hitra 1 fjernes.[3] Tiltaksanalysen innebærer dermed en analyse av hvordan eiendomspriser påvirkes av at Nye Hitra 1 realiseres, relativt til at Hitra 1 dekommisjoneres etter 2030 og dermed at kun Hitra 2 består på Hitra (nullalternativet). I figuren under illustreres turbinene i *tiltaksalternativet* (Nye Hitra 1 og Hitra 2) og *nullalternativet* (Hitra 2), i tillegg til *dagens situasjon* (Hitra 1 og Hitra 2).

[1] Utredningsprogrammet for Nye Hitra 1 vindkraftverk er tilgjengelig her.
[2] Miljødirektoratets KU-veileder er tilgjengelig her. Også henvist til i NVEs konsesjonsveileder for landbasert vindkraft, tilgjengelig her.
[3] Ettersom Hitra 2 fjernes i 2045 omfatter nullalternativet etter dette en situasjon uten noen vindkraftverk på Hitra. Se mer om hvordan vi håndterer langsiktige priseffekter i kapittel 3.3.3.

Figur 1-1: Plassering av vindturbiner i tiltaksalternativet sammenlignet med nullalternativet og dagens situasjon. *Kilde: NVE, Statkraft, Menon Economics*



I denne analysen vurderer vi hvordan utbyggingen av Nye Hitra 1 påvirker eiendomsmarkedet sammenlignet med nullalternativet. Analysen fokuserer på differansen i virkninger mellom tiltaksalternativet og nullalternativet. Figuren viser at tiltaket, relativt til nullalternativet, representerer en videreutvikling av et etablert vindkraftområde. Virkningene av Nye Hitra 1 er derfor ikke direkte sammenlignbare med etablering av vindkraftverk i et nytt og upåvirket område.

Verdsetting av virkninger

Analysen fokuserer på å kvantifisere hvordan Nye Hitra 1 kan påvirke eiendomsverdiene på boliger og fritidsboliger gjennom støy, skyggekast og visuell påvirkning. Som metode benytter vi overføring av estimater basert på en systematisk litteraturgjennomgang av ulike studier som estimerer avstands- og høydeavhengige effekter av vindkraft på eiendomspriser. Disse resultatene er anvendt på influensområdet for Nye Hitra 1. For å hensynta usikkerhet knyttet til overførbarhet og lokale forhold har vi også gjennomført intervjuer med eiendomsmeglere på Hitra. Deres kvalitative vurderinger fungerer som en kvalitetssikring av våre beregninger.

Påvirkningen fra vindkraftverk er ikke begrenset til boliger og fritidsboliger. Eksempelvis kan også skogs- og utmarkskoier, rorbuer, setre, øvrige tomter og næringseiendommer påvirkes. I tillegg kan eiendommer oppleve positive priseffekter dersom vindkraftverket bidrar til å understøtte sysselsetting og verdiskaping. Kombinert med høyere kommunale skatteinntekter kan dette bidra til å gjøre området mer attraktivt. Det eksisterer imidlertid ingen etablert metodikk for å *kvantifisere* disse effektene. I denne analysen vurderes de derfor kvalitativt.

Leseveiledning

Resten av rapporten er strukturert slik: Kapittel 2 gir en oversikt over influensområdet og endringer i avstand til turbiner, støy, skyggekast og visuell eksponering for eiendommer som følge av utbyggingen. I kapittel 3 presenteres analysen av verdipåvirkning for boliger og fritidsboliger, inkludert gjennomgang av relevant forskningslitteratur, metode for verdioverføring og vurderinger fra lokale eiendomsmeglere. Kapittel 4 oppsummerer de samlede virkningene på eiendomsmarkedet.

2 Beskrivelse av influensområdet

Utbyggingen av Nye Hitra 1 innebærer en utvidelse av eksisterende vindkraft i et område som allerede er påvirket. Ettersom turbinene i Hitra 2 i stor grad vil omkranse turbinene til Nye Hitra 1, er det få boliger og fritidsboliger som får redusert avstand til nærmeste turbin. Våre analyser viser at endringene i støy, skyggekast og visuell påvirkning sammenlignet med nullalternativet er begrenset. De tydeligste forskjellene fra nullalternativet er den addisjonelle visuelle påvirkningen fra høyere turbiner og mer omfattende hinderlys.

Fornyingen av Hitra 1 innebærer en reduksjon i antall turbiner sammenlignet med dagens situasjon, men en økning i høyde. I denne analysen vurderes imidlertid fornyingsprosjektet opp mot at kun Hitra 2 videreføres (nullalternativet). Relativt til nullalternativet vil fornyingen av Hitra 1 i praksis innebære både flere og høyere turbiner. Vi analyserer differansen i virkninger mellom tiltaksalternativet og nullalternativet. Når vi, i kapittel tre, presentere de konkrete effektene på boligpriser redegjør vi også for effekten ved å «reetablere» nullalternativet relativt til dagens situasjon. Dette medfører at flere enheter blir berørt av, eller får økt eksponering for, støy, skyggekast og visuelle virkninger, når nullalternativet legges til grunn. Sistnevnte inkluderer både økt synlighet til turbiner og endret eksponering grunnet ny hinderbelysning. Disse faktorene kan påvirke eiendomsverdiene. Årsak–virkningssammenhengen er illustrert i Figur 2-1.

Figur 2-1: Årsak-virkningssammenheng fra utbygging av Nye Hitra 1 til endrede eiendomsverdier



I det påfølgende presenterer vi influensområdet for Nye Hitra 1 (hvilke eiendommer som blir påvirket) og hvordan Nye Hitra 1 endrer eksponering for støy, skyggekast og visuelle virkninger, sammenlignet med nullalternativet. For en mer detaljert gjennomgang av forskningslitteraturen og estimater på hvordan disse faktorene virker inn på eiendomsverdien viser vi til kapittel 3.

2.1 Influensområdet

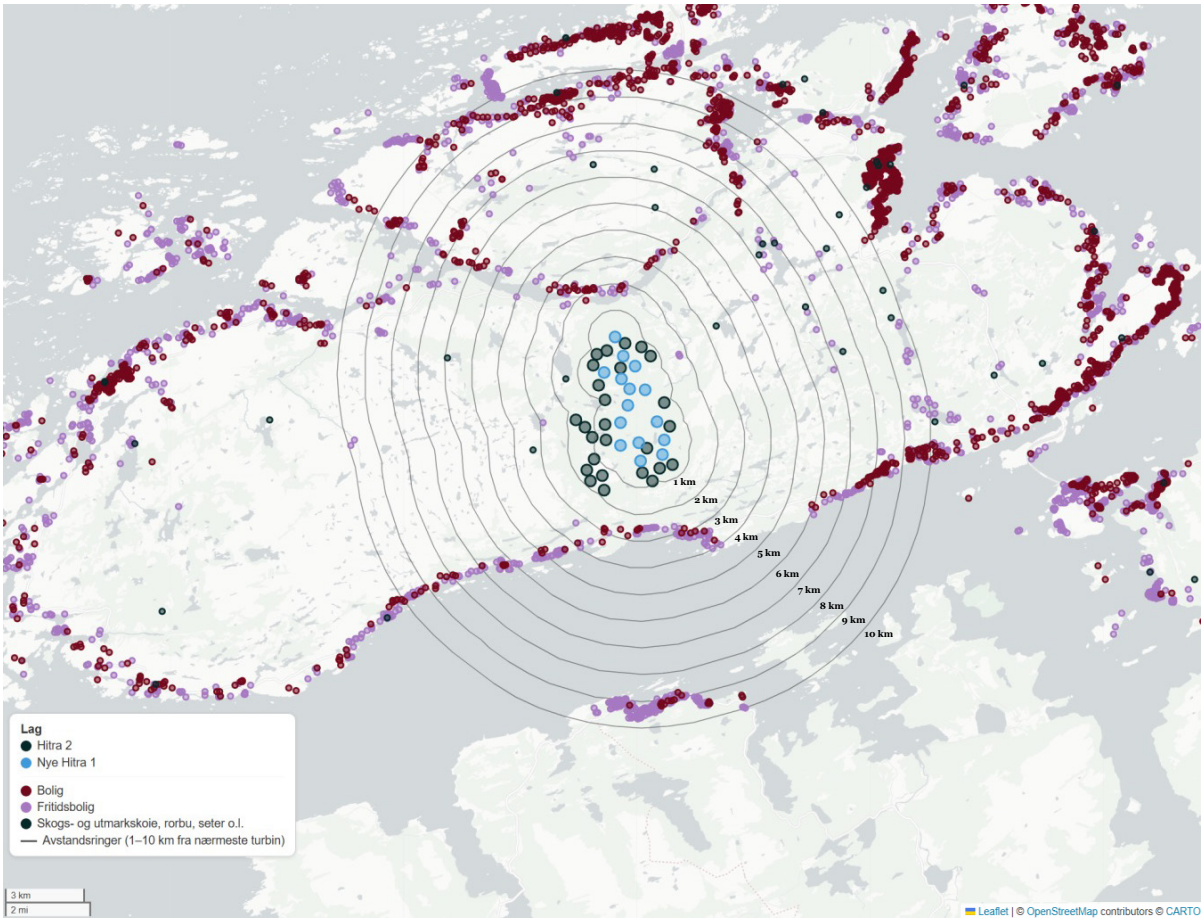
Ved å kombinere data på vindturbinenes plassering med informasjon om boliger og fritidsboliger fra Matrikkelen, har vi kartlagt alle bolig- og fritidseiendommer i nærheten av vindkraftverket som kan bli berørt av Statkrafts fornyingsprosjekt. Influensområdet er avgrenset til 10 km fra vindturbinene til Nye Hitra 1, da dette er den maksimale avstanden vi finner påvirkning på bolig- og fritidsboligverdier i forskningslitteraturen, jamfør kapittel 3. Med denne avgrensingen består influensområdet i hovedsak av Hitra-øya i Hitra kommune utenfor Trøndelagskysten. Enkelte eiendommer i Heim kommune ligger imidlertid også innenfor influensområdet og vil også omfattes av de videre analysene.[4] Effekten vil kunne øke med nærhet til turbiner, og Andersen mfl. (2024) finner effekter innenfor om lag 5 km i

[4] Merk at enkelte boliger og fritidsboliger i Heim kommune er innenfor 10 km av vindkraftverket og at enkelte eiendommer i andre kommuner som Heim og Aure kommune kan få utsikt til turbinene. Som vi vil vise i kapittel 3 er det imidlertid liten grunn til å tro at boliger og fritidsboliger på slike avstander vil oppleve endret eiendomsverdi.

Norge. Ettersom Andersen mfl. (2024) og internasjonal forskningslitteratur i liten grad finner effekter ut over 5 km, legger vi særlig vekt på enheter innenfor denne avstanden.

Figuren nedenfor viser et kart over influensområdet til Nye Hitra 1. Kartet inkluderer plasseringen av turbinene i Nye Hitra 1, de eksisterende turbinene i Hitra 2 (nullalternativet), samt boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l.[5] I tillegg er det lagt inn avstandsintervaller på én kilometer fra Nye Hitra 1 for å illustrere nærhet til turbinene i det planlagte vindkraftverket.

Figur 2-2: Kart over influensområdet. ***Kilde: NVE, Statkraft, Matrikkelen, Menon Economics***

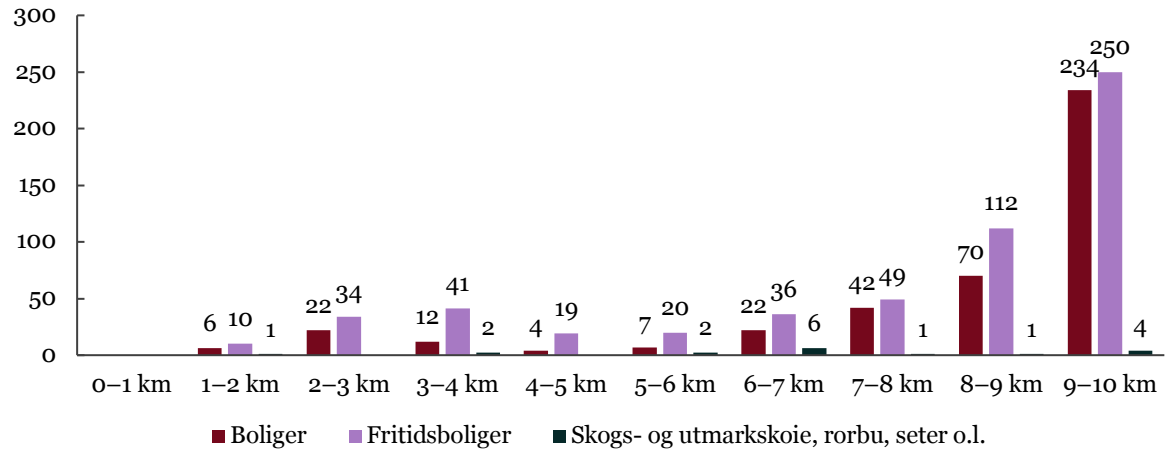


Figuren viser at de fleste boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. i nærheten av Nye Hitra 1 er konsentrert langs kysten av Hitra, hovedsakelig nord og sør for vindkraftverkene.

Støy, skyggekast og visuelle virkninger fra vindturbinene påvirker i hovedsak eiendommer nær vindkraftverket, der kortere avstand normalt gir sterkere påvirkning. Figuren under viser antall boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. innenfor ulike avstandsintervaller fra turbinene i Nye Hitra 1.

[5] Skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. utgjør bygninger som i varierende grad kan likestilles med fritidsboliger og som vi derfor definert som en egen kategori. Denne kategorien omfatter skogs- og utmarkskoie (primitiv hytte brukt av jegere og tømmerhuggere), gamme (jordhytte, særlig brukt av samer), seterhus, sel, rorbu og annen boligbygning/sekundærbolig (f.eks. sekundærbolig reindrift).

Figur 2-3: Antall boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. innenfor ulike km-intervaller fra Nye Hitra 1. *Kilde: NVE, Statkraft, Matrikkelen, Menon Economics*



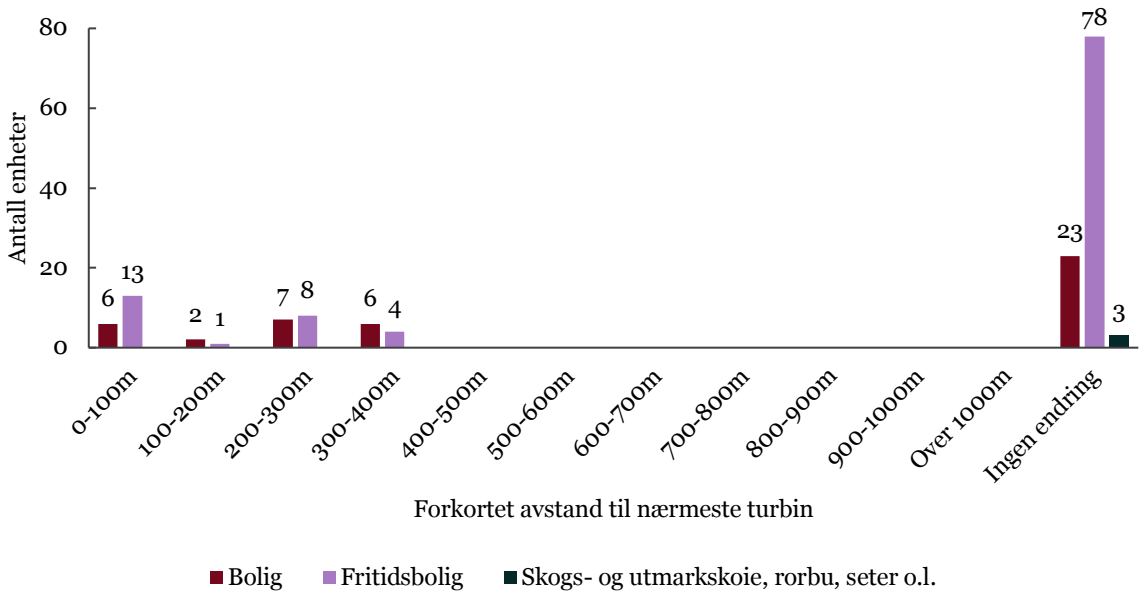
Figurene viser at det er relativt få boliger og fritidsboliger i umiddelbar nærhet til vindkraftverket, men at antallet øker med avstanden. Innenfor en radius på 5 kilometer fra Nye Hitra 1 er det identifisert 44 boliger og 104 fritidsboliger, mens det innenfor 10 kilometer er 419 boliger og 571 fritidsboliger. Vi har også identifisert 3 skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. innenfor 5 km og 17 innenfor 10 km. Av boligene i området er de fleste eneboliger: 98 prosent av boligene som ligger innenfor 5 kilometer fra vindkraftverket er eneboliger, mens andelen utgjør 97 prosent innenfor 10 km.

I dette kapittelet vurderes i hvilken grad boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. i influensområdet er berørt av støy, skyggekast og visuelle virkninger, samt hvordan utbyggingen av Nye Hitra 1 endrer påvirkningen. Ettersom virkningen av Nye Hitra 1 skal vurderes relativt til nullalternativet (kun Hitra 2), analyserer vi hvordan tiltaksalternativet (Nye Hitra 1 og Hitra 2) endrer den samlede påvirkningen relativt til en situasjon med kun Hitra 2.

2.2 Influensområdet under Nye Hitra 1

Som vist i Figur 2-2 vil turbinene i Hitra 2 i stor grad omkranse turbinene i Nye Hitra 1. Det eneste unntaket er i nord hvor én turbin fra Nye Hitra 1 er plassert lengere ut enn turbinene til Hitra 2. Det innebærer at svært få boliger får endret avstand til nærmeste vindturbin. Dette illustreres i figuren under, som viser antall boliger og fritidsboliger innenfor fem kilometers avstand fra Nye Hitra 1, og hvor mye kortere avstand de får til nærmeste turbin ved utbyggingen av Nye Hitra 1.

Figur 2-4: Enheter med kortere avstand til nærmeste turbin ved Nye Hitra 1 relativt til Hitra 2, for eiendommer under 5 km til Nye Hitra 1. ***Kilde: NVE, Statkraft, Matrikkelen, Menon Economics***



Figuren viser at det er relativt få boliger og fritidsboliger innenfor fem kilometer fra Nye Hitra 1 som vil få kortere avstand til nærmeste turbin, sammenlignet med en situasjon med kun Hitra 2 (totalt 21 boliger og 26 fritidsboliger). De fleste av disse eiendommene ligger nord for vindkraftverket, ved Straumfjordsveien og Vesthitterveien. Den maksimale endringen i avstand begrenses til om lag 380 meter.

Flertallet av boligene og fritidsboligene i influensområdet vil altså ikke oppleve noen endring i avstand. På et overordnet nivå finner vi at 52 prosent av boligene og 75 prosent av fritidsboligene innenfor fem kilometer ikke oppleve redusert avstand til nærmeste turbin som følge av fornyingsprosjektet.

Avstanden til nærmeste turbin forklarer i stor grad den samlede eksponeringen for støy, skyggekast og visuell påvirkning fra vindkraftverket. For å beregne endringene i disse påvirkningsfaktorene mer presist for Nye Hitra 1, analyserer vi hvor mange boliger og fritidsboliger som får endret støybelastning, utsikt til turbiner og påvirkning fra skyggekast som følge av fornyingsprosjektet. Dette beskrives i de påfølgende delkapitlene.

2.2.1 Endret visuell påvirkning

Fornyingsprosjektet medfører både flere og høyere turbiner (sammenlignet med nullalternativet), som kan endre det visuelle preget av området. Området vil få inntil 15 nye turbinene, med en totalhøyde på inntil 220 meter, mot 145,5 meter for turbinene i Hitra 2. I tillegg til flere og høyere turbiner vil utbyggingen av Nye Hitra 1 føre til mer omfattende hinderlys, som kan øke den visuelle påvirkningen på influensområdet ytterligere.

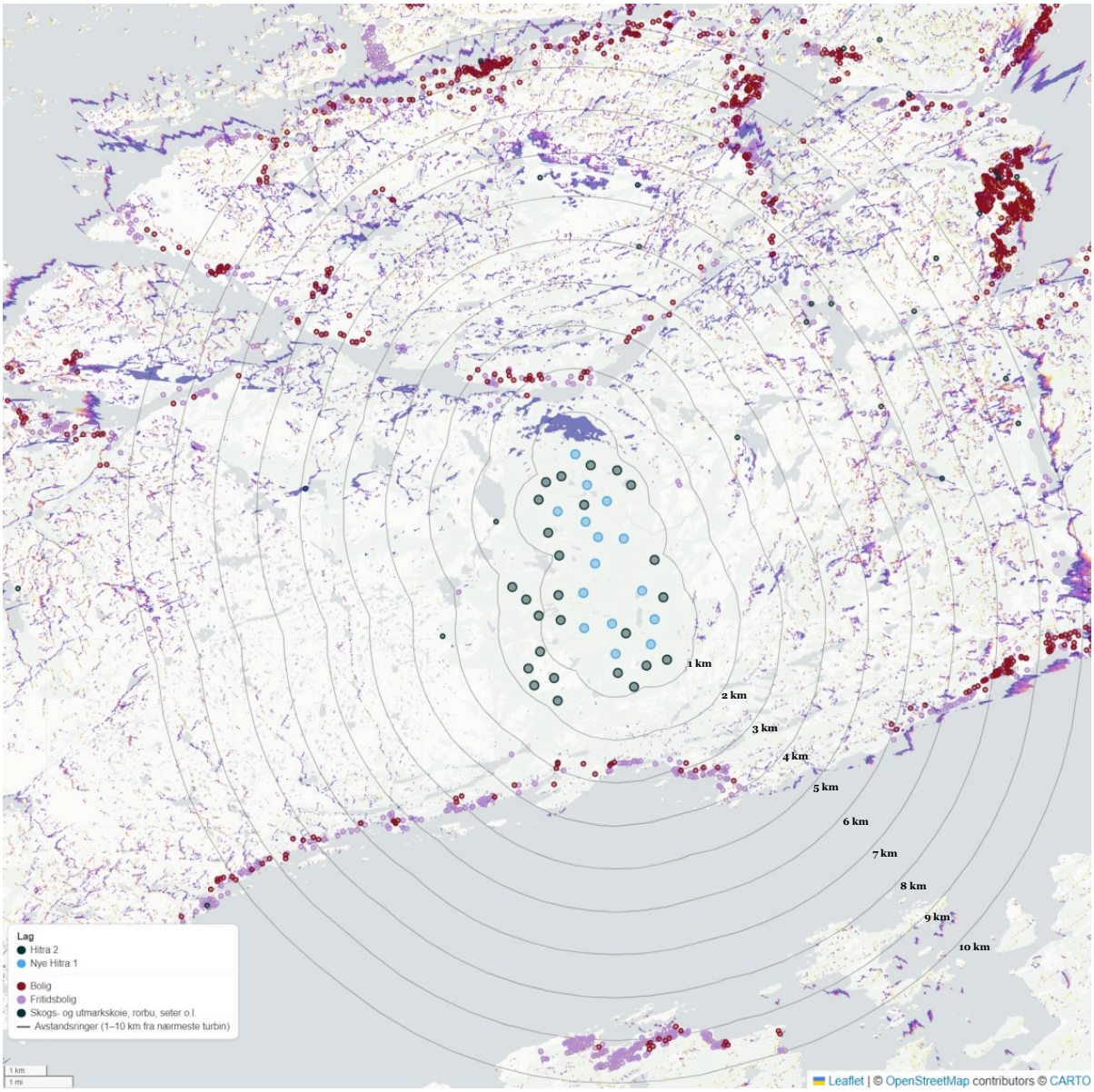
Høyden på turbinene i Nye Hitra 1 krever også mer omfattende bruk av hinderlys. Turbinene på Hitra 2 har en totalhøyde under 150 meter og er utstyrt med fast rødt lys. Turbiner som overstiger 150 meter er pålagt å ha høyintensitetslys, som består av hvite blinkende lys på toppen, lys på mellomnivå og i noen tilfeller reflekterende magebelter (NVE, 2022). Nye Hitra 1 overstiger denne høyden og vil derfor bli utstyrt med høyintensitetslys. Dette kan medføre større visuell påvirkning av Nye Hitra 1 enn dagens turbiner på Hitra. Det er imidlertid mulig at avbøtende tiltak gjennom «behovsstyrte hinderlyse» kan

redusere påvirkningen fra hinderlysene, men dette har vi ikke hatt mulighet til å vurdere innenfor rammene av dette prosjektet. [6]

Graden av visuell påvirkning på boliger, fritidsboliger og andre bygninger som koier, rorbuer og setrer i influensområdet er krevende å vurdere presist, men kan tilnærmes gjennom analyser av hvilke enheter som får utsikt til vindturbinene. Ettersom virkningen av Nye Hitra 1 skal vurderes relativt til nullalternativet (kun Hitra 2), er det særlig relevant å undersøke hvilke enheter som ikke har utsikt til turbinene i Hitra 2, men som vil få utsikt til turbinene i Nye Hitra 1. Disse områdene er illustrert i kartet under.[7]

[6] For å redusere lysforurensning kan det være tilstrekkelig å merke kun de ytterste eller høyeste turbinene, men dette må godkjennes av Luftfartstilsynet. Det pågår også arbeid med teknologier der hinderlys aktiveres kun når luftfartøy nærmer seg, men slike systemer er foreløpig ikke tilgjengelige for bruk (NVE, 2022).
[7] Skraverte områdene viser hvor det er sikt fra bakkenivå til toppen av turbinene. Kun områder som har utsikt til turbinene i Nye Hitra 1, men ikke til turbinene i Hitra 2, er skravert – dette representerer altså nye synlighetsområder som følge av fornyingsprosjektet. Synlighetsanalysen er utarbeidet av Multiconsult, og vi viser til deres rapport for en mer detaljert og omfattende beskrivelse av endringer i den visuelle påvirkningen i området.

Figur 2-5: Kart over områder (skravert) som vil få utsikt til turbinene til Nye Hitra 1 som ikke har utsikt til Hitra 2 sine turbiner. *Kilde: Multiconsult, Menon Economics*



Figuren viser at det er svært få områder innenfor influensområdet som får utsikt til turbinene i Nye Hitra 1 uten samtidig å ha utsikt til turbinene i Hitra 2. De små, spredte områdene som får ny utsikt til turbiner skyldes topografiske forhold, der terrengets høydedrag skjuler turbinene i Hitra 2, mens turbinene i Nye Hitra 1 er synlige ettersom de er høyere. I tillegg finnes et område i nord, innenfor én kilometer fra Nye Hitra 1, som får ny utsikt til turbiner av Nye Hitra 1. Dette skyldes at én av turbinene fra Nye Hitra 1 står noe lenger nord enn turbinene i Hitra 2. Det er imidlertid ingen bygninger i dette området.

Ved å kombinere synlighetsanalysen med posisjonen på bygninger finner vi at det er ingen boliger, fritidsboliger eller skogs- og utmarkskoier, rorbuer, setrer o.l. under 5 km fra vindkraftverket som får utsikt til minst én av turbinene i Nye Hitra 1, uten samtidig å ha utsikt til minst én av turbinene i Hitra

2.[8] Innenfor 10 km er det derimot 21 boliger, 19 fritidsboliger og én bygning i kategorien skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. som får utsikt til turbinene i Nye Hitra 1, men ikke til turbinene i Hitra 2.

Utbyggingen av Nye Hitra 1 innebærer likevel endret visuelle virkninger, sammenliknet med nullalternativet. Selv om det er relativt få enheter som får utsikt til turbiner ved utbygging av Nye Hitra 1 som ikke hadde dette tidligere, kan den samlede visuelle påvirkningen likevel bli større. Dette kan skyldes både økningen i antall og høyden på turbinene, samt mer omfattende hinderlys, og at området kan fremstå med et tydeligere innslag av infrastruktur i landskapet, en det som er tilfellet med kun Hitra 2.

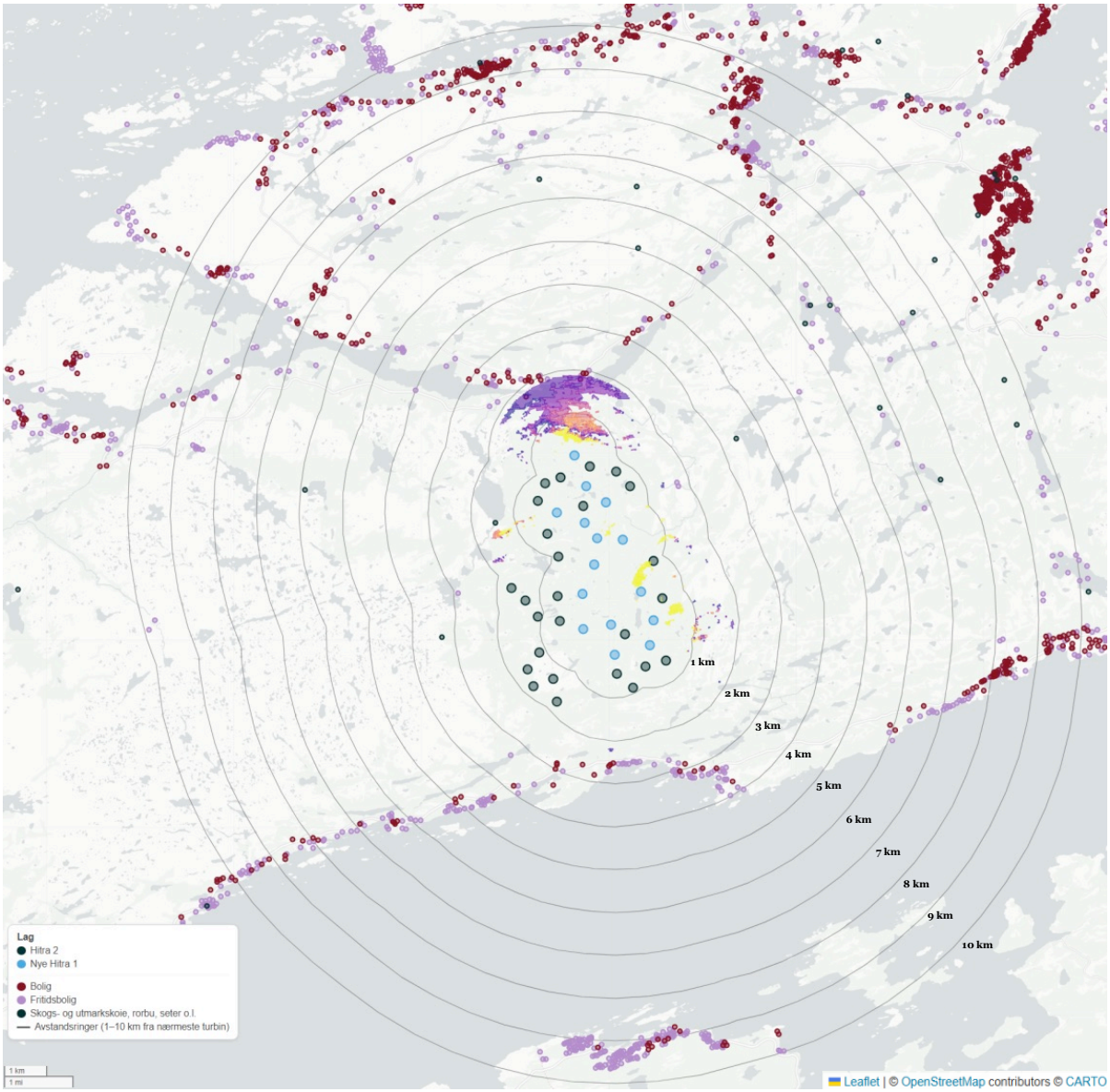
2.2.2 Endret eksponering fra skyggekast

I likhet med den visuelle påvirkningen medfører også plasseringen av turbinene i Hitra 2, som omkranser Nye Hitra 1, at endringen i skyggekast som følge av Nye Hitra 1 er begrenset sammenlignet med nullalternativet. Figuren under viser områder (skravert) som vil bli berørt av skyggekast ved utbyggingen av Nye Hitra 1, men som ikke påvirkes av skyggekast fra Hitra 2 alene. [9]

[8] Synlighet per bygg er beregnet ved å ta byggets representasjonspunkt (et punkt som ligger inne i midten av bygningen) og hente maksimal synlighetsverdi i en liten buffer rundt dette punktet (ca. 10 meter, tilsvarende én rasterpiksel). Resultatet angir synlighet til Nye Hitra 1 (men ikke fra Hitra 2) fra området umiddelbart rundt bygget.

[9] Kun områder med skyggekast fra Nye Hitra 1, men ikke fra Hitra 2, er skravert – dette representerer altså nye skyggekastområder som følge av fornyingsprosjektet. Figuren viser skyggekast i et realistisk scenario. Skyggekastanalysen er utarbeidet av Multiconsult, og vi viser til deres rapport for en mer detaljert og omfattende beskrivelse av endringer i skyggekast i området.

Figur 2-6: Kart over områder (skravert) som vil få skyggekast fra Nye Hitra 1, som ikke har skyggekast fra Hitra 2. *Kilde: Multiconsult, Menon Economics*



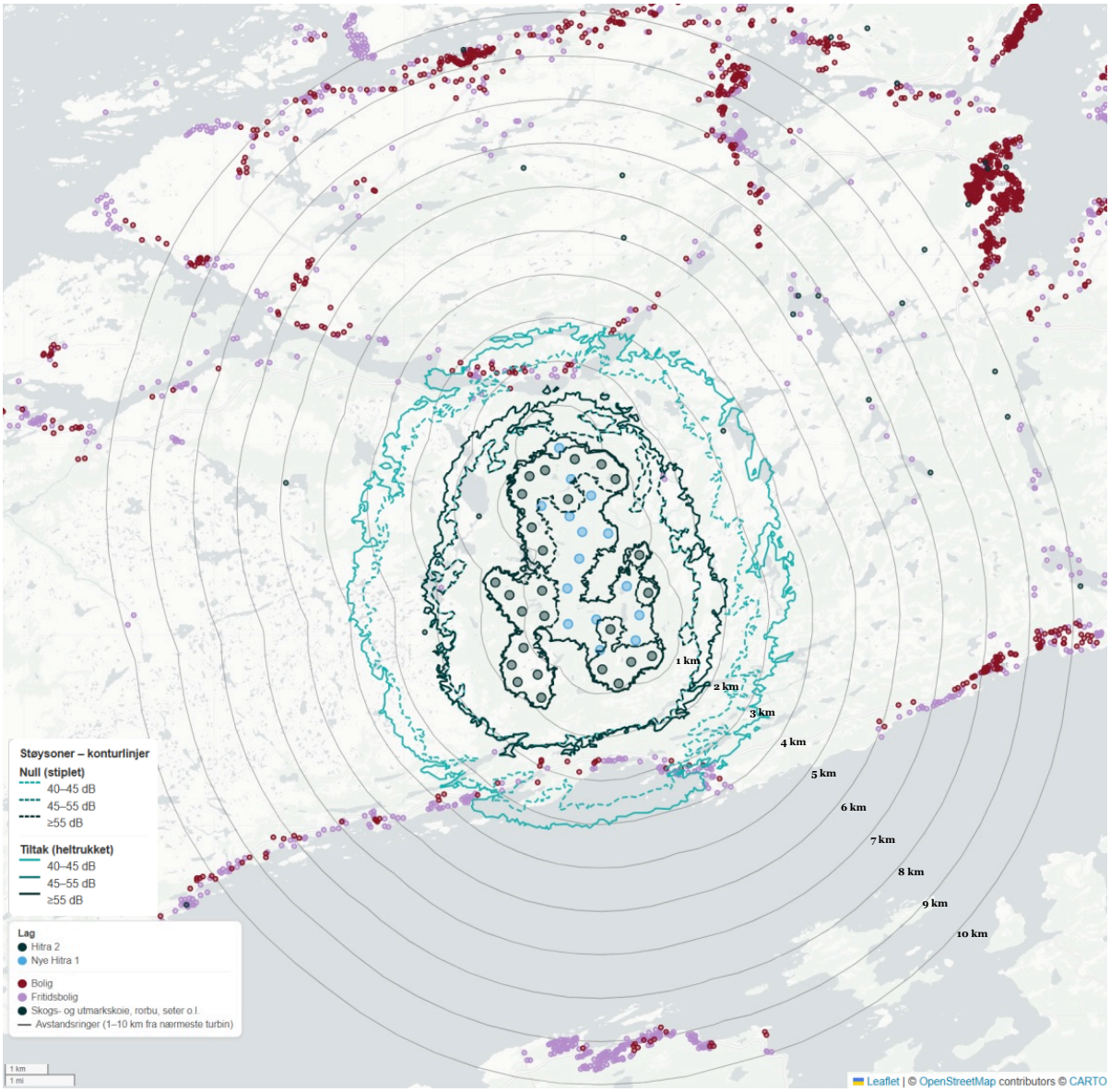
Figuren viser at det er svært få områder som vil oppleve skyggekast fra Nye Hitra 1 uten også å være berørt av skyggekast fra Hitra 2. Unntaket er et område nord for vindkraftverket, som strekker seg om lag to kilometer fra turbinene i Nye Hitra 1. I dette området ligger det to boliger og syv fritidsboliger. Multiconsult har imidlertid beregnet at disse enhetene kun vil oppleve to til tre timer med skyggekast i løpet av et år. Samlet sett viser analysen derfor at Nye Hitra 1 i liten grad øker eksponeringen for skyggekast for boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoier, rorbuer, setrer o.l. i influensområdet. Om vi sammenligner påvirkningen fra skyggekast med dagens situasjon reduseres merpåvirkningen. Hitra 1 (slik den er utformet i dag) har én turbin plassert i Nord utenfor turbinene til Hitra 2, noe som begrenser avstandsendringen sammenlignet med eksisterende turbiner.

2.2.3 Endret støyeksponering

Utbyggingen av Nye Hitra 1 vil kunne øke den samlede støybelastningen sammenlignet med situasjonen med kun Hitra 2, ettersom flere turbiner vil bidra til lydutslipp. Figuren under viser

endringen i beregnet støybelastning fra nullalternativet til en situasjon med både Nye Hitra 1 og Hitra 2.[10]

Figur 2-7: Endring i støysoner fra Hitra 2 (stiplet linjer) til Nye Hitra 1 og Hitra 2 (heltrukne linjer), beregnet som årlig gjennomsnittlig L_{den} i dBA. ***Kilde: Akustikkonsulenten, Menon Economics***



Figuren viser at de tre støysonene forskyves noe utover ved utbyggingen av Nye Hitra 1. Selv om endringen i yttergrensen for støysonene er begrenset, medfører utbyggingen at flere enheter faller innenfor en støysone eller flyttes til en sone med høyere støybelastning. Samlet vil åtte flere boliger, tretten flere fritidsboliger og én mer bygning i kategorien skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. omfattes av sonen med 40–45 dB. I tillegg vil to flere fritidsboliger falle innenfor sonen med 45–55 dB. Støybelastningen er beregnet som årlig gjennomsnittlig L_{den}. Beregningene viser at endret

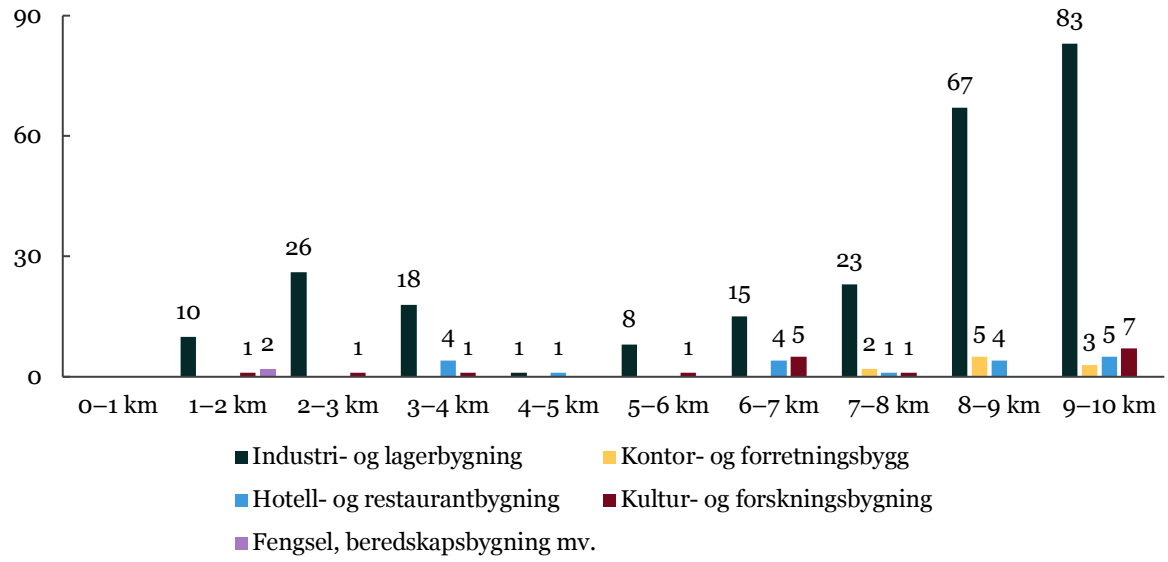
[10] Støynivåene oppgis som L_{den} (day-evening-night level). Dette er et gjennomsnittlig støynivå over et år, hvor støy om kvelden og natten gis høyere vekt enn støy på dagtid. Et nivå på for eksempel 45–55 dB viser altså ikke maksimal støy, men gjennomsnittlig beregnet støybelastning over tid. I beregningene av støynivået har Akustikkonsulenten tatt utgangspunkt i støy 4 meter over bakken.

støypåvirkning relativt til nullalternativet er begrenset[11]. Statkraft vil også gjennomføre avbøtende tiltak for å redusere støypåvirkningen.[12]

2.3 Andre bygninger i influensområdet

I influensområdet finnes det også andre bygninger enn boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoier, rorbuer og setrer (samt tilhørende bygg som garasjer o.l.). I denne kategorien er det ulike typer bygg og eiendommer som i varierende grad påvirkes av Nye Hitra 1. Felles for disse boligtypene er at det per i dag ikke finnes forskningslitteratur knyttet til verdipåvirkning av vindkraftverk. Det er derfor ikke mulig å fastslå i hvilken grad de kan oppleve en verdiendring. Påvirkning på slike bygninger vil ikke prissettes gjennom anslag på verdiendring, men vurderes kvalitativt. Figuren under viser fordelingen av slike bygg i influensområdet etter avstand til Nye Hitra 1.

Figur 2-8: Bygninger i influensområdet som ikke er tilknyttet boliger, fritidsboliger og skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. etter deres avstand til turbinene i Nye Hitra 1.[13] ***Kilde: Matrikkelen, Menon Economics***



De fleste øvrige bygninger i influensområdet er klassifisert som industri- og lagerbygninger. Denne kategorien omfatter også bygninger tilknyttet husdyrhold og landbruksvirksomhet. I tillegg finnes enkelte bygninger knyttet til annen type bruk, men disse forekommer i begrenset omfang.

2.4 Omfang av eiendommer påvirket av Nye Hitra 1

Innenfor det realistiske eiendomsprispåvirkningsområdet, opptil fem kilometer fra Nye Hitra 1, identifiseres 44 boliger, 104 fritidsboliger og tre skogs- og utmarkskoier, rorbuer eller setrer. Siden turbinene til Hitra 2 i stor grad omkranser Nye Hitra 1, er det relativt få enheter som får redusert avstand til nærmeste turbin som følge av fornyingsprosjektet. Totalt vil 21 boliger og 26 fritidsboliger innenfor 5 km vil få noe kortere avstand, med en maksimal reduksjon på 380 meter. Dette gjelder særlig enheter nord for vindkraftverket mot Straumfjordsveien og Vesthitterveien, der én turbin plasseres

[11] Om tiltaket sammenlignes med dagens situasjon reduseres effektene støybelastning ytterligere.
[12] For å redusere støybelastningen for helårs- og fritidsboliger som kan havne i støysoner over et gitt nivå, kan det være aktuelt å gjennomføre avbøtende tiltak. Slike tiltak kan for eksempel omfatte fasadeisolering, som utskifting av vinduer og dører, oppgradering av kledning og tak.
[13] Bygningene er kategorisert etter hovedkategoriene i standard for bygningstype i Matrikkelen. Tilgjengelig her.

utenfor dagens turbinrekke. Videre viser både våre og Multiconsults analyser at den samlede endringen i påvirkning fra Nye Hitra 1 gjennom visuell påvirkning, støy og skyggekast er svært begrenset. En oppsummering av endringene fremgår i tabellen under.

Tabell 2-1: Antall enheter som vil oppleve påvirkning fra av utbyggingen av Nye Hitra 1, som ikke opplever påvirkning fra Hitra 2

	Antall enheter med ny påvirkning
Visuell påvirkning	Ingen enheter innenfor 5 km får utsikt til turbiner uten å allerede ha dette i nullalternativet. Den visuelle påvirkningen kan imidlertid likevel forsterkes noe gjennom en økning i antall og høyde, samt mer omfattende hinderlys.
Skyggekast	2 boliger og 7 fritidsboliger som ikke opplevde skyggekast i nullalternativet, vil kunne oppleve to til tre timer med skyggekast i løpet av et kalenderår.
Støy	8 flere boliger, 13 flere fritidsboliger og 1 skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. vil bli omfattet av sonen med 40–45 dB. I tillegg vil 2 flere fritidsboliger falle innenfor sonen med 45–55 dB.

Det er viktig å påpeke at effektene over er sett oppimot en situasjon hvor kun Hitra 2 videreføres (nullalternativet). Sammenlignet med dagens situasjon vil effektene av økt skyggekast, støy og visuell påvirkning trolig være mer begrenset. Samtidig vil den økte visuelle påvirkningen knyttet økt turbinhøyde med mer omfattende hindrebelysning gjelde uavhengig av referansesituasjon.

I det påfølgende kapittelet redegjør vi for våre kvantitative analyser av hvordan endringene, relativt til nullalternativet hvor kun Hitra 2 videreføres, kan påvirke det lokale eiendomsmarkedet. For en nærmere beskrivelse av hvordan endring i støy, skyggekast og visuell påvirkning påvirker nærområdet og deres konsekvenser, viser vi til de respektive utredningene som er gjennomført av Multiconsult.

3 Analyse av effekter på eiendomsverdier

Etableringen av Nye Hitra 1 er anslått å gi en gjennomsnittlig verdireduksjon på boliger og fritidsboliger under 2 km fra turbinene på 2,7 prosent i vårt nedre anslag og 7,1 prosent i vårt øvre anslag, sammenlignet med en situasjon hvor kun Hitra 2 videreføres. Effekten avtar med avstanden og konvergerer mot null ved 2,5 km i vårt nedre anslag og 5 km i vårt øvre anslag. Analysen benytter estimater fra Dröes og Koster (2021) og Andersen og Hener (2025) som representerer henholdsvis et lavt og et høyt anslag for verdipåvirkning. Intervjuer med lokale eiendomsmeglere underbygger resultatene, men peker i retning av lavt anslag. Eiendomsmeglerne peker på at prispåvirkningen fra Nye Hitra 1 samlet sett vil være begrenset, men at utsikt til mer omfattende hinderlys og økt støy kan bidra til en negativ effekt for enkelte nærliggende boliger og fritidsboliger, hovedsakelig under 2 km fra turbinene.

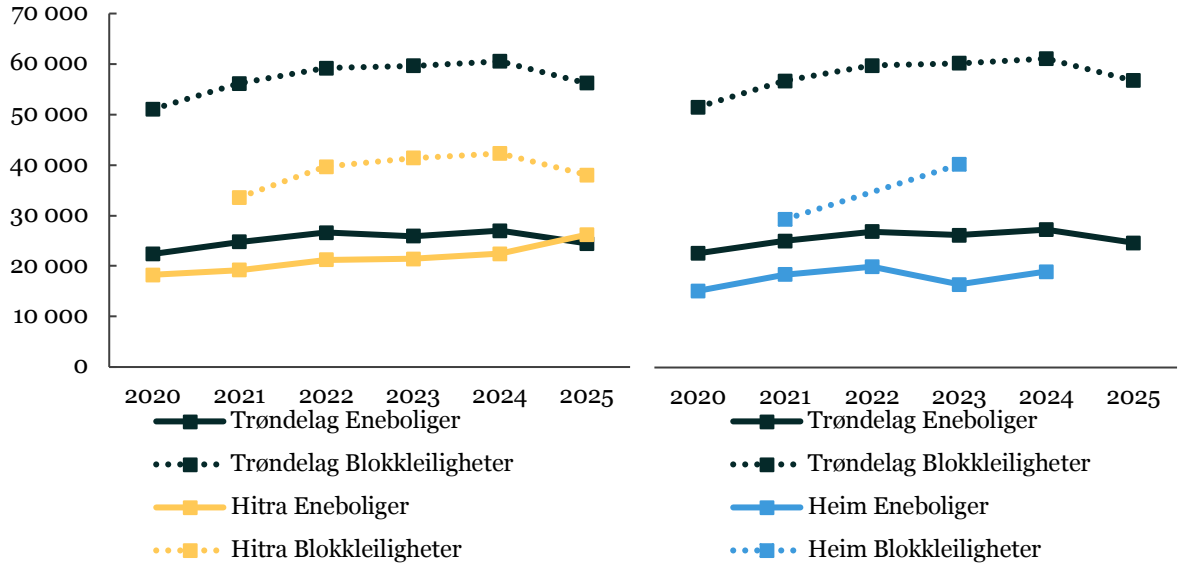
Verdiendring for andre eiendommer som ubebygde tomter, koier og næringsbygg, omfattes ikke av beregningene ettersom det ikke finnes tilstrekkelig forskningsgrunnlag til å fastslå verdiendringer. Slike eiendommer kan likevel påvirkes negativt av utbyggingen. Samtidig kan utbyggingen gi positive regionale ringvirkninger gjennom lokal verdiskaping og høyere kommunale inntekter, som *kan* trekke eiendomsverdiene i området opp.

3.1 Kort om eiendomsmarkedet på Hitra og i Heim kommune

Innenfor influensområdet til Nye Hitra 1 (innenfor 10 km av turbinene) finnes boliger og fritidsboliger i både Hitra og Heim kommune. Dette avsnittet viser kort prisutviklingen i boligpriser de siste årene i de to kommunene. Figur 3-1 viser gjennomsnittlig kvadratmeterpris for boliger (heltrukken linje) og blokkleiligheter (stiplet linje) for Hitra og Heim kommune, sammenliknet med gjennomsnittet i Trøndelag fylke[14]. Den gjennomsnittlige kvadratmeterprisen for boliger har vært noe lavere både i Hitra og Heim enn for Trøndelag som helhet, utenom eneboliger på Hitra som oversteg Trøndelag i 2025. I 2025 var den gjennomsnittlige kvadratmeterprisen på Hitra 26 200 kr for boliger og 38 000 kr for blokkleiligheter.

[14] F.o.m 2025 rapporterer SSB disse tallene kvartalsvis. Tallet for 2025 er for tredje kvartal. Tall for blokkleiligheter på Hitra i 2020 og for Heim i 2020, 2024 og 2025 mangler i SSBs tallgrunnlag.

Figur 3-1: Gjennomsnittlig kvm-pris på Hitra (t.v.) og Heim kommune (t.h.) sammenlignet med Trøndelag, brukte selveierboliger (t.h.). *Kilde: SSB* (2025a) *og SSB* (2025b)



3.2 Metode for å vurdere effekten av Nye Hitra 1 på eiendomsverdier

For å vurdere hvordan fornyelsen av Hitra 1 vindkraftverk kan påvirke eiendomsprisene i nærområdet, gjennomfører vi en **verdioverføringsanalyse**. En slik analyse innebærer å bruke eksisterende anslag fra forskningslitteraturen om hvordan eiendomsverdier påvirkes av vindkraftverk, og anvende disse på Nye Hitra 1. Vi supplerer verdioverføringsanalysen med **intervjuer** av to lokale eiendomsmeglerkontorer med aktivitet på Hitra.

De to metodene utfyller hverandre. Verdioverføringsanalysen gir anslag basert på empirisk evidens med utgangspunkt i observert prispåvirkning tidligere vindkraftsaker. Utfordringen ligger i at metoden legger til grunn at områdene som er studert i forskningslitteraturen er sammenlignbar med situasjonen på Hitra. For å kontrollere for eventuelle skjevheter benytter vi derfor intervjuer med lokale eiendomsmeglere som en benchmark opp mot de empiriske analysene. Intervjuer med lokale eiendomsmeglere er spesielt relevant i dette prosjektet ettersom Hitra har vært påvirket av vindkraft siden 2004. Dette gjør at eiendomsmeglerne allerede har erfaring med et eiendomsmarked som er påvirket av vindkraft.[15] De to metodene utfyller hverandre ved at verdioverføring baseres på faktisk empirisk evidens, mens intervjuer med eiendomsmeglere gir lokalhunnskap om eiendomsmarkedet på Hitra.

3.2.1 Verdioverføring fra forskningslitteraturen

Verdioverføringsanalyse er en metode for å anslå økonomiske effekter i et område der tiltaket ikke har inntruffet enda, ved å overføre estimater fra studier som har analysert lignende tiltak i sammenlignbare områder[16]. Metoden består i hovedsak av to trinn:

[15] Vi vurderer at den mest hensiktsmessige måten å supplere verdioverføringsanalysen på, er gjennom intervjuer med lokale eiendomsmeglere med god kjennskap til influensområdet. Selv om antallet meglere som opererer på Hitra er begrenset, er det kun disse som kan gi relevant og kontekstuelt presis innsikt. En alternativ tilnærming kunne vært en forenklet Delphi-analyse, der et bredt utvalg eiendomsmeglere blir bedt om å anslå forventet verdiendring. Vi vurderer imidlertid at dette vil gi lite pålitelig informasjon, ettersom Hitra representerer en særskilt situasjon med et fornyingsprosjekt og eksisterende turbiner i nullalternativet. Det vil derfor være mer treffsikkert å intervjue et fåtall lokale meglere med direkte erfaring fra omsetning av eiendommer i nærheten av dagens vindkraftverk.

[16] For en nærmere gjennomgang av metoden og anbefalt praksis for verdioverføring, se for eksempel Vedlegg 1 i Menon (2021).

1. **Litteraturgjennomgang og identifisering av relevante studier**. Først gjennomføres en systematisk gjennomgang av forskningslitteratur som analyserer hvordan vindkraftverk påvirker eiendomspriser i nærliggende områder. Studiene vurderes med hensyn til kvalitet, metode, og relevans for situasjonen knyttet til Nye Hitra 1. Resultatene fra litteraturen systematiseres slik at de gir et sammenlignbart grunnlag for videre bruk. Denne gjennomgangen danner informasjonsgrunnlaget for de prisvirkningene som antas å kunne forekomme i det aktuelle området.
2. **Overføring av verdier til det aktuelle området.** I neste trinn overføres estimatene fra forskningen til det området som skal vurderes. Dette kan gjøres på ulike måter, avhengig av antall relevante identifiserte studier og formålet med analysen. Eksempelvis ved å overføre ett enkeltanslag fra én studie, overføre en funksjon forholdet som studeres eller et gjennomsnittsestimat fra litteraturen hvor flere artikler legges til grunn. Se mer om verdioverføring som metode i vedlegg C.

3.2.2 Usikkerhet med verdioverføring og lokalkunnskap fra lokale eiendomsmeglere

Verdioverføring forutsetter at artiklene vi overfører estimater fra har analysert vindkraftsaker som er sammenlignbare med situasjonen på Hitra. Denne usikkerheten utgjør den største svakheten ved metoden, og illustrerer samtidig usikkerheten knyttet til hvilke verdiendringer man kan forvente av Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet. Noe som er svært krevende å forutse. Vi drøfter usikkerheten knyttet til overførbarhet av estimater til Hitra gjennom intervjuene med lokale eiendomsmeglere som har god innsikt i det lokale eiendomsmarkedet og hvordan eksisterende kraftverk har påvirket prisene i området.

3.3 Prissetting av effekten på bolig og fritidsboliger

I dette delkapittelet redegjør vi for den økonomiske forskningslitteraturen knyttet til vindkraftverks påvirkning på eiendomspriser. Vi drøfter først variasjonen i den empiriske forskningslitteraturen og sentrale usikkerhetsmomenter. Deretter presentere vi de tre studiene vi mener har størst relevans. Vi redegjør også for hvordan vi bruker disse til å etablere et utfallsrom for de forventede effektene som Nye Hitra 1 kan ha på eiendomsverdiene i influensområdet.

3.3.1 Litteraturgjennomgang

Det finnes et betydelig antall internasjonale studier som belyser hvordan vindkraft påvirker boligpriser. Felles for disse er det faktum at de største utslagene rammer de nærmeste boligene, gjerne innenfor én til to kilometer, og at effekten svekkes gradvis med økende avstand. Resultatene varierer noe, og det er ikke alle artiklene som finner negative priseffekter på eiendommer som følge av vindkraftverk. Hovedtendensen er imidlertid at oppføring av vindkraftverk gir reduserte boligpriser, som er dokumentert i flere studier (Heintzelmann & Tuttle, 2012; Heintzelman, Vyn , & Guth , 2017; Jensen , Panduro, & Lundhede, 2014; Jensen, et al., 2018; Dröes & Koster, 2021; Dröes & Koster, 2016). Samtidig som andre analyser ikke finner noen statistisk signifikant sammenheng (Hoen, Wiser, Cappers, Thayer, & Sethi, 2011; Hoen, et al., 2015; Lang, Opaluch, & Sfinarolakis, 2014).

I Norge finnes det per i dag kun én studie som analyserer effekten av vindkraftutbygging på boligpriser.[17] Andersen mfl. (2024) undersøker over 230 000 boligtransaksjoner innenfor 30 kilometer fra 61 vindkraftverk i perioden 2010–2022. Studien viser at boliger nærmere enn én kilometer fra et

[17] Dette er den eneste studien som benytter metoden «revealed preferences», det vil si studier som benytter faktiske markedsdata som observerte priser. Det finnes imidlertid enkelte «stated preferences»-studier, der preferanser kartlegges gjennom spørreundersøkelser eller eksperimenter basert på hypotetiske valg (Dugstad A. , Grimsrud, K., Lindhjem, & Navrud, 2020; Dugstad A. , Grimsrud, Lindhjem, & Navrud, 2023; Dugstad, et al., 2024).

vindkraftverk i gjennomsnitt har hatt en prisreduksjon på om lag 15 prosent. Effekten avtar med økende avstand og konvergerer mot null ved 5–7 kilometer, mens prisestimatene utover 4–6 kilometer ikke er statistisk signifikante.[18]

Den internasjonale litteraturen viser noe sprikende effekter på eiendomsverdier av vindkraftverk, og effekten varierer trolig mellom områder. Litteraturgjennomganger og metastudier[19] gir en bred oversikt over forskningsfeltet ved å sammenstille et stort antall enkeltstudier. Vi har identifisert to slike studier fra Parsons & Heintzelman (2022) og Schütt (2024). Parsons og Heintzelman (2022) oppsummerer forskningen det siste tiåret og identifiserer 10 studier fra Europa og 8 fra Nord-Amerika. Av de 18 identifiserte studiene finner 13 av studiene signifikante negative effekter på boligprisen som følge av oppføring av vindkraftverk. Gjennomsnittlig prisnedgang i studiene for boliger innenfor 1 km av nærmeste vindkraftverk var om lag 5 prosent. De fleste studiene viser at effekten gradvis avtar og nærmer seg null ved en avstand på rundt 4 km. En nyere metastudie av Schütt (2024) inkluderer resultater fra 25 studier. Schütt anslår en gjennomsnittlig negativ priseffekt blant de 25 studiene på 0,68 prosent for boliger innenfor 3 km, med en konvergering mot null ved ca. 4,5 km avstand i gjennomsnitt. Gjennomsnittseffekten internasjonalt er derfor noe lavere enn det Andersen mfl. (2024) observerer i Norge.

Blant de internasjonale studiene som finner negativ verdiendring på eiendommer søm følge av vindkraftverk er Heuer & Sommer (2025) sine funn i Tyskland blant de med minst identifisert effekt i litteraturen, tilsvarende om lag –1,8 prosent ved 1–2 km og rundt –1 prosent ved 2–3 km. Dröes & Koster (2021) dokumenterer et markant fall helt nær anleggene i Nederland, rundt –8,3 prosent ved cirka 750 meter, før effekten avtar raskt. I en landsdekkende amerikansk studie finner Guo mfl. (2024) en effekt på opptil –8 prosent for å ha en synlig vindturbin under 1,5 km, som avtar med avstanden.

Det er også gjennomført tilsvarende studier i Skandinavia. Jensen mfl. (2014) finner at vindkraftverk i Danmark reduserer boligpriser med inntil 3 prosent som følge av visuell påvirkning og 3–7 prosent ved støy. En nyere dansk studie viser en reduksjon på opptil 12 prosent for nærliggende boliger, med ytterligere 8 prosent dersom boligen påvirkes av skyggekast (Andersen & Hener, 2025). En svensk studie finner prisfall opp til 20 prosent for boliger innenfor to kilometer fra et vindkraftverk (Westlund & Wilhelmsson, 2025). Resultatene fra Danmark og Sverige samsvarer i større grad med norske funn enn studier fra øvrige Europa og USA.

Alle studiene er konsistente i hvordan effekten utvikler seg med avstand med avtakende effekt, til tross for at rekkevidden varierer. Dröes og Koster (2021) finner at effekten i Nederland i praksis er liten eller ikke signifikant ved om lag 2,5 km. Heuer og Sommer (2025) viser at estimatene i Tyskland allerede er små fra 2–3 km og ikke lenger slår ut etter cirka 3–4 km. I Danmark peker Andersen og Hener (2025) på at estimatene nærmer seg rundt null ved 5 km. I USA er den gjennomsnittlige landsdekkende effekten ikke statistisk forskjellig fra null ved omtrent 8 km ifølge Guo mfl. (2024). I Norge finner Andersen mfl. (2024) at effekten konvergerer mot null mellom 5 og 7 km, mens Westlund og Wilhelmsson (2025) finner at den i Sverige ikke kan påvises utover cirka 2 km i nord, men kan strekke seg opp mot 8 km i sør. Ettersom Nye Hitra 1 innebærer utbygging innenfor et eksisterende vindkraftverk (Hitra 2), er det grunn til å tro at effektene av tiltaket ikke har like stor rekkevidde som studier som analyserer nye utbygginger i urørte områder.

[18] At resultatene ikke er statistisk signifikante innebærer at estimatene er såpass nær null og at dataene er såpass usikre, at man ikke kan konkludere med sikkerhet at disse estimatene er forskjellig fra null, det vil si konkludere med at det er en negativ effekt ut over disse avstandene. Resultatene fra en av modellene som estimeres i studien vises i figuren under.
[19] En metastudie er en forskningsmetode der man samler og analyserer resultater fra mange enkeltstudier om samme tema. På den måten får man et mer helhetlig og robust bilde av effekten enn det hver enkelt studie kan gi.

Forskningslitteraturen sier lite om effekt på verdi av fritidsboliger og i hvilken grad denne skiller seg fra effekten for boliger. Parson og Heintzelman (2022) nevner i sin litteraturstudie at flere studier inkluderer fritidsboliger uten å omtale dette eksplisitt, slik at primær- og sekundærboliger blandes i datagrunnlaget. De viser også at studiene som omtaler forskjellen på boliger og fritidsboliger ikke indikerer et endelig svar på forskjellen i prispåvirkning på de to enhetene. Den eneste studien vi har identifisert som eksplisitt skiller mellom disse i estimeringen er en dansk studie, som finner en noe svakere effekt for fritidsboliger enn for boliger (Jensen, et al., 2018).Resultatene er imidlertid mer usikre for fritidsboliger, noe forfatterne forklarer med et mindre og mer heterogent datasett. Dette datagrunnlaget vurderes derfor som utilstrekkelig til å skille mellom bolig- og fritidsboliger i den kvantitative verdioverføringen, og vi anslår priseffekten ovenfor fritidsboliger til å være lik som for boliger.

3.3.1.1 Andre effekter enn avstand

Flere studier fokuserer også på utvalgte virkninger, herunder støy, skyggekast og synlighet. De viktigste funnen i forskningslitteraturen er oppsummert under

Støy oppstår når vindturbinene er i bevegelse og kan være plagsomt for naboer og andre som oppholder seg i (NVE, 2022). Jensen mfl. (2014) finner at boliger utsatt for støy fra vindkraftverk opplever prisreduksjoner, hvor verdifallet øker med høyere støynivå. For boliger i områder med 30-39 dB kan prisene i gjennomsnitt være 5-6 prosent lavere, og i områder med 40-50 dB kan prisene synke med rundt 6-7 prosent sammenliknet med stille områder, ifølge Jensen mfl. (2014). I tillegg er det funnet sammenhenger mellom nærhet til vindparker og økt risiko for søvnforstyrrelser Onakpoya mfl. (2015) samt lavere selvrapportert livskvalitet (Krekel & Zerrahn, 2017). FHI finner derimot i sin kunnskapsoppsummering på området at det er lite som tyder på at støy under L_{den} 45 dB har en direkte innvirkning på søvn, og at det er funnet liten sammenheng mellom støy fra vindturbiner og lavere livskvalitet eller mental helse (FHI, 2022). De henviser også til WHO sin kunnskapsoppsummering som konkluderer med at støyrelaterte plager fra vindturbiner starter på L_{den} 40 dB (WHO, 2018).

Skyggekast fra vindturbiner oppstår når vindturbiner kommer mellom solen og en mottaker, og kan oppleves som sjenerende (NVE, 2022). Forskning viser at boliger som utsettes for skyggekast har lavere markedsverdi, med en prisreduksjoner rundt 2-6 prosent, sterkest for boliger innenfor to kilometer fra turbiner og om eksponeringen er hyppig (Andersen & Hener, 2025; Sunak & Madlener, 2016).

Visuell påvirkning avhenger både av direkte synligheten til turbinene og av i hvilken grad de oppleves som sjenanse for nærområdet. Omfanget bestemmes særlig av antall turbiner, turbinenes høyde og dimensjonering, samt graden av hinderbelysning. Flere studier dokumenterer at utsikt til vindkraftverk kan ha negativ effekt på eiendomsverdier (Guo, Wenz, & Auffhammer, 2024; Dong, Gaur, & Lang, 2023; Mei , Liu, Meng, & Lin, 2024; Gibbons, 2015; Sunak & Madlener, 2016; Zimmer, Lindhjem, & Handberg, 2018). Forskning på effekter av **hinderlys** er begrenset. En spørreundersøkelse blant naboer til Odal vindkraftverk viser at lysene i varierende grad oppleves som sjenerende (Multiconsult, 2023). En studie fra Danmark og Sveits Pohl mfl. (2021) finner at hinderlys kan bidra til irritasjon og stress, særlig når mange turbiner med synkroniserte lys er synlige. Det er betydelig usikkerhet knyttet til hvordan mer omfattende hinderbelysning påvirker eiendomsverdier, men utvidet og sterkere belysning tilsier at enheter med direkte utsyn til vindkraftverket kan oppleve større visuell påvirkning enn ved svakere lyssetting.

I tillegg til studier som analyserer støy, skyggekast og visuell påvirkning isolert, finnes forskning som undersøker skalavirkinger av vindkraftverk, det vil si hvordan større og høyere anlegg påvirker nærliggende eiendommer. Antall og høyde på turbiner henger tett sammen med de nevnte påvirkningsfaktorene, ettersom flere og høyere turbiner normalt gir mer omfattende støy, skyggekast

og visuell eksponering. For Nye Hitra 1, som i praksis innebærer en utvidelse av et eksisterende anlegg (Hitra 2) med flere og høyere turbiner, er slike studier særlig relevante. De gir et mer helhetlig mål på samlet påvirkning enn enkeltstudier som analyserer hver virkning separat, og reduserer risikoen for overlappende effekter. Forskingslitteraturen viser imidlertid at evidens for prispåvirkning knyttet til skala, som målt i antall turbiner er usikre. For turbinhøyde derimot det empiriske grunnlaget sterkt.

- **Høyere turbiner** øker både sannsynligheten for synlighet og omfanget av visuell eksponering, ved at en større del av tårnet og rotoren blir synlig over horisonten og innenfor en bredere synsvinkel. Økt høyde utvider også sonen for skyggekast og innebære mer støy (Dröes & Koster, 2021; Andersen & Hener, 2025). Analyser av effekten av høyere turbiner kan også inkorporere effekten av endring til mer omfattende hinderlys ettersom større turbiner har krav til kraftigere hinderbelysning en lavere turbiner.[20]

- I litteraturstudien til Parsons og Heintzelman (2022) oppsummeres hvordan ulike studier analyserer effekten av **antall turbiner** på boligpriser. På samme måte som turbinhøyde kan også antall turbiner innebære en skalafaktor, der større vindkraftverk (målt i antall turbiner) potensielt gir sterkere prisvirkninger. Blant studiene som finner negative effekter av vindkraft på boligpriser, identifiserer Parsons og Heintzelman (2022) fem som påviser en slik sammenheng (Gibbons, 2015; Jarvis, 2021; Jensen, et al., 2018; Sunak & Madlener, 2016; Vyn, 2018). Tre studier finner derimot ikke en tilsvarende effekt for vindkraftverk med flere turbiner (Dröes & Koster, 2016; Dröes & Koster, 2021; Eichholtz, Kok, Langen, & van Vulpen, 2021). Forfatterne konkluderer med at evidensen for sterkere prispåvirkning ved vindkraftverk med flere turbiner er noe blandet, men at blant studier som finner negative effekter på eiendomsverdier, har disse tendens til å øke når antallet synlige eller nærliggende turbiner øker. Effekten av flere turbiner er også trolig knyttet til at vindkraftverket blir større og dermed påvirker flere eiendommer. På Hitra finner vi imidlertid at Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet gir liten endring i antall enheter som påvirkes av synlighet, støy og skyggekast. Turbinene til Nye Hitra 1 ligger også innenfor planområdet til Hitra 2, og innebærer ikke en utvidelse av planområdet selv om antall turbiner øker.

3.3.1.2 Valg av studier for verdioverføring

De fleste studier av vindkraft og eiendomsverdier omhandler førstegangsetablering av vindparker, mens fornyingsprosjekter og utvidelser av eksisterende anlegg i liten grad er studert. Dette skyldes hovedsakelig at historiske datasett inneholder få slike prosjekter. For Nye Hitra 1 må vi derfor basere oss på verdioverføring fra studier som identifiserer marginale effekter av vindparkegenskaper, snarere enn direkte før–etter-analyser av fornying.

Gjennomgangen av forskningslitteraturen viser at endring i avstand til nærmeste turbin og turbinhøyde er de viktigste forklaringsvariablene for endringer i eiendomsverdier som følge av Nye Hitra 1. Disse faktorene er sterkt korrelert med endring i støy, skyggekast og visuell påvirkning, som samlet bestemmer graden av eksponering for eiendommer i influensområdet (jf. årsaks–virkningsdiagram i figur Figur 2-1). Ettersom turbinhøyde er sterkt korrelert med disse virkningene, er det avgjørende å bruke studier som kombinerer avstand og turbinhøyde i samme modell.

I analysen benyttes Dröes og Koster (2021) og Andersen og Hener (2025) som hovedgrunnlag for verdioverføring. Begge studiene estimerer modeller som inkluderer både avstand og turbinhøyde, og

[20] I Norge er hinderlys på vindturbiner påbudt av hensyn til flysikkerheten (Luftfartstilsynet, 2025). Turbiner som overstiger 150 meter skal ha høyintensitetslys, som består av hvite blinkende lys på toppen, lys på mellomnivå og reflekterende magebelter (NVE, 2025). Endringer i forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder er for tiden på høring.

gir dermed et mer representativt bilde av de forholdene som endres ved Nye Hitra 1. Samtidig representerer de to studiene ytterpunkter i gjennomsnittseffekter: Dröes og Koster (2021) finner moderate priseffekter, mens Andersen og Hener (2025) identifiserer noen av de sterkeste priseffektene blant studiene vi har identifisert. Dette gjør dem egnet som proxyer for et lavt og et høyt scenario, noe som gir en robust scenariobasert tilnærming som tar høyde for den betydelige usikkerheten knyttet til verdioverføring.[21] Studiene har analysert vindkraftsaker i andre land med varierende overføringsgrad til Hitra, men utgjør de mest egnede studiene for verdioverføring basert på forskningslitteraturen.

Under går vi nærmere inn på artiklene vi vil benytte til verdioverføring og hvordan dette gjennomføres.

Dröes & Koster (2021) analyserer effekten av turbinhøyde og avstand på boligpriser i Nederland. De deler turbiner i tre høydekategorier: under 50 meter, mellom 50 og 150 meter og over 150 meter. I Nederland, som i Norge, skal turbiner høyere enn 150 meter merkes med blinkende hinderlys som er hvitt på dagtid og rødt på nattetid. Effekten av hinderlys vil dermed i praksis være implisitt inkludert i analysen for den høyeste høydekategorien. Resultatene viser at høyere turbiner har klart sterkere effekt på boligpriser innenfor 2,5 km fra vindturbinene. For turbiner over 150 meter finner de en prisnedgang på om lag 5,4 prosent innenfor to kilometer fra nærmeste turbin, mens effekten avtar raskt og er tilnærmet null utover rundt 2,5 kilometer. Studien dekker perioden frem til 2019, og de største turbinene i datasettet var under 200 meter. Høydekategorien over 150 meter gir derfor et konservativt anslag for dagens store turbiner på Hitra, som skal ha en totalhøyde på inntil 220 meter.

Andersen & Hener (2025) studerer samme sammenheng i Danmark og finner et tydelig høydeavhengig mønster. Som vist i

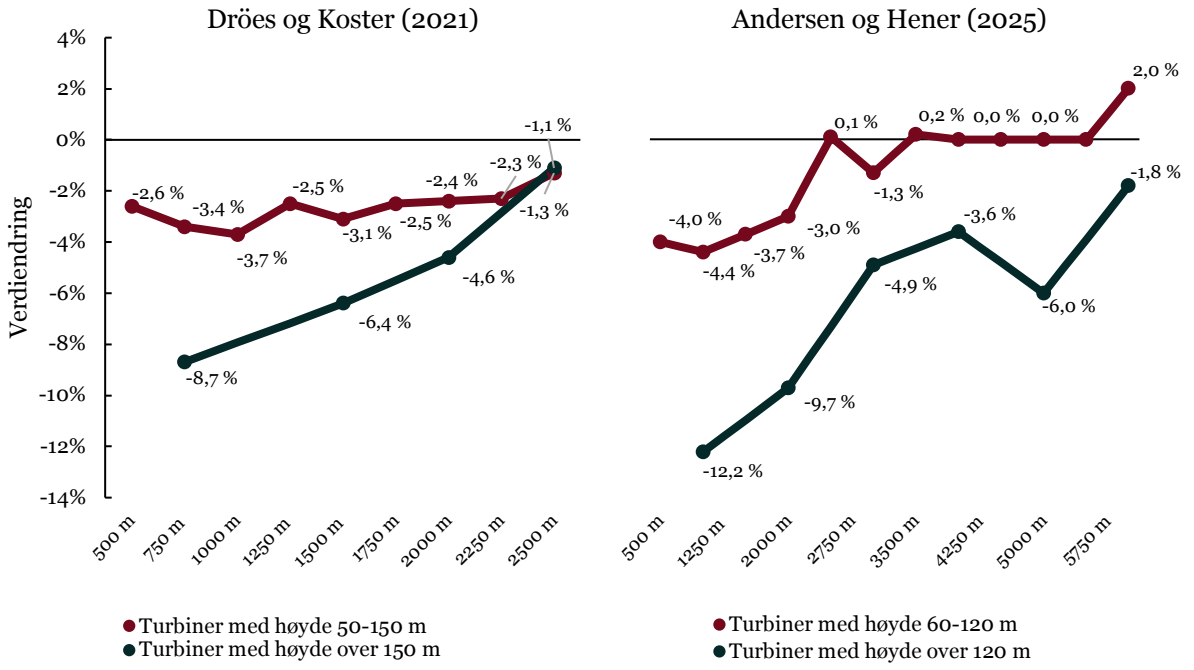
Estimatene fra de to studiene er vist i figuren under.

Figur 3-2 sammenligner de turbiner mellom 60 og 120 meter og turbiner over 120 meter. Turbiner under 60 meter har ingen målbar effekt, mens effekten øker markant med høyden. For turbiner over 120 meter finner de et prisfall på om lag 12 prosent innen én kilometer og 10 prosent innen to kilometer. Effekten avtar gradvis, men det observeres fortsatt negative punkter helt ut mot fem kilometer. Forfatterne sammenligner resultatene sine med Dröes & Koster (2021) og påpeker at effekten for de høyeste turbinene i Danmark er omtrent dobbelt så stor som i Nederland, selv om begge studier finner høyere priseffekt av høyere turbiner. Dette styrker vår vurdering av artiklenes relevans som proxier for et lav og et høyscenario. Det nedre intervallet (Nederland) legger til grunn 5,4 prosent prisnedgang innenfor to kilometer og ingen effekt utover dette. Det øvre intervallet (Danmark) indikerer 12 prosent prisnedgang innen én kilometer, 10 prosent innen to kilometer og gradvis svakere effekter frem til fem kilometer.

Estimatene fra de to studiene er vist i figuren under.

[21] En sentral utfordring for ekstern validitet er turbinstørrelse. Høydene har økt betydelig de siste årene, mens flere av de beste studiene dekker perioder der nye turbiner var vesentlig lavere enn i dag. I Dröes & Koster (2021) sin studie fra Nederland, var gjennomsnittlig høyde for nye turbiner mot slutten av studieperioden om lag 140 m, med maksimum 200 m. For Nye Hitra 1 (220 m) innebærer dette at historiske effekter for lavere turbiner trolig undervurderer dagens påvirkning.

Figur 3-2: Estimater for sammenhengen mellom avstanden til vindkraftverket og endring i boligpris for ulike turbinhøyder. *Kilde: Dröes & Koster* (2021) *og Andersen & Hener* (2025)



I verdioverføringsanalysen er differansen mellom kurvene av særlig interesse, ettersom den illustrerer effekten av å gå fra lavere til høyere turbiner (Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet). En bevegelse langs kurven representerer derimot effekten av endret avstand til nærmeste turbin (hvis turbinene til Nye Hitra 1 bygges nærmere enheten enn Hitra 2).

Før vi analyserer effekten av Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet, er det nødvendig å anslå prisen i nullalternativet. Til analysen av verdiendringen fra dagens situasjon til nullalternativet benyttes Andersen mfl. (2024). Denne studien er gjennomført i Norge og er derfor best egnet til å estimere effekten av å fjerne dagens Hitra 1-turbiner, ettersom endringen her i hovedsak handler om avstand til nærmeste turbin, og ikke om turbinhøyde.

I analysen av tiltaket representerer Dröes & Koster (2021) og Andersen & Hener (2025) et lavt og høyt scenario for eiendomsverdipåvirkningen av Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet. Som vist i Figur 3-2 finner Dröes & Koster (2021) at priseffekten fra store vindturbiner konvergerer mot effekten fra mindre turbiner ved om lag 2,5 km, og at priseffekten for store turbiner ikke lenger er statistisk forskjellig fra null på dette avstandsnivået. Et lavt scenario som legger til grunn estimatene til Dröes & Koster (2021) forutsetter derfor at effekten av Nye Hitra 1 ikke påvirker enheter over 2,5 km fra vindkraftverkene.

Andersen og Hener (2025) estimerer at forskjellen i effekter mellom store og små turbiner kan vedvare noe lenger. Men heller ikke i denne studien påvises statistisk signifikante priseffekter over to kilometer fra nærmeste turbin. Samtidig estimerer de negative priseffekter av vindkraftverk med store turbiner ut til rundt 5 km (selv om disse ikke er statistisk signifikante). Vi legger imidlertid til grunn i dette scenarioet at enheter påvirkes av fornyingsprosjektet helt ut til 5 km fra vindkraftverkene. Årsaken til dette er at dette scenarioet skal representere et høyt scenario, samt at Andersen mfl. (2024) finner negative priseffekter som følge av vindkraftverk som er statistisk signifikante ut til 4–6 km. Selv om Andersen mfl. (2024) analyserte utbygging av nye vindkraftverk, og ikke fornyingstilfeller i områder med eksisterende vindkraftverk. Effektavstanden som estimeres i Andersen mfl. (2024) illustrerer derfor en øvre sannsynlig effektavstand for Nye Hitra 1.

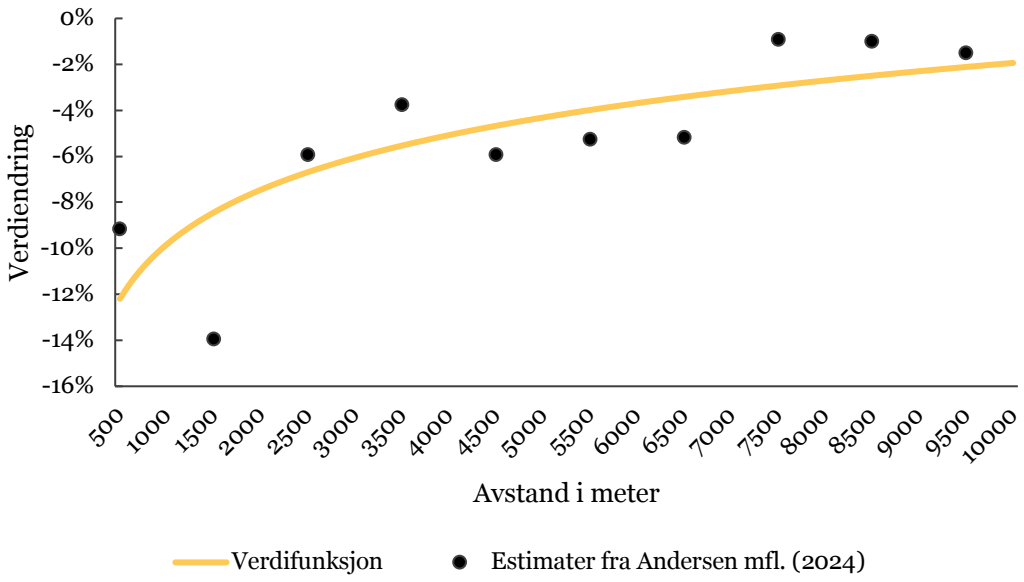
3.3.2 Parametrisk modell for verdioverføring til Nye Hitra 1

Analysen fokuserer på forskjellen i virkninger mellom tiltaksalternativet og nullalternativet. Estimeringen av fornyingsprosjektets effekt på eiendomspriser gjennomføres derfor i to trinn. I trinn 1 kvantifiserer vi utviklingen i eiendomsverdier fra dagens situasjon til nullalternativet. I trinn 2 analyserer vi virkningene som følger av utbyggingen av Nye Hitra 1, relativt til nullalternativet. Siden den gjennomgåtte litteraturen i begrenset grad skiller mellom priseffekter ovenfor fritidsboliger og helårsboliger, anvender vi de samme anslagene for begge boligtyper uten å skille disse fra hverandre.

Trinn 1. Nullalternativet med kun Hitra 2: I trinn 1 beregner vi forventet verdi under nullalternativet, der Hitra 1 er tatt ut av drift og kun Hitra 2 står igjen. Det vil si at vi anslår verdiendringen for eiendommene som følge av at Hitra 1 dekommisjoneres. Verdioverføringen bygger her utelukkende på avstandseffekter. Siden Hitra 2 er høyere enn Hitra 1 endres ikke høydekategorien til høyeste turbin i dette trinnet. Som beskrevet over benytter vi derfor estimater fra Andersen mfl. (2024) som estimerer priseffekter kun som en funksjon av avstand i Norge.[22]

Vi henter estimater direkte fra forfatternes foretrukne spesifikasjon for avstandsbåndene,[23] og oversetter disse til en kontinuerlig avstandsfunksjon. Estimatene fra artikkelen og den estimerte funksjonen vises under i Figur 3-3.[24]

Figur 3-3: Estimater fra Andersen mfl. (2024) for sammenhengen mellom avstanden til vindkraftverket og endring i boligpris, og estimert funksjon for denne sammenhengen. *Kilde: Andersen mfl. (2024) og Menon Economics*



Den estimerte verdifunksjonen er kontinuerlig og kan benyttes til å anslå prispåvirkning ved ulike avstander til vindkraftverket. Funksjonen benyttes for å beregne eiendomsverdiene i nullalternativet, ettersom fjerning av turbinene til dagens Hitra 1 kan føre til at enkelte enheter får lengre avstand til nærmeste turbin og dermed endret prispåvirkning. Boliger med økt avstand beveger seg altså langs kurven til verdifunksjonen noe som reflektere en økning i verdi i nullalternativet sammenlignet med dagens situasjon.

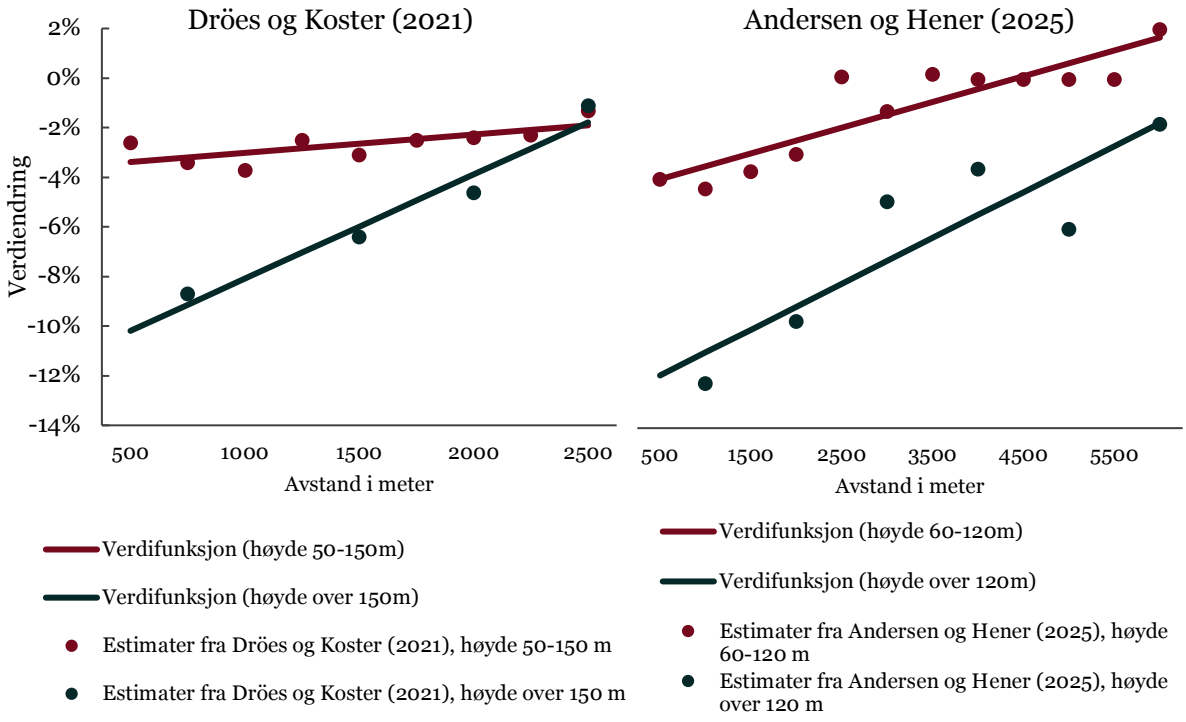
[22] Merk at Andersen mfl. (2024) benytter avstanden til vindkraftverkområdet og ikke nærmeste turbin.
[23] DiD-modell (7) med faste kraftverkseffekter, vist i figur 5 i Andersen mfl. (2024).
[24] Den estimerte funksjonen er: $Verdiendring\ (\%) = 3{,}43\% * \ln(avstand\ i\ meter + 1) - 33{,}5\%$

I trinn 1 anslår vi en samlet verdiøkning på om lag 250 000 kroner for boliger og fritidsboliger i influensområdet, som følge av dekommisjoneringen av dagens Hitra 1. Verdiøkninger en begrenset ettersom Hitra 2 sine turbiner i stor grad omkranser turbinene til Hitra 1, slik at avstand til nærmeste turbin i liten grad påvirkes.

Trinn 2. Tiltaksalternativet med Nye Hitra 1: I trinn 2 vurderer vi den forventede prisendringen ved bygging av Nye Hitra 1, relativt til prisene i nullalternativet. Fornying påvirker som nevnt hovedsaklig to forhold som betyr mest for boligprisene: avstanden til nærmeste turbin og turbinhøyden.

For å ta hensyn til begge disse effektene har gjort følgende: Først henter vi estimater Andersen og Hener (2025) og Dröes & Koster (2021) om hvordan prisene endrer seg med avstand ved ulik turbinhøyde. Som i trinn 1 henter vi koeffisienter direkte fra forfatternes spesifikasjoner i Andersen og Hener (2025) og Dröes & Koster (2021)[25] for avstandsbåndene, og oversetter disse til kontinuerlige avstandsprofiler for to høydespesifikasjoner (lav/høy). Estimatene fra forskningsartiklene og de estimerte funksjonene er vist i figuren under.[26]

Figur 3-4: Verdifunksjon for sammenhengen mellom endring i boligpris, avstand til og størrelsen på vindturbiner. ***Kilde: Dröes & Koster (2021), Andersen & Hener (2025) og Menon Economics***



Først benyttes de etablerte funksjonene i Figur 3-3 til å beregne hvordan boligprisene utvikler seg fra dagens situasjon til nullalternativet (trinn 1). Når verdien av boligen i nullalternativet er fastsatt, kan funksjonene i Figur 3-4 anvendes for å beregne endringen i eiendomsverdi fra nullalternativet til tiltaksalternativet (trinn 2). Hvor sistnevnte innebærer priseffekten for eiendommen som følge av

[25] Se figur 8 i (Andersen & Hener, 2025) og figur 5 i (Dröes & Koster, 2021)
[26] Den estimerte verdifunksjonen basert på Dröes og Koster (2021) for turbiner med en høyde på 50-150m er: $Prisendring\ (\%) = 0{,}0007\% * Avstand - 3{,}8\%$, mens verdifunksjonen for turbiner over 150m er: $Prisendring\ (\%) = 0{,}0042\% * Avstand - 12{,}3\%$. Den estimerte verdifunksjonen basert på Andersen og Hener (2025) for turbiner med en høyde på 60-120m er: $Prisendring\ (\%) = 0{,}0010\% * Avstand - 4{,}5\%$, mens verdifunksjonen for turbiner over 120m er: $Prisendring\ (\%) = 0{,}0018\% * Avstand - 12{,}8\%$.

utbyggingen av Nye Hitra 1, som omfatter både høyere turbiner og eventuelt kortere avstand til nærmeste turbin.

For å illustrere beregningen av effekten som følge av tiltaket presenteres et eksempel i boksen nedenfor.

Boks 3-1: Eksempelberegning av eiendomsverdipåvirkning

For å illustrere beregningene viser vi et eksempel med følgende utvikling i påvirkning for en bolig som i dag har en verdi på 3 mill. kroner:

- **Dagens situasjon** (Hitra 1 og 2): Boligen ligger 1,2 km fra nærmeste turbin.
- **Nullalternativet** (kun Hitra 2): Fjerning av Hitra 1 turbiner øker avstanden til nærmeste turbin til 1,5 km.
- **Tiltaksalternativet** (Hitra 2 og Nye Hitra 1): Nye Hitra 1 etableres og en av turbinene bygges nærmere boligen slik at avstand til nærmeste turbin reduseres til 1 km. I tillegg opplever boligen nå påvirkning fra et vindkraftverk med høyere turbiner og mer omfattende hinderlys.

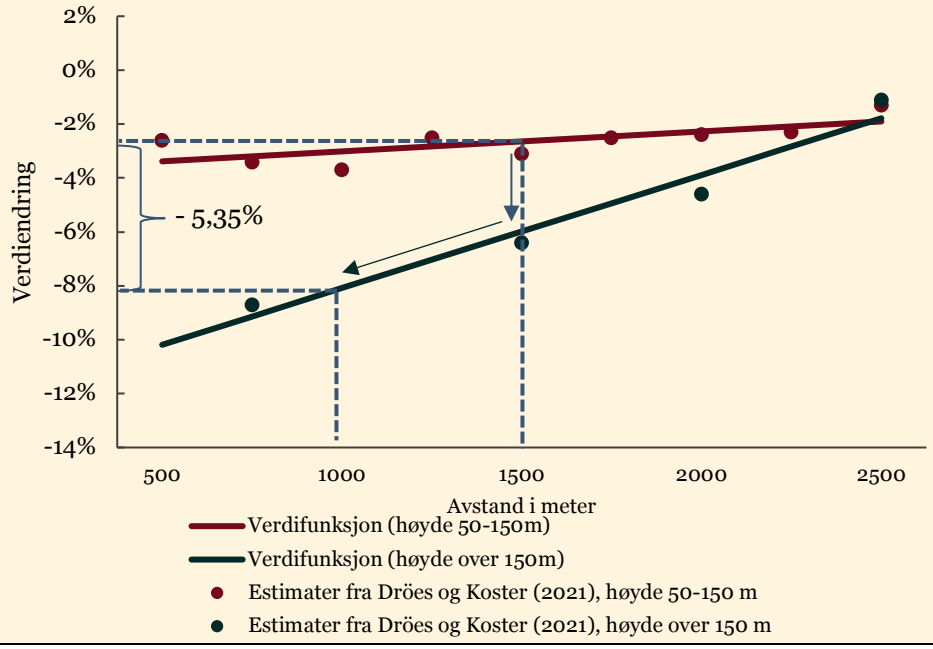
Trinn 1: Dette trinnet viser utviklingen i verdi fra dagens situasjon og til nullalternativet. Verdiendringen i dette trinne beregnes ved å ta prispåvirkningen i nullalternativet minus prispåvirkningen i dagens situasjon:

$$Verdiendring\ (\%) = (3{,}43\% * \ln(1500 + 1) - 33{,}5\%) - (3{,}43\% * \ln(1200 + 1) - 33{,}5\%) = \mathbf{0{,}76}\%$$

Hvis boligen er verdt 3 mill. kroner i dagnes situasjon og får en verdiøkning på 0,76 prosent. som følge av fjerningen av Hitra 1 turbinene så er verdien i nullalternativet 3 022 800 kroner.

Trinn 2: I dette trinnet beregnes verdiendringen som er av interesse i denne analysen – verdiendringen av å bygge ut Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet. I likhet med trinn 1 beregnes dette som prispåvirkningen etter tiltaket relativt til før. I motsetning til trinn 1 som kun utgjorde en endring i avstand, innebærer dette tiltaket også en endring i turbinhøyde. Ettersom større turbiner gir kraftigere verdipåvirkning (gjennom blant annet mer omfattende visuell påvirkning, herunder hinderbelysning), innebærer dette et flytt til en annen verdifunksjon. Vi har beregnet en verdifunksjon for mindre turbiner og en for større turbiner, der verdifunksjonen for større turbiner gir større verdipåvirkning ved alle avstander. Endret prispåvirkning med estimater overført fra Dröes og Koster (2021) illustreres i figuren under.

Figur 3-5: Illustrasjon av endret påvirkning fra vindkraftverket. *Kilde:* (Dröes & Koster, 2021)*Menon Economics*



Som vist i figuren over innebærer utbygging av Nye Hitra 1 en bevegelse mellom kurvene (endring i turbinstørrelse) og langs kurven (endring i avstand til nærmeste turbin). Den totale prosentvise endringen i boligverdi er beregnet under.

$$Verdiendring\ (\%) = (0{,}0042\% * 1000 - 12{,}3\%) - (0{,}0007\% * 1500 - 3{,}8\%) = -8{,}1\% - (-2{,}75\%) = \mathbf{-5{,}35\%}$$

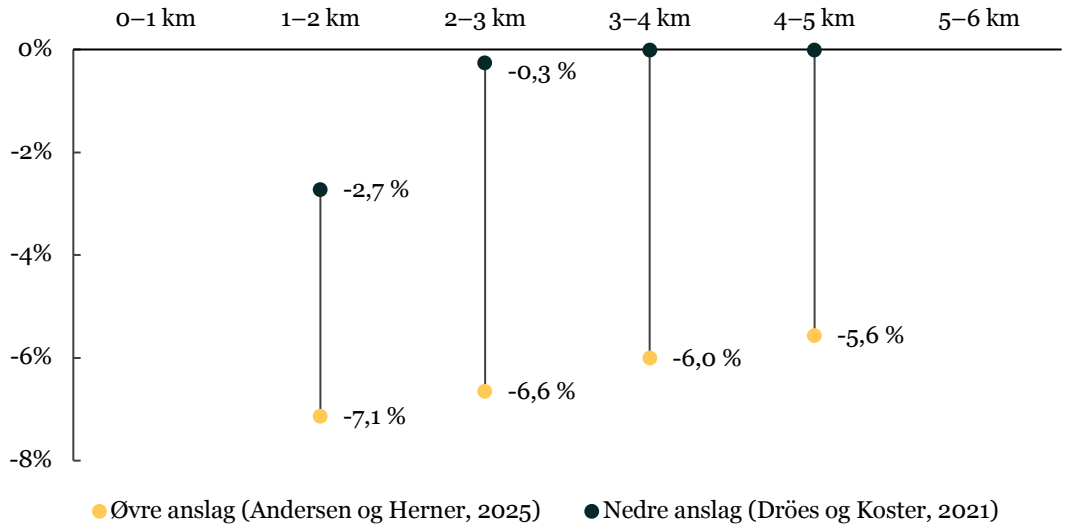
Boligens anslåtte verdiendring er -5,35 prosent, noe som tilsvarer en nedgang på 161 120 kroner relativt til nullalternativet.

Boliger som kun får endring i høydeparameter, får kun et horisontalt skift i figuren over.

Basert på metoden beskrevet over har vi beregnet verdipåvirkningen for hver bolig og fritidsbolig i influensområdet til Nye Hitra 1. Prispåvirkningen varierer mellom enhetene og avhenger av avstanden til vindkraftverket og eventuelle endringer i avstand til nærmeste turbin som følge av tiltaket.

Figuren under viser gjennomsnittlige anslag for verdiendring på boliger og fritidsboliger i influensområdet til Nye Hitra 1 som følge av fornyingsprosjektet, målt relativt til nullalternativet (trinn 2).

Figur 3-6: Gjennomsnittlig verdiendring som følge av Nye Hitra 1 relativt til nullalternativet.
Kilde: Menon Economics



Figuren viser hvordan anslått priseffekt varierer avhengig av om verdifunksjonen er basert på estimatene fra Dröes & Koster (2021) eller Andersen & Hener (2025). Det er ikke beregnet estimater for avstandsintervallet 0–1 km, ettersom det ikke er identifisert noen boliger eller fritidsboliger innenfor dette området.

Det øvre anslaget i våre beregninger viser en gjennomsnittlig verdinedgang på om lag 7,1 prosent for boliger innenfor 2 km fra Nye Hitra 1, med effekt som strekker seg ut til 5 km. Dette innebærer en tydelig negativ verdipåvirkning sammenlignet med resultater fra både internasjonal og norsk forskning.

Parsons og Heintzelman (2022) finner at boligpriser i internasjonale studier i gjennomsnitt faller med rundt 5 prosent innenfor 1 km fra nærmeste vindkraftverk, og at effekten gradvis avtar til om lag null ved 4 km. Schütt (2024) estimerer en gjennomsnittlig prisnedgang på 0,7 prosent for boliger innenfor 3 km, med konvergering mot null ved rundt 4,5 km. Våre øvre anslag ligger dermed over gjennomsnittseffektene rapportert i den internasjonale litteraturen. Anslagene er imidlertid noe lavere enn funnene til Andersen mfl. (2024) for Norge, som anslår en prisreduksjon på om lag 15 prosent for boliger nærmere enn 1 km fra et vindkraftverk, med effekten avtagende til null ved 5–7 km. Det er samtidig verdt å merke seg at disse studiene omhandler etablering av nye vindkraftverk, mens Nye Hitra 2 representerer en utvidelse av et eksisterende anlegg, som normalt forventes å gi en svakere verdipåvirkning. Det er derfor sannsynlig at den faktiske verdipåvirkningen som følge av Nye Hitra 1 befinner seg innenfor vårt øvre anslag.

3.3.3 Langsiktige priseffekter

Våre beregninger av verdipåvirkningen til boliger og fritidsboliger er begrenset til effekten ved etableringstidspunktet for turbinene. Hvordan eiendomsverdiene og antallet eiendommer påvirket utvikler seg over tid er mer usikkert, og dette er derfor ikke behandlet i detalj i analysen.

Teoretisk sett skal dagens eiendomspriser reflektere all tilgjengelig informasjon om fremtidige endringer i eiendomsmarkedet, inkludert at konsesjonen til vindkraftverket utløper og at turbinene fjernes. Dersom eiendomsmarkedet fungerer effektivt og aktørene handler rasjonelt, vil slike fremtidige forhold være diskontert inn i den initiale prisendringen. I praksis kan imidlertid markedet være preget av usikkerhet, ulik informasjonstilgang eller begrenset rasjonalitet, slik at de langsiktige virkningene ikke nødvendigvis fullt ut fanges opp i prisene på etableringstidspunktet.

Vi har identifisert tre studier som undersøker hvordan priseffekten utvikler seg over tid etter idriftsettelse. Guo mfl. ((2024) finner at boligverdiene i USA med utsikt til vindkraftverk faller de første tre årene, men deretter gradvis tar seg opp, slik at den negative effekten er under én prosent etter ti år. Dong mfl. (2023) dokumenterer et lignende mønster i New England, der effekten avtar etter rundt fire år og er borte etter sju. I Danmark finner derimot Andersen og Hener (2025) at prisnedgangen vedvarer over tid, og at priseffekten ikke reduseres over tid.

Ettersom forskningslitteraturen om langsiktige priseffekter trekker i ulike retninger, har vi ikke grunnlag for å anta at den opprinnelige verdinedgangen nødvendigvis henter seg inn igjen over tid. Analysen omfatter derfor ikke utviklingen i eiendomsverdier etter etableringstidspunktet. Vi vurderer heller ikke hvordan verdiene påvirkes etter 2045 når turbinene til Hitra 2 skal dekommisjoneres.

3.3.4 Kvalitative vurderinger fra lokale eiendomsmeglere

Estimatene på forventet verdiendring på eiendommer som vi har hentet fra Dröes & Koster (2021) og Andersen & Hener (2025) kan ha varierende overførbarhet til Hitra. For å kvalitetssikre og kalibrere anslagene mot lokale forhold har vi gjennomført intervjuer med eiendomsmeglere som selger eller har solgt boliger på Hitra, som fungerer som en uavhengig ekstern verifisering av våre beregninger. Gjennom intervjuene har vi innhentet informasjon om hvordan dagens vindkraftverk på Hitra har påvirket eiendomsmarkedet (historisk), samt hvordan eiendomsmeglerne tror at Nye Hitra 1 vil påvirke eiendomsverdiene (fremover i tid). Se vedlegg B for mer informasjon om hvordan intervjuene er gjennomført.

Eiendomsmeglerne vurderer at **dagens vindkraftverk på Hitra** (Hitra 1 og 2) i liten grad har påvirket bolig- og fritidsboligprisene i nærområdet. De påpeker at Hitra er en øy hvor de fleste boliger ligger langs kysten, mens turbinene står sentralt på øya og er lite synlige ettersom de fleste har utsikt ut over havet. De påpeker imidlertid at boliger og fritidsboliger et par kilometer nord for kraftverkene,

i området rundt Straumfjordsveien og Vesthitterveien, har en utsikt som i større grad vil påvirkes av turbinene og kan ha opplevd mindre påvirkning. Videre påpeker de at fastboende i stor grad har vent seg til anleggene, og meglerne opplever ikke at dagens vindkraftverk påvirker salgspris eller etterspørsel etter enheter i nærhet av turbinene, i nevneverdig grad. De trekker også frem at boligkjøpere var noe bekymret for støy og annen påvirkning av vindkraftverket når Hitra 1 først kom, men at de i liten grad opplever fokus rundt dette i dag. Eiendomsmeglerne sammenligner situasjonen med nabokommunen Frøya. På Frøya har det mer negativ omtale og oppmerksomhet rundt turbinene som eiendomsmeglerne tror kan ha ført til verdifall, mens man ikke har opplevd tilsvarende konflikter på Hitra. Enkelte eiendomsmeglere påpeker imidlertid at fritidsboliger som ligger svært nærme vindturbinene (under omtrent 2 km) kan ha opplevd en viss negativ priseffekt, men at dette er vanskelig å fastslå. Dette begrunnes med at fritidsboligkjøpere i større grad vektlegger støy, skyggekast og visuell påvirkning, ettersom de søker nærhet til stillhet, landskap og opplevelsen av urørt natur.

Når det gjelder den planlagte utbyggingen av **Nye Hitra 1**, vurderer eiendomsmeglerne at prosjektet i hovedsak vil ha liten eller ingen ny effekt på eiendomsprisene sammenlignet med situasjonen med kun Hitra 2. De fremhever at prosjektet i praksis innebærer en fornyelse og oppgradering av eksisterende anlegg, og i mindre grad utgjør et nytt inngrep i området. Ettersom lokalbefolkningen allerede er vant til vindkraftverkene, og at eksponeringen endres lite, forventer de liten virkning på prisnivået. Det faktum at turbinene fra Hitra 2 i all hovedsak vil omkranse turbinene til Nye Hitra 1 trekkes blant annet frem som en dempende faktor.

Det eiendomsmeglerne vurderer som mest sannsynlig å ha en effekt på verdien av boliger og fritidsboliger, er eventuelle endringer i hinderlys. Hinderlysene trekkes frem som en usikkerhetsfaktor, hvor meglerne påpeker at det krevende å si noe kvalitativt om påvirkning, og hvor sjenerende dette vil oppfattes.

3.3.4.1 Oppsummering av eiendomsmeglerenes vurderinger

Eiendomsmeglernes overordnede vurderinger er at utbyggingen av Nye Hitra 1, sammenlignet med en situasjon med kun Hitra 2, ikke vil påvirke prisnivået for boliger og fritidsboliger i nevneverdig grad – med mindre utbyggingen medfører mer omfattende hinderlys eller økt støybelastning. Vindkraftverkets relevans for boligpriser vurderes å være særlig lav for eiendommer sør for vindkraftverket, som i stor grad har utsikt i motsatt retning av turbinene og ut mot havet. De vurderer likevel at både boliger og fritidsboliger som utsettes for synlige hinderlys kan oppleve en viss verdireduksjon. I tillegg kan fritidsboliger i nærheten av anlegget bli påvirket dersom støynivået øker, selv om hinderlysene ikke er sjenerende. Et grovt anslag fra eiendomsmeglerne antyder en verdireduksjon på inntil fem prosent for boliger innenfor to kilometer, og noe høyere – opp mot syv prosent for fritidsboliger. Dette er i tråd med våre numeriske anslag. Effekten vurderes likevel som moderat og lokalt begrenset, og avhenger i stor grad av faktisk påvirkningsgrad, særlig fra hinderlys og støy. Enheter som ikke påvirkes av mer omfattende hinderlys eller støy vurderes å ha tilnærmet uendret prispåvirkning.

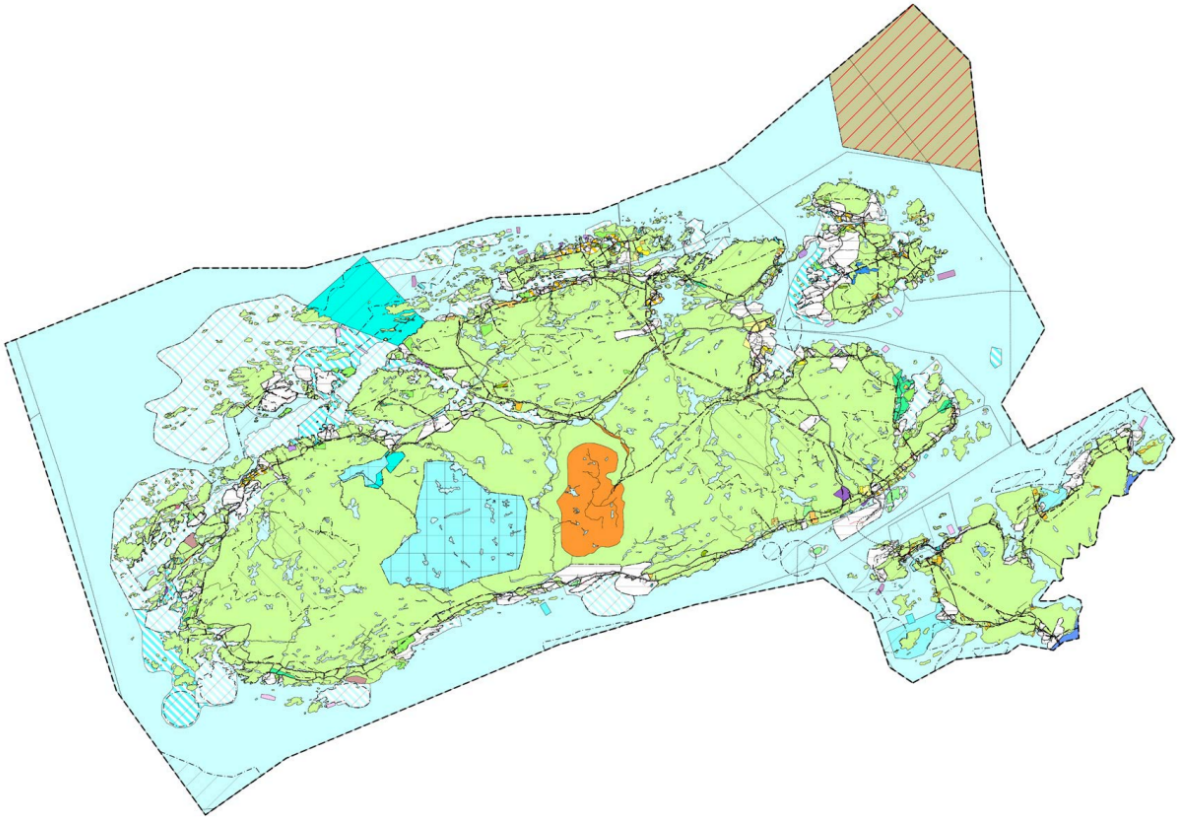
3.4 Andre virkninger på eiendomsverdier

Vindkraftverket kan påvirke eiendomsverdier ut over boliger og fritidsboliger. Virkninger på eiendomsverdier som vi ikke har grunnlag for å vurdere kvantitativt analyseres kvalitativt i dette delkapittelet. Her vurderer vi virkninger ovenfor skogs- og utmarkskoier, rorbuer, seter, tomter, næringseiendommer og positive virkninger som følge av økt sysselsetting, verdiskaping eller ringvirkninger av høyere kommunale skatteinntekter.

3.4.1 Påvirkning på tomter

I denne analysen vurderes i hovedsak hvordan vindkraftverket påvirker verdien til boliger og fritidsboliger på Hitra. Samtidig kan fremtidige boliger og fritidsboliger få redusert verdi på lik linje med boliger og fritidsbebyggelse som eksisterer i dag. En studie av Mei m.fl. (2024) undersøker effekten av vindkraftverk på tomtepriser i Kina og finner positiv priseffekt på tomter innen 10 km fra vindkraftverk. Studien skiller imidlertid ikke mellom ubebygde og bebygde tomter, og gir derfor ikke et tilstrekkelig grunnlag til å tallfeste effektene av ubebygde tomter i denne analysen. For å vurdere omfanget av fremtidige boliger og fritidsboliger har vi undersøkt omfanget av tomter som i dag er ubebygde, men som i kommunens reguleringsplaner er avsatt til bolig- eller fritidsformål.

Figur 3-7: Planbeskrivelse av kommuneplanens arealdel 2024-2034 for Hitra Kommune. Oransje område er vindkraftverk og grønt område er utmark. Blått område vest for kraftverket er friluftsområde. *Kilde:* (Hitra kommune , 2023)



Kommuneplanens arealdel (KPA) for Hitra angir rammer for bruk av areal, inkludert områder avsatt til bolig- og fritidsbebyggelse, næring, natur og friluftsliv. I Kommuneplanens arealdel 2024-2034 består området nærmest turbinene hovedsakelig av områder regulert til landbruks-, natur og friluftsformål (markert som grønt område). Det oransje skraverte området viser Hitra vindkraftverk. Til sammen var det i 2022 regulert 539 tomer til boligbygging (omtrent 2300 dekar) og 1198 tomter til fritidsbebyggelse (omtrent 3800 dekar) i Hitra (Hitra kommune , 2023). De fleste av disse tomtene ligger med avstand til vindkraftverket, hovedsakelig mot kysten av øya. Et fåtall regulerte tomter for bolig- og fritidsbebyggelse ligger innenfor influensområdet til kraftverket. Dersom det i fremtiden bygges boliger eller fritidsboliger på disse tomtene, kan de bli påvirket på tilsvarende måte som eksisterende bebyggelse. Det er imidlertid uklart hvor stort dette volumet kan bli, noe som gjør det utfordrende å estimere numeriske effekter.

For å vurdere i hvilken grad tomter i nærheten av vindkraftverket kan bli utbygd, kan man ta utgangspunkt i SSBs befolkningsframskrivinger for Hitra kommune. Økt befolkning vil kunne bidra til

flere boliger og fritidsboliger, hvorav noen kan ligge innenfor influensområdet til Nye Hitra 1. Ifølge hovedalternativet i SSBs framskrivinger er befolkningen forventet å øke med om lag 5 prosent fram mot 2030, 12 prosent mot 2040 og 17 prosent mot 2050.

Befolkningsveksten kan indikere noe økt utbygging, men det er usikkert om dette vil skje innenfor influensområdet. Utbyggere kan også velge å lokalisere nye prosjekter lenger unna vindkraftverket. Selv om omfanget av framtidig utbygging er usikkert, vil nye boliger og fritidsboliger som etableres i influensområdet oppleve tilsvarende verdireduksjon som sammenlignbare eksisterende enheter i området.

3.4.2 Næringsbygg og andre bygninger

Som omtalt i kapittel 2.3 finnes det også flere næringsbygg og andre bygninger på Hitra som kan bli berørt av vindkraftverket. I 2025 var det registrert om lag 1 501 næringsbygg totalt i Hitra kommune (SSB, 2025). Figur 2-8 viser at dette i hovedsak er industri- og lagerbygninger innenfor influensområdet. Dette er imidlertid en bred kategori hvor de fleste bygningene er tilknyttet til husdyrhold og landbruksvirksomhet. I tillegg finnes enkelte bygninger knyttet til annen type bruk, men disse forekommer i begrenset omfang.

Det finnes begrenset forskningslitteratur som undersøker hvordan nærhet til vindturbiner påvirker verdien av andre bygninger enn boliger. Det er derfor ikke grunnlag for å fastslå en eventuell verdiendring for disse eiendommene som følge av utbyggingen av Nye Hitra 1. Det er imidlertid mulig at bygninger til annet bruk enn bolig og fritid kan oppleve verdiendring som følge av vindkraftverket, men det er svært usikkert og ikke dokumentert i forskningslitteraturen.

Det finnes også skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l.[27] innenfor influensområdet som i varierende grad kan benyttes som fritidsboliger (selv om de ikke er registrert til dette bruket i Matrikkelen). Innenfor fem kilometers avstand fra Nye Hitra 1 er det identifisert tre bygninger i denne kategorien, og totalt 17 innenfor en radius på ti kilometer. Det finnes ikke prisstatistikk for denne typen bygninger, og de omsettes i begrenset grad sammenlignet med ordinære fritidsboliger. Dette er også ofte boliger av enklere standard som i de fleste tilfeller ikke kan tilegnes gjennomsnittsverdien av fritidsboliger i området. Samtidig som vi mangler prisinformasjon og disse bygningene er har vi ikke noe grunnlag til å vurdere deres prispåvirkning som følge av Nye Hitra 1. Enkelte av bygningene, særlig de som i stor grad brukes til fritidsformål, kan likevel bli påvirket av utbyggingen av Nye Hitra 1.

3.4.3 Positive effekter og ringvirkninger

Utbyggingen av Nye Hitra 1 kan påvirke eiendomsmarkedet utover boligene innenfor selve influensområdet. De prissatte effektene i denne analysen omfatter verdien på boliger og fritidsboliger i nærheten av turbinene, men økt vindkraftproduksjon kan også ha indirekte, positive effekter på boligmarkedet regionalt gjennom økt økonomisk aktivitet i kommunen og regionen. Utbygging og drift av vindkraftverk kan gi positive ringvirkninger gjennom økt verdiskaping, sysselsetting og høyere kommunale inntekter fra produksjonsavgift og eiendomsskatt[28]. Sistnevnte kan styrke kommunens økonomi og legge til rette for investeringer i infrastruktur og tjenester. Økt økonomisk aktivitet og sysselsetting kan igjen skape ringvirkninger i lokalsamfunnet og bidra til økt kjøpekraft og etterspørsel etter boliger som følge av tilflytting, som kan føre til økt eiendomsverdier i området.

[27] Skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l. utgjør bygninger som i varierende grad kan likestilles med fritidsboliger og som vi derfor definert som en egen kategori. Denne kategorien omfatter skogs- og utmarkskoie (primitiv hytte brukt av jegere og tømmerhuggere), gamme (jordhytte, særlig brukt av samer), seterhus, sel, rorbu og annen boligbygning/sekundærbolig (f.eks. sekundærbolig reindrift).
[28] Eiendomsskatten på vindkraftverk i Hitra kommune er på 7 promille i 2025 (Hitra kommune, 2025).

Internasjonale studier gir støtte til at slike mekanismer eksisterer, men viser samtidig at effektene varierer betydelig mellom områder. Hoen (2025) peker på at økte skatteinntekter og kommunebudsjetter i USA kan bidra til bedre tjenester og ha en positiv effekt på boligmarkedet. De finner at boligprisene i distrikter med vindkraftverk i snitt stiger med 2,7-3 prosent etter at kraftverket settes i drift, med sterkest effekt i rurale områder. Gavard mfl. (2025) finner i en dansk studie at vindkraftutbygging kan føre til økt offentlig forbruk på kommunalt nivå som følge av avgifter fra utbyggere, men at effekten på lokal sysselsetting er moderat. En studie fra Brasil viser positive effekter av vindkraftutbygging på antall bedrifter og sysselsetting lokalt, drevet av etablering av nye virksomheter og vekst i eksisterende bedrifter (Hernandez-Cortes & Mathes, 2023). En global metaanalyse av Aldiere (2020) finner imidlertid begrenset effekt på lokal sysselsetting, og forfatterne understreker at lokale virkninger er stedsspesifikke og avhenger av kontekstuelle forhold.

For Hitra kan slike ringvirkninger oppstå dersom kommunen får betydelige inntekter fra den nye kraftutbyggingen, og disse brukes til å styrke kommunale tjenester, infrastruktur og lokalt næringsliv. Slike forbedringer kan over tid gjøre kommunen mer attraktiv som bosted og dermed bidra til en moderat økning i eiendomsverdiene lokalt og regionalt. I Hitra kommune har befolkningen økt med over syv prosent de siste fem årene, ifølge SSB (2025). Videre befolkningsvekst kan bidra til økte eiendomsverdier i kommunen. Det er likevel viktig å understreke at slike virkninger er usikre og vanskelige å tallfeste. Det er derfor ikke grunnlag for å prissatte en slik effekt i denne analysen.

4 Samlet virkning på eiendomsmarkedet

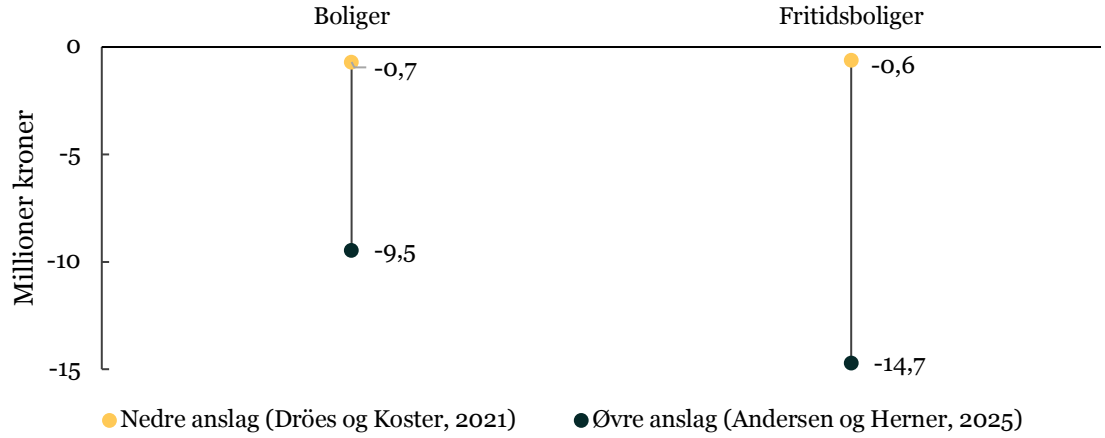
Vi anslår et samlet verditap på boliger og fritidsboliger i influensområdet på om lag 10 millioner kroner, med et usikkerhetspenn på mellom 2 og 24 millioner kroner. Utfallsrommet reflekterer den iboende utsikkerheten i verdiforføringsanalyser, hvor lokale og nasjonale forhold kan ha stor betydning for graden av prispåvirkning. For å hensynta dette har vi intervjuet lokale eiendomsmeglere. Intervjuene bekrefter i all hovedsak de kvantitative analysene som er gjennomført, men peker mot en priseffekt under snittet av de to scenarioene. Det er viktig å påpeke av den kvantitative analysen er begrenset boliger og fritidsboliger. Dette skyldes begrensinger i empirisk evidens for påvirkning på andre eiendomstyper. Effektene på eksempelvis ubebygde tomter, næringsbygg og koier forventes imidlertid å trekke det samlede verditapet opp. Samtidig kan utbyggingen gi indirekte, positive effekter dersom økt økonomisk aktivitet og høyere kommunale inntekter fører til økt attraktivitet og bosetting. Forskningslitteraturen viser at dette kan påvirke eiendomspriser i kommunen positivt. Den samlede påvirkningen fra de ikke-prisssatte virkningerne er derfor usikker. Men ettersom de ikke-prissatte virkningene peker i ulike retninger, vil trolig summen av disse være begrenset og i liten grad påvirke den totale virkningen på eiendomsmarkedet.

I dette kapittelet presenterer vi våre estimater for samlet verdinedgang i eiendomsverdiene i influensområdet som følge av utbyggingen av Nye Hitra 1, relativt til nullalternativet. Verdiene er beregnet ved å kombinere den estimerte prosentvise verdiendringen for hver bolig og fritidsbolig, som vi utledet i forrige kapittel, med den anslåtte markedsverdien for den enkelte enhet i nullalternativet.

Data på boligene og fritidsboligenes verdi anskaffet fra Eiendomsverdi, som anslår markedsverdien til hver enhet basert på deres modell. Denne modellen estimerer markedsverdien basert på enhetens tidligere salgspris, salgspris på sammenlignbare salg i nærområdet og en attributtprisingsmodell. Vi har ikke fullstendig dekning på markedsverdien til samtlige enheter i influensområdet, og har derfor benyttet gjennomsnittlig markedsverdi på ulike boligtyper og fritidsboliger i nærheten av vindkraftverket, og tilskrevet denne gjennomsnittsverdien til enhetene vi mangler estimert markedsverdi på.

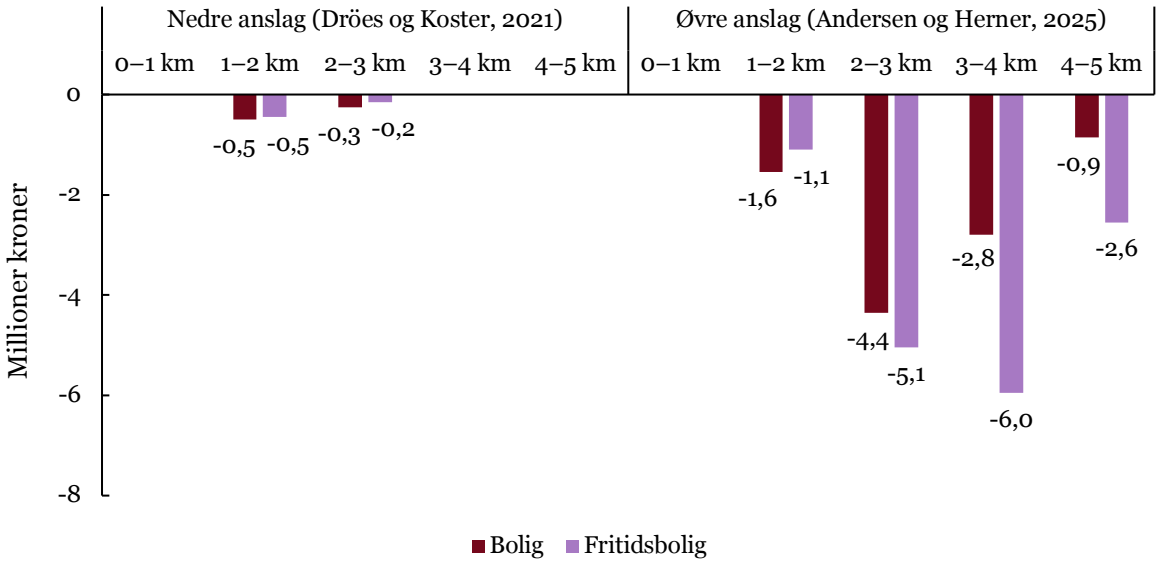
Som vi redegjør for i kapittel 3 har vi benyttet et utfallsrom for verdipåvirkningen for å ta høyde for usikkerhet i representativitet og relevans, ettersom vi kun har identifisert utenlandske studier som eksplisitt modellerer turbinhøyde i forskningslitteraturene. Figuren under viser den samlede beregnede verdiendringen for alle berørte eiendommer, i nedre og øvre anslag, basert på henholdsvis verdifunksjonene til Dröes og Koster (2021) og Andersen og Hener (2025).

Figur 4-1: Samlet verdiendring som følge av utbyggingen av Nye Hitra 1, relativt til nullalternativet i 2025-kroner. *Kilde: Menon Economics*



Den samlede verdinedgangen for boligene i influensområdet anslås til om lag 700 000 kroner ved bruk av til Dröes og Koster (2021) og 9,45 millioner kroner dersom Andersen og Hener (2025) sine estimater benyttes. For fritidsboliger beregner vi en samlet verdinedgang på 600 000 om Dröes og Koster (2021) legges til grunn og 14,7 millioner kroner dersom Andersen og Hener (2025) legges til grunn for beregningene. Samlet sett gir dette et utfallsrom på mellom 1,5 til 24 millioner kroner. Gjennomsnittet av de to anslagene gir en samlet verdinedgang på om lag 12 millioner kroner.Figuren under viser verdinedgangen fordelt på avstandsintervaller fra Nye Hitra 1.

Figur 4-2: Verdiendring som følge av utbyggingen av Nye Hitra 1, relativt til nullalternativet i millioner 2025-kroner. *Kilde: Menon Economics*



Spennet mellom anslagene illustrerer den iboende usikkerheten som knytter seg til anslåtte priseffekter ved verdioverføring fra ulike studier, herunder usikkerhet knyttet til lokale forhold og overførbarheten til studiene. For å adressere dette har vi intervjuene med lokale eiendomsmeglere på Hitra. Eiendomsmeglerne vurderer at utbyggingen av Nye Hitra 1 i liten grad vil påvirke det generelle prisnivået for boliger og fritidsboliger, men at eiendommer som utsettes for synlige hinderlys eller økt støynivå kan oppleve verdireduksjon. *For eiendommer innenfor to kilometer som får økt eksponering* anslår eiendomsmeglerne en prisnedgang på *opp mot* fem prosent for boliger og syv prosent for

fritidsboliger. Gitt et begrenset omfang av enheter som vil oppleve økt eksponering, tyder dette på at de lokale effektene vil ligge noe under snittet mellom øvre og nedre intervall i våre kvantitative beregninger. Når vi ser de kvantitative analyse i lys av eiendomsmeglernes vurdering, peker dette mot en samlet effekt på boligpriser tilsvarende om lag 10 millioner kroner. Med hensyn til utfallsrommet vil vi påpeke at disse må tolkes som maks/min-scenarioer. Eksempelvis reflekterer det øvre intervallet en større effekter enn *gjennomsnittseffekten* i internasjonal forskningslitteratur for nyetablering av vindkraftanlegg. [29] Våre analyser peker mot at effekten av å «kun» øke høyde og antall turbiner (med begrenset avstandseffekt) vil være betydelig lavere enn en å etablere vindkraft i områder hvor man ikke har vær eksponert for denne typen infrastruktur.

I tillegg til de kvantifiserte virkningene kan utbyggingen av Nye Hitra 1 påvirke andre typer eiendommer og gi lokale ringvirkninger. Det finnes regulerte tomter for bolig- og fritidsformål som ligger innenfor influensområdet samt enkelte koier, rorbuer og næringseiendommer. Disse eiendommene inngår ikke i den kvantitative analysen, men kan likefult oppleve verdiendring. Per i dag finnes det ikke noen forskning på denne typen eiendommer, og ettersom bruksverdien tydelig skiller seg fra eiendomstypen vi har analyser er det utfordrende å si noe om størrelsesorden. Unntaket er tomter som er regulert for boliger og fritidsboliger. Her vil vi forvente å finne effekter som, i prosent, er sammenlignbare med de øvrige funnene. Den nominelle effekten på verdien til tomtene i influensområdet er derimot svært usikker ettersom dette vil avhenge av blant annet utbyggingspotensial. Utbyggingen gir også indirekte, positive ringvirkninger gjennom økt økonomisk aktivitet og høyere kommunale inntekter. Internasjonale studier gir støtte til at slike mekanismer eksisterer, men viser samtidig at effektene varierer betydelig fra case til case, og i enkelte tilfeller være svært begrenset. Totaleffekten av de ikke-prissatte virkningene er usikre og krevende å fastslå. Ettersom de ikke-prissatte virkningene peker i ulike retninger, vil trolig summen av disse være begrenset og i liten grad påvirke den totale virkningen på eiendomsmarkedet.

Boks 4-1: Påvirkning på eiendomsverdier relativt til dagens situasjon

I analysen benyttes et nullalternativ der Hitra 1 dekommisjoneres ved konsesjonsutløp, slik at kun Hitra 2 inngår i referansesituasjonen. Dersom dagens situasjon i stedet legges til grunn som referanse, endres analysens utgangspunkt noe.

Utviklingen fra dagens situasjon til tiltaksalternativet innebærer tilsvarende økning i turbinhøyde og mer omfattende hinderbelysning som utviklingen fra nullalternativet til tiltaksalternativet. Alternativene skiller seg imidlertid i utviklingen i antall turbiner: fra dagens situasjon reduseres antallet turbiner, mens det fra nullalternativet øker. Endringer i avstand til nærmeste turbin varierer også noe mellom referansesituasjonene.

Litteraturgjennomgangen viser at effekten av antall turbiner på eiendomspriser er liten eller usikker. Videre er antallet turbiner høyt i alle alternativer, og turbinene i Hitra 2 vil i stor grad omkranse både eksisterende og nye turbiner i Hitra 1. Kombinert peker dette mot at kvantumseffekten er svært begrenset. Endring av referansesituasjon fra nullalternativet til dagens situasjon har dermed liten betydning for beregnet verdipåvirkning, ettersom hovedvirkningen fortsatt knytter seg til økt turbinhøyde. Verdinedgangen for eiendommer i influensområdet anslås å reduseres, fra om lag 10 til 9,75 millioner kroner, når dagens situasjon legges til grunn som referanse. Endringer drives utelukkende av at avstandseffekten reduseres noe.

[29] Det øvre intervallet ligger også nær nasjonale gjennomsnittseffekter av nye vindkraftanlegg estimert i Andersen mfl. (2024).

5 Referanseliste

Agnew, K., & Ronan C. , L. (2018). The impact of employment on housing prices: . *Regional Science and Urban Economics, 70*(ISSN 0166-0462), 174-189. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2018.01.011

Aldiere, L., Grafström, J., Sundström , K., & Vinci, C. P. (2020). Wind Power and Job Creation. *Sustainability, 12(1), 45*. Hentet fra https://doi.org/10.3390/su12010045

Andersen , C., & Hener, T. (2025). Wind turbines, shadow flicker, and real estate values. *Environmental and Resource Economics, 88(3), 731–759*. Hentet fra https://doi.org/10.1007/s10640-024-00947-x

Andersen, M. L., Grimsrud, K., & Lindhjem, H. (2024). Effekter av landbasert vindkraft på boligpriser i Norge. *Samfunnsøkonomen, 78(2)*, 34-52. Hentet fra https://www.samfunnsokonomen.no/aktuell-analyse/effekter-av-landbasert-vindkraft-pa-boligpriser-i-norge/

Dong, L., Gaur, V., & Lang, C. (2023). Property value impacts of onshore wind energy in New England: The importance of spatial heterogeneity and temporal dynamics. *Energy Policy, 179, 113643*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113643

Dröes, M. I., & Koster, H. R. (2016). Renewable energy and negative externalities: The effect of wind turbines on house prices. *Journal of Urban Economics, 96*, 121–141. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.jue.2016.09.001

Dröes, M., & Koster, H. (2021). Wind turbines, solar farms, and house prices. *Energy Economics, 155, 112327*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112327

Dugstad, A., Brouwer, R., Grimsrud, K., Kipperberg, G., Lindhjem, H., & Navrud, S. (2024). Nature is ours!–Psychological ownership and preferences for wind energy. *Energy Economics, 129, 107239*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.107239

Dugstad, A., Grimsrud, K., K. G., Lindhjem, H., & Navrud, S. (2020). Acceptance of wind power development and exposure – Not-in-anybody's-backyard. *Energy Policy, 147, 111780*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111780

Dugstad, A., Grimsrud, K., Lindhjem, H., & Navrud, S. (2023). Place attachment and preferences for wind energy – A value-based approach. *Energy Research & Social Science, 100, 103094*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103094

Eichholtz, P., Kok, N., Langen, M., & van Vulpen, D. (2021). Clean Electricity, Dirty Electricity: The Effect on Local House Prices. *The Journal of Real Estate Finance and Economics*. Hentet fra https://doi.org/10.1007/s11146-021-09878-6

FHI. (2022). *Støy fra vindturbiner og virkninger på helse*. Hentet fra fhi.no: https://www.fhi.no/kl/stoy/stoy--fra-vindturbiner-helseskadelig/

Gavard, C., Göbel, J., & Schoch, N. (2025). Local Economic Impacts of Wind Power Deployment in . *Environmental and Resource Economics (2025) 88:1679–1717*. Hentet fra https://doi.org/10.1007/s10640-025-00982-2

Gibbons, S. (2015). Gone with the wind: Valuing the visual impacts of wind turbines through house prices. *Journal of Environmental Economics and Management, 72*, 177–196. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.jeem.2015.04.006

Guo, W., Wenz, L., & Auffhammer, M. (2024). The visual effect of wind turbines on property values is small and. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A. 121 (13) e2309372121*. Hentet fra https://doi.org/10.1073/pnas.2309372121

Heintzelman, M. D., Vyn , R. J., & Guth , S. (2017). Understanding the amenity impacts of wind development on an international border. *Ecological Economics, 137*, 195–206. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.03.008

Heintzelmann, M. D., & Tuttle, C. M. (2012). Values in the wind: A hedonic analysis of wind power facilities. *Land Economics, 88(3)*, 571–588. Hentet fra http://dx.doi.org/10.3368/le.88.3.571

Hernandez-Cortes, D., & Mathes, S. (2023). The Effects of Renewable Energy Projects on Employment:. *Available at SSRN*. Hentet fra http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4626599

Heuer, F., & Sommer, S. (2025). Distance and intensity effects of renewable energy on property: A hedonic price analysis for Germany . *Ruhr Economic Papers, No. 1143, ISBN 978-3-96973-326-4, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen*. Hentet fra https://doi.org/10.4419/96973326

Hitra kommune . (2023). Kommuneplanens arealdel 2022-2034. Hentet 10 29, 2025 fra https://www.hitra.kommune.no/wp-content/uploads/sites/86/2023/03/Kommuneplanens-arealdel-2022-2034-Plankart-A1.pdf

Hoen , B., Brunner , E., & Schwegman , D. (2025). Uplifting winds: The surprisingly positive community-wide impact of wind energy installations on property values. *Energy Research & Social Science, 127, 104331*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104331

Hoen, B., Brown, J. P., Jackson, T., Thayer, M. A., Wiser, R., & Cappers, P. (2015). Spatial hedonic analysis of the effects of US wind energy facilities on surrounding property values. *Journal of Real Estate Finance and Economics, 51(1)*, 22–51. Hentet fra https://doi.org/10.1007/s11146-014-9477-9

Hoen, B., Wiser, R., Cappers, P., Thayer, M., & Sethi, G. (2011). Wind energy facilities and residential properties: The effect of proximity and view on sales prices. *Journal of Real Estate Research, 33(3), 279–316*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113643

Jarvis, S. (2021). The Economic Costs of NIMBYism - Evidence From Renewable Energy Projects. *(No. crctr224_2021_300), CRC TR 224 Discussion Paper Series, CRC TR 224 Discussion Paper Series. University of Bonn and University of Mannheim, Germany*.

Jensen , C., Panduro, T., & Lundhede, T. (2014). The vindication of Don Quixote: The impact of noise and visual pollution from wind turbines. *Land Economics, 90(4), 668–682*. Hentet fra http://dx.doi.org/10.3368/le.90.4.668

Jensen, Cathrine, U., Panduro, T. E., Lundhede, H. T., Nielsen, A. S., Dalsgaard, M., & Thorsen, B. J. (2018). The impact of on-shore and off-shore wind turbine farms on property prices. *Energy Policy, 116*, 50-59. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.046

Johnston, R. m. (2021). Contemporary Guidance for Stated Preferences Studies. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, ss. 319-405.

Krekel, C., & Zerrahn, A. (2017). Does the presence of wind turbines have negative externalities for people in their surroundings? Evidence from well-being data. *Journal of Environmental Economics and Management, 82*, 221-238. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.11.009

Lang, C., Opaluch, J. J., & Sfinarolakis, G. (2014). The wind city: Property value impact of wind turbines in an urban setting. *Energy Economics, 44*, 413–421. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.05.010

Mei , Y., Liu, P., Meng, L., & Lin, L. (2024). Evaluate the Impacts of Wind Farm Facilities on Land Values . *Environmental and Resource Economics, 87*, 465-489. Hentet fra https://doi.org/10.1007/s10640-023-00790-6

Menon. (2021). Metode for vurdering av ikke-prissatte virkninger for nye veier. *Menon-publikasjon nr. 118/2021*. Hentet fra https://www.nyeveier.no/media/olnnawvq/220408-metodikk-for-haandtering-av-ikke-prissatte-virkninger-for-nye-veier_sluttrapport.pdf

Menon Economics. (2018). NYTTEN AV TILTAK MOT PFAS-FORURENSET GRUNN VED NORSKE LUFTHAVNER. *MENON-PUBLIKASJON NR. 70/2018*.

Multiconsult. (2023). Odal Vindkraftverk - opplevelse av hinderlys. *Rapport, 0247965-01-RAP-RIM-01*. Hentet fra https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/9c9d132f-2394-4862-8955-d04628bf1b8a/201502175/3435780

Navrud, S. (2004). Value transfer and environmental policy. Chapter 5. I T. a. Tietenberg, *The International Yearbook of Environmental and Resource Economics 2004/2005. A survey of Current Issues (ss. 189-217)*. Edward Elgar Publishing.

Navrud, S. (2007). Practical tools for value transfer in Denmark - guidelines and an example. *Danish Ministry of the Environment, Working Report No. 28 2007*. Hentet fra https://www2.mst.dk/udgiv/publications/2007/978-87-7052-656-2/pdf/978-87-7052-657-9.pdf

Navrud, S., & Ready, R. (2007). Environmental Value Transfer: Issues and Methods. *Springer, Dordrect*.

NVE. (2022). *Landskap. I Kunnskapsgrunnlag om virkninger av vindkraft på land*. Hentet 10 29, 2025 fra Norges vassdrags- og energidirektorat: https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/landskap/

NVE. (2022). *Skyggekast fra vindturbiner*. Hentet fra nve.no: https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/skyggekast-fra-vindturbiner/

NVE. (2022). *Støy*. Hentet fra nve.no: https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/stoey/

Onakpoya, I. J., O'Sullivan, J., Thompson, M. J., & Heneghan, C. J. (2015). The effect of wind turbine noise on health: A systematic review. *Environment International, 82*, 1-9. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.envint.2015.04.014

Parsons, G., & Heintzelmann , M. (2022). The effect of wind power projects on property values: A decade (2011–2021) of hedonic price analysis. *International Review of Environmental and Resource Economics, 16(1)*, 93–170. Hentet fra https://doi.org/10.1561/101.00000132

Pohl, J., Rudolph, D. P., Lyhne, I., Clausen, N.-E., & Aaen, S. B. (2021). Annoyance of residents induced by wind turbine obstruction lights: A cross-country comparison of impact factors. *Energy Policy, 156*. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112437

Rotimi-Ojo, T. (2024). The impact of employment changes on house prices: An examination of county-level data between 2012 and 2021 in the United States. *International Journal of Multidisciplinary Research and Growth Evaluation 05(01):839-844*.

Schütt, M. (2024). Wind turbines and property values: A meta-regression analysis. *Environmental and Resource Economics*(87), 1–43.

SSB. (2025). 03173: Eksisterende bygningsmasse. Andre bygg enn boligbygg, etter bygningstype, statistikkvariabel, år og region. Hentet 10 29, 2025 fra https://www.ssb.no/statbank/table/03173

SSB. (2025, desember). *Befolkning*. Hentet fra SSB.no: https://www.ssb.no/statbank/table/06913/tableViewLayout1/

SSB. (2025a). 14310: Gjennomsnittlig kvadratmeterpris og antall omsetninger, etter boligtype, statistikkvariabel, kvartal og region. Hentet 10 29, 2025 fra https://www.ssb.no/statbank/table/14310/

SSB. (2025b). *06035: Selveierboliger. Gjennomsnittlig kvadratmeterpris og antall omsetninger (K) 2002 - 2024*. Hentet 10 29, 2025 fra https://www.ssb.no/statbank/table/06035/

Sunak, Y., & Madlener, R. (2016). The impact of wind farm visibility on property values: A spatial difference-in-differences analysis. *Energy Economics, 55*, 79-91. Hentet fra https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.025

Vyn, R. (2018). Property Value Impacts of Wind Turbines and the Influence of Attitudes toward Wind Energy. *Land Economics, 94*, 496–516.

Westlund, H., & Wilhelmsson, M. (2025). Capitalisation of onshore wind turbines on property prices in . *Economic Analysis and Policy, 87*, 1452-1468. doi:10.1016/j.eap.2025.07.025

WHO. (2018). *Environmental Noise Guidelines for the European Region*. WHO Regional Office for Europe.

Zimmer, M. L., Lindhjem, H., & Handberg, Ø. N. (2018). How does wind power affect the landscape, and how are the effects assessed by people who are affected? *Menon Publication , 56*. Hentet

fra https://menon.no/prosjekter/pavirker-vindkraft-landskapet-vurderes-virkningene-berores

6 Vedlegg A: Kategorisering av bygninger

Data på bygninger er hentet fra Matrikkelen. Disse er kategorisert etter standard for bygningstype, som er en kategorisering av bygninger etter hva slags funksjon bygningen har.[30] I tabellen under er kategoriseringen som er benyttet i analysen av påvirkning på eiendomsverdier etter disse bygningstypekodene.

Tabell A-1: Oversikt over kategorisering av bygninger benyttet i analysen

Kategori	Underkategori	Bygningstype-kode
Bolig		111-159
	Enebolig	111-113 og 133-134
	Tomannsbolig	121-124
	Rekkehus	131-132
	Leiligheter	135-146 og 151-159
Fritidsbolig		161-163
Skogs- og utmarkskoie, rorbu, seter o.l.		171, 172 og 199

[30] Dokumentasjon på standard på bygningstyper fra SSB er tilgjengelig her, og produktspesifikasjonen på datasettet over bygninger fra Matrikkelen som er hentet fra Geonorge er tilgjengelig her.

7 Vedlegg B: Intervjuer av eiendomsmeglere

For å ta høyde for lokale forhold som kan føre til at eksisterende litteratur ikke er helt overførbar til Hitra innhenter vi lokalkunnskap fra lokale eiendomsmeglere på Hitra gjennom intervjuer. Intervjuer av lokale eiendomsmeglere er også spesielt relevant i dette prosjektet ettersom Hitra har vært påvirket av vindkraft siden 2004. Noe som gjør at eiendomsmeglerne allerede har erfaring med et eiendomsmarked som er påvirket av vindkraft.

Vi vurderer at dette er den mest hensiktsmessige måten å supplere verdioverføringsanalysen på. Selv om antallet meglere som opererer på Hitra er begrenset, er det kun disse som kan gi relevant og kontekstuelt presis innsikt.

En alternativ tilnærming kunne vært en forenklet Delphi-analyse, der et bredt utvalg eiendomsmeglere blir bedt om å anslå forventet verdiendring. Vi vurderer imidlertid at dette vil gi lite pålitelig informasjon, ettersom Hitra representerer en særskilt situasjon med et fornyingsprosjekt og eksisterende turbiner i nullalternativet. Det vil derfor være mer treffsikkert å intervjue et fåtall lokale meglere med direkte erfaring fra omsetning av eiendommer i nærheten av dagens vindkraftverk.

Vi intervjuet to eiendomsmeglerkontorer som har erfaring med eiendomsmarkedet på Hitra:

- EiendomsMegler1 Hitra
- EIE Eiendomsmegling Heimdal[31]

Intervjuene var delt i to hoveddeler. I første del (dagens situasjon) stilte vi spørsmål for å innhente informasjon om hvordan eksisterende vindkraftverk har påvirket boliger og fritidsboliger i området. I andre del (Nye Hitra 1) rettet vi spørsmålene mot hvordan eiendomsmeglerne vurderer at utbyggingen av Nye Hitra 1 relativt til en sitasjon med kun Hitra 2 er forventet å påvirke verdien på boliger og fritidsboliger i influensområdet. Intervjuguiden som ble brukt i samtalene, ble sendt til deltakerne på forhånd for å sikre at de kunne forberede seg og reflektere over relevante erfaringer før intervjuene. Denne er vedlagt i Boks B-1 under. Etter at intervjuet var gjennomført informerte vi om besvarelsen til det andre eiendomsmeglerkontoret og spurte om de ville justere sine svar på del 2 basert på denne informasjonen. Dette gjøres for å sørge for konsensus blant besvarelsen til intervjuobjektene. Det var imidlertid få som ønsket å justere sine svar ettersom eiendomsmegleren i stor grad var samstemte i sine vurderinger i utgangspunktet.

Tabell B-1: Intervjuguide benyttet under intervjuer

Intervjuguide – Eiendomspåvirkning av Nye Hitra 1 vindkraftverk

Bakgrunn for intervjuet

Statkraft har i dag to vindkraftverk på Hitra; Hitra 1 og Hitra 2, som ligger i samme område. Konsesjonen for Hitra 1 utløper i 2030, og Statkraft må da fjerne turbinene når konsesjonen opphører. Selskapet har samtidig søkt om ny konsesjon for å etablere Nye Hitra 1, et vindkraftverk som skal erstatte det eksisterende anlegget.

I forbindelse med konsekvensutredningen av Nye Hitra 1 skal Menon Economics på oppdrag fra Statkraft analysere hvordan utbyggingen kan påvirke verdien av boliger og fritidsboliger i

[31] Selv om dette eiendomsmeglerkontoret ikke ligger på Hitra så arbeider det eiendomsmeglere her som har arbeidet på Hitra i lang tid og som fortsatt selger boliger og fritidsboliger i dette området.

nærområdet. Analysen baseres på forskning om hvordan vindkraftutbygginger tidligere har påvirket eiendomspriser. For å supplere de kvantitative beregningene vil Menon også innhente kvalitative vurderinger fra lokale eiendomsmeglere med kjennskap til bolig- og fritidsboligmarkedet på Hitra, for å få et bedre grunnlag for å vurdere mulige lokale prisvirkninger.

Intervjuspørsmål

Dagens situasjon

- Vindkraftverket **Hitra 1** ble etablert i 2004 og **Hitra 2** i 2019. Har du observert – eller hørt om – at disse vindkraftverkene har påvirket prisnivået på boliger eller fritidsboliger i området?
    - Oppfølgingsspørsmål: Gjelder dette både for boliger og fritidsboliger, eller opplever du forskjeller mellom de to markedene?
    - Oppfølgingsspørsmål: Er det andre effekter du har observert, for eksempel den generelle holdningen blant lokale kjøpere? Har denne holdningen endret seg over tid?

- Dersom du skulle solgt en bolig eller fritidsbolig i nærheten av vindkraftverkene i dag, ville du forventet at vindkraftverket påvirket prisen?
    - Oppfølgingsspørsmål: I så fall, hvordan og hvorfor?

Nye Hitra 1

Menon viser interaktivt kart med plassering av Nye Hitra 1, nullalternativet (kun Hitra 2) og nærliggende boliger og fritidsboliger med ulike avstandsintervaller (se vedlegg for utsnitt av interaktivt kart).

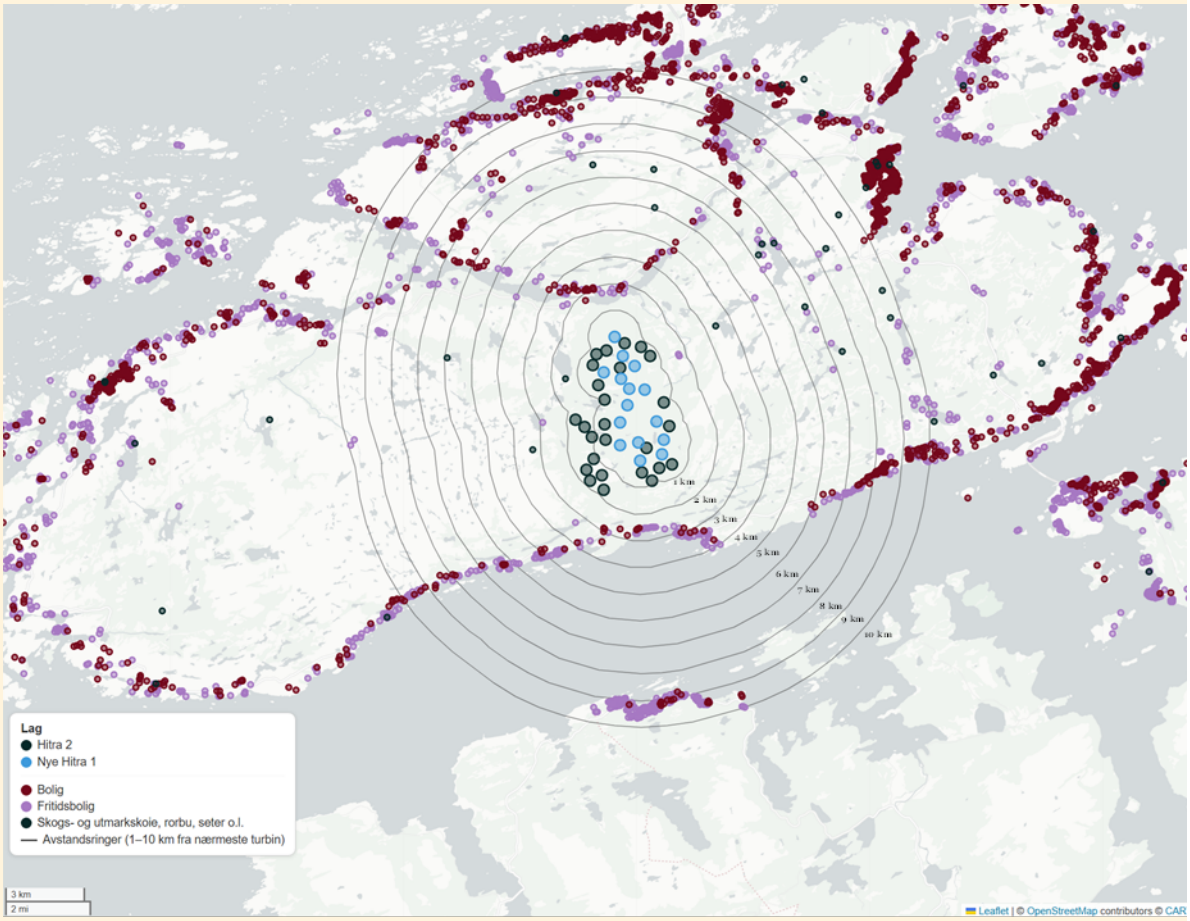
- Tror du utbyggingen av Nye Hitra 1 vil påvirke prisene på boliger og fritidsboliger i nærområdet, sammenlignet med en situasjon med kun Hitra 2?

- *Hvis ja:* Hvor stor tror du priseffekten vil være for boliger og fritidsboliger innenfor følgende avstander fra vindkraftverket: 0–2 km, 2–4 km, 4–6 km, 6–8 km og 8–10 km, fordelt mellom boliger og fritidsboliger?
    - Oppfølgingsspørsmål: Vil påvirkning avhenge av om man kan se eller høre turbinene?

Vedlegg – Kart over området

Figuren nedenfor viser et kart over influensområdet. Kartet inkluderer plasseringen av turbinene i Nye Hitra 1, de eksisterende turbinene i Hitra 2 (nullalternativet), samt boliger og fritidsboliger i nærheten. I tillegg er det lagt inn avstandsintervaller på én kilometer fra Nye Hitra 1 for å illustrere nærhet til Nye Hitra 1.

Figur: Kart over influensområdet. ***Kilde: NVE, Statkraft, Matrikkelen, Menon Economics***



Når kartet vises til intervjuobjektet, vil Menon forklare utbyggingsplanene og endringen fra Hitra 2 (nullalternativet) til en situasjon med Hitra 2 og Nye Hitra 1, med flere og høyere turbiner og hinderlys. Turbinene på Nye Hitra 1 vil ha en høyde på 220 meter, mens turbinene på Hitra 2 er på 140 meter. Det er forventet lite endring i synlighet, støy og skyggekast.

8 Vedlegg C: Verdioverføring

Verdioverføringsanalyse er en metode for å anslå økonomiske effekter i situasjoner der tiltak eller endringer ennå ikke har funnet sted, og hvor det derfor ikke finnes observerbare markedsdata. Metoden innebærer å overføre verdianslag eller funksjonelle sammenhenger fra eksisterende studier til et nytt analyseområde. I denne analysen er metoden benyttet for å anslå hvordan etablering av vindkraftverk kan påvirke eiendomsverdier i nærliggende områder.

Metoden muliggjør en kvantitativ vurdering av forventede effekter på boligmarkedet uten å gjennomføre nye empiriske studier. Ved å basere seg på observerte sammenhenger fra lignende vindkraftprosjekter kan man anslå omfanget av potensielle prisendringer i nærliggende boligområder.

Metodisk tilnærming

Verdioverføring gjennomføres normalt i to trinn:

1. **Litteraturgjennomgang og identifisering av relevante studier.** Først gjennomføres en systematisk gjennomgang av nasjonal og internasjonal litteratur som analyserer sammenhengen mellom vindkraft og eiendomspriser. Studiene vurderes etter kvalitet, metode og relevans for den aktuelle konteksten (for eksempel Nye Hitra 1). Det legges særlig vekt på om studiene har høy metodisk kvalitet, herunder kontroll for lokaliseringseffekter, tidsperioder og markedsforhold. Resultatene systematiseres slik at de gir et sammenlignbart grunnlag for videre bruk.
2. **Overføring av verdier til det aktuelle området.** I neste trinn overføres resultatene fra forskningen til analyseområdet. Valg av overføringsteknikk avhenger av tilgjengelige studier og formålet med analysen.

Typer av verdioverføring

Det skilles mellom flere hovedformer for verdioverføring i trinn 2 over, jf. Navrud (2004) og Navrud, Ready (2007) og Menon Economics (2018)

- **Enhetsverdioverføring:** Ett spesifikt estimat (for eksempel prosentvis endring i boligpris) fra en relevant studie overføres direkte til det nye området. Metoden egner seg når én studie vurderes å være særlig sammenlignbar med den aktuelle situasjonen. Ved bruk av utenlandske studier må estimatene justeres for forskjeller i inntektsnivå og kjøpekraft (PPP-justering).
- **Verdifunksjonsoverføring**: I stedet for å overføre ett enkelt tall, overføres en estimert sammenheng mellom verdi og påvirkningsfaktorer. Koeffisientene fra den opprinnelige regresjonsmodellen beholdes, mens verdier for relevante variabler erstattes med lokale data. Metoden krever at det finnes sammenlignbare forklaringsvariabler i det nye området.
- **Meta-analyse**: Basert på et større antall studier kombineres estimater gjennom meta-analyse for å etablere et mer robust gjennomsnitt. Metoden reduserer risikoen for at enkeltstudier med særskilte forutsetninger dominerer resultatet. Utfordringen er ofte at antallet tilgjengelige studier er begrenset, og at ikke alle verdsetter helt samme type miljøgode.
- **Delphi-CV-metoden**: En totrinns spørreundersøkelse blant verdsettingseksperter brukes for å anslå utfallet av en ny verdsettingsstudie. Denne metoden kan benyttes når empiriske verdsettingsstudier er få eller mangler helt (Menon Economics, 2018).

I denne analysen har vi brukt en form for verdifunksjonsoverføring. Hvor vi benytter to studier for å estimere en funksjon mellom hvordan endring i avstand til nærmeste turbin og høyde på turbinene påvirker eiendomsprisene.

Studier som vurderes for overføring: Hedoniske prisstudier

I denne analysen har vi sett på forskningslitteraturen over hedoniske prisstudier, som studerer hvordan vindkraftverk påvirker eiendomspriser (hovedsakelig boligpriser) i andre områder hvor vindkraft allerede er utbygget. Hedoniske prisstudier er en metode for å kvantifisere hvordan ulike egenskaper ved en eiendom påvirker markedsprisen. Metoden baserer seg på observerte boligtransaksjoner og estimerer en prisfunksjon der boligprisen forklares av både fysiske egenskaper ved boligen (for eksempel størrelse, standard og alder) og omgivelsesfaktorer (som avstand til tjenester, nabolagkarakteristikker eller tekniske inngrep i landskapet). For å identifisere effekten av vindkraftverk på boligpriser sammenlignes eiendommer med ulik nærhet eller eksponering til vindkraftanlegg, mens øvrige faktorer som påvirker prisnivået kontrolleres statistisk. Den estimerte koeffisienten for avstand til vindkraftverk (eller synlighet, støy og skyggekast fra boligen) representerer da den implisitte markedsverdien av vindkraftpåvirkningen. Hedoniske prisstudier gir dermed et direkte mål på hvordan eiendomsmarkedet verdsetter slike inngrep, basert på faktiske kjøpsbeslutninger, og utgjør et egnet empirisk grunnlag for verdioverføring i analyser av vindkraftens virkninger på eiendomspriser.

Gjennomføring av verdioverføring

Gjennomføring av verdioverføring baseres på internasjonale retningslinjer, jf. Johnston et al. (2021), og innebærer:

1. **Systematisk identifikasjon av relevante primærstudier.**

   Vi har identifisert relevante studier gjennom åpne kilder som Google Scholar og benyttet egen kunnskap om litteraturen på området. Studienes relevans er sett i lys av tiltaksalternativet situasjon som et fornyingsprosjekt i et allerede utbygget område. I tillegg har vi vurdert overførbarhet til Hitra.

2. **Vurdering av studiekvalitet.**

   Vi har i hovedsak benyttet fagfellevurdert forskningsartikler.

3. **Valg og begrunnelse av passende overføringsteknikk.**

   Basert på analyser av tiltaksalternativets effekter på eiendommer relativt til i nullalternativet har vi valgt å benytte en verdifunksjonsoverføring som hensyntar endring i avstand til nærmeste turbin og endring i høyde på turbiner.

4. **Eventuelle justeringer for inntekt, kjøpekraft og lokale forhold.**

   Her har vi benyttet intervjuer med eiendomsmeglere for å undersøke behovet for justeringer av estimater fra primærstudier.

5. **Presentasjon av usikkerhet og følsomhetsanalyser.**

For å hensynta usikkerheten har vi valgt å legge til grunn estimater fra to studier fremfor én, for å illustrere det mulige utfallsrommet. Studien som gir det øvre anslaget, gir anslag på prisnedgang som følge av Nye Hitra 1 relativt til kun Hitra 2 som er større en det internasjonale litteraturstudier og metastudier finner av gjennomsnittseffekter knyttet til utbygging av helt nye vindkraftverk. Vi vurderer derfor at dette utgjør et øvre intervall for sannsynlig verdiendring.

Estimering av verdifunksjoner

For å estimere virkningen av fornyingsprosjektet på eiendomspriser gjennomfører vi analysen i to trinn. Siden den gjennomgåtte litteraturen i begrenset grad skiller mellom priseffekter ovenfor fritidsboliger og helårsboliger, anvender vi de samme anslagene for begge boligtyper uten å skille disse fra hverandre.

- **Trinn 1: Nullalternativet med kun Hitra 2:** I trinn 1 beregner vi forventet verdi under nullalternativet, der Hitra 1 er tatt ut av drift og kun Hitra 2 står igjen. Verdioverføringen bygger her utelukkende på avstandseffekter. Siden Hitra 2 er høyere enn Hitra 1 endres ikke høydekategorien til høyeste turbin i dette trinnet. Som beskrevet over benytter vi derfor estimater fra Andersen mfl. (2024) som estimerer priseffekter kun som en funksjon av avstand i Norge.[32]
- **Trinn 2. Tiltaksalternativet med Nye Hitra 1:** I trinn 2 vurderer vi den forventede prisendringen ved bygging av Nye Hitra 1, relativt til prisene i nullalternativet. fornying påvirker som nevnt hovedsaklig to forhold som betyr mest for boligprisene: avstanden til nærmeste turbin og turbinhøyden.
  For å ta hensyn til begge disse effektene har gjort følgende: Først henter vi estimater fra (Andersen & Hener, 2025) og (Dröes & Koster, 2021) om hvordan prisene endrer seg med avstand ved ulik turbinhøyde. Som i trinn 1 henter vi koeffisienter direkte fra forfatternes spesifikasjoner i Andersen og Hener (2025) og Dröes & Koster (2021)[33] for avstandsbåndene, og oversetter disse til kontinuerlige avstandsprofiler for to høydespesifikasjoner (lav/høy).

Vi har estimert en funksjon mellom forholdene av interesse i både trinn 1 og 2. Her har vi testet ulike funksjonspesifikasjoner basert på i hvilken grad de passer til dataene. Vi har på bakgrunn av dette valgt en logaritmisk funksjonsammenheng i trinn 1 og en lineær funksjonsammenheng i trinn 2. De estimerte verdifunksjonene som benyttes i verdioverføringen er gitt under.

Trinn 1, basert på Andersen mfl. (2024)

Artikkel	Turbinstørrelse	Estimert verdifunksjon: Sammenhengen mellom avstand til vindkraftverket og prispåvirkning
Andersen mfl. (2024)	Uavhengig av turbinstørrelse	$Prispåvirkning\ (\%) = 3{,}43\% * \ln(avstand + 1) - 33{,}5\%$

Trinn 2, basert på Andersen og Hener (2025) **og Dröes og Koster** (2021)

Artikkel	Turbinstørrelse	Estimert verdifunksjon: Sammenhengen mellom avstand til nærmeste turbin og prispåvirkning
Andersen og Hener (2025)	60-120m	$Prisendring\ (\%) = 0{,}0010\% * Avstand - 4{,}5\%$

[32] Merk at Andersen mfl. (2024) benytter avstanden til vindkraftverkområdet og ikke nærmeste turbin.
[33] Se figur 8 i (Andersen & Hener, 2025) og figur 5 i (Dröes & Koster, 2021)

Artikkel	Turbinstørrelse	Estimert verdifunksjon: Sammenhengen mellom avstand til nærmeste turbin og prispåvirkning
Andersen og Hener (2025)	Over 120m	$Prisendring\ (\%) = 0{,}0018\% * Avstand - 12{,}8\%$
Dröes og Koster (2021)	50-150m	$Prisendring\ (\%) = 0{,}0007\% * Avstand - 3{,}8\%$
Dröes og Koster (2021)	Over 150m	$Prisendring\ (\%) = 0{,}0042\% * Avstand - 12{,}3\%$



Menon Economics

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no

Fagrapport:

Klimatilpasning

Statkraft

Notat Klimatilpasning

OPPDRAG	10258198-01 Hitra 1 Vindkraftverk	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIM-NOT-001
EMNE	Notat Klimatilpasning	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Henrik Bjørgan
KOPI		ANSVARLIG ENHET	10103022 LARK Natur- og Klimadesign

SAMMENDRAG

Notatet omhandler klimatilpasning i Trøndelag med et mulig nytt vindkraftverk på Hitra. Klimaet i Trøndelag og Hitra vil ut fra prognoser og data fra Norsk klimaservicesenter endres i tiden som kommer i sammenligning med referanseperioden 1991–2020 til 2041–2070 under SSP3-7.0 - høyt utslippsscenario. Det forventes en økning av temperatur, nedbørsmengde og -intensitet, samt mer kraftig vind (Norsk klimaservicesenter, 2025). Disse endringene kan resulterer i økt fare for flom og skred som må hensyntas i arbeidet med utforming av mulig nytt vindkraftverk. Beregninger og dimensjonering for håndtering av overvann med høye alternativer for nasjonale klimaframskrivinger må legges til grunn i prosjektering, byggefase og videre bruk av vindkraftverk i et klima under endring. Naturbaserte løsninger skal ikke velges bort uten begrunnelse, og bør derimot arbeides aktivt med som avbøtende tiltak og eventuelle mulige positive konsekvenser av klimaendringene. Revegetering kan være med på å redusere fare for jord- og løsmasseskred, samt bidra positivt til mulige utfordringer rundt overvann. Et klima i endring vil kunne påvirke alle, men tiltak som gjøres i forbindelse med klimatilpasning av mulig nye Hitra 1 vindkraftverk anses som i sin helhet positive også for tredjepart. Notatet svarer ut utredningskravene i planprogrammet og utredningskravet til NVE.

REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV
02	13.02.2026	Endringer etter tilbakemelding fra Statkraft	Henrik Bjørgan	Sølvi Wehn	Håvard Finanger
01	28.11.2025	Notat klimatilpasning	Henrik Bjørgan	Sølvi Wehn	Håvard Finanger

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Prosjektet og retningslinjer 3
1.1 Bakgrunn for prosjektet 3
1.2 Prosjektmål 3
1.3 Planområdet 3
1.4 Planretningslinjer 5
2 Metode – vurdering 5
2.1 Usikkerheter 5
3 Klima 6
3.1 Værdata 6
3.2 Klima i endring 7
3.2.1 Temperatur 7
3.2.2 Nedbør 7
3.2.3 Vind 9
3.2.4 Tørke 10
3.2.5 Lyn 10
4 Naturfare 11
5 Mulige konsekvenser av klimaendringer 13
5.1 Iskast 13
5.2 Skog-/lyngbrann 13
5.3 Lynnedslag 13
6 Klimatilpasning 14
6.1 Økt nedbør, flom- og skredfare 14
6.2 Plassering, terrengforming og utforing – med tanke på brann 14
6.3 Naturbaserte løsninger 14
6.4 Vedlikehold og skjøtsel 15
7 Muligheter 15
8 Konsekvenser for tredjepart 15
9 Referanser 16

1 Prosjektet og retningslinjer

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift høsten 2004. Forventet levetid for de eksisterende vindturbinene fra 2004 er anslått til 25–30 år. Statkraft har derfor et ønske om å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030. Vindkraftverket som er ønsket til å erstatte dagens er omtalt som: «*Nye Hitra 1 vindkraftverk*». Prosjektet omfatter planlegging for avvikling og riving av eksisterende Hitra 1 vindkraftverk, samt etablering av nye Hitra 1 vindkraftverk. Disse mulige endringene forventes ikke å påvirke det eksisterende Hitra 2 vindkraftverk, som ble satt i drift i 2019 (Statkraft, n.d.).

1.2 Prosjektmål

Planen med nye Hitra 1 vindkraftverk er å:

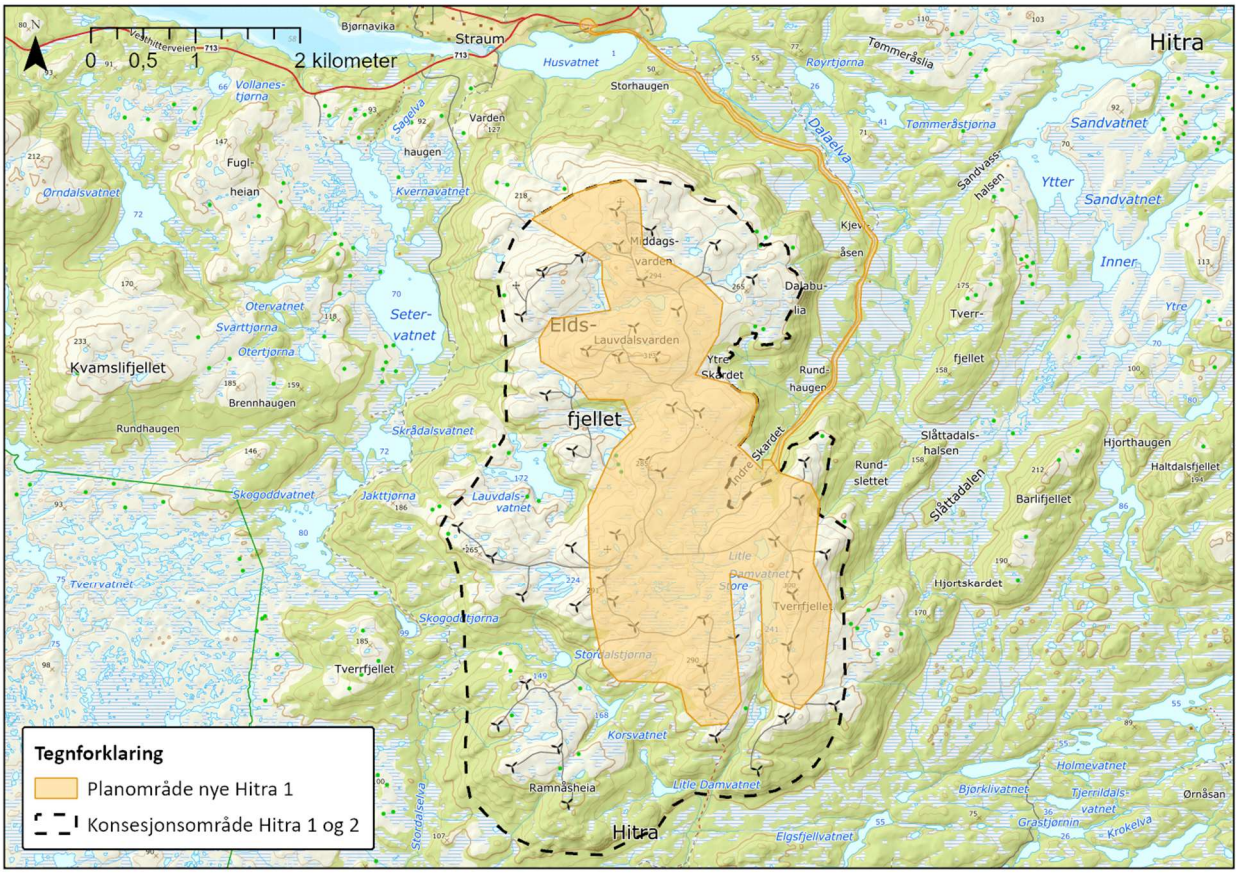
- utnytte potensialet for energiproduksjon fra vind som er i området
- bidra mot nasjonalt mål om å dekke nåværende og kommende behovet for ny fornybar kraftproduksjon i Norge

Resultater fra dagens Hitra 1 fremviser stort potensial for produksjon av vindenergi. Erfaringer fra driftsperioden fra dagens vindkraftverk på Hitra, vil bli brukt til å optimalisere nye Hitra 1 vindkraftverk (Statkraft, n.d.). Statkraft vurderer at det mer bærekraftig å fornye et område som allerede er utbygd med vindkraftverk, kontra et nytt tilsvarende prosjekt på et annet mer uberørt område (Statkraft, n.d.).

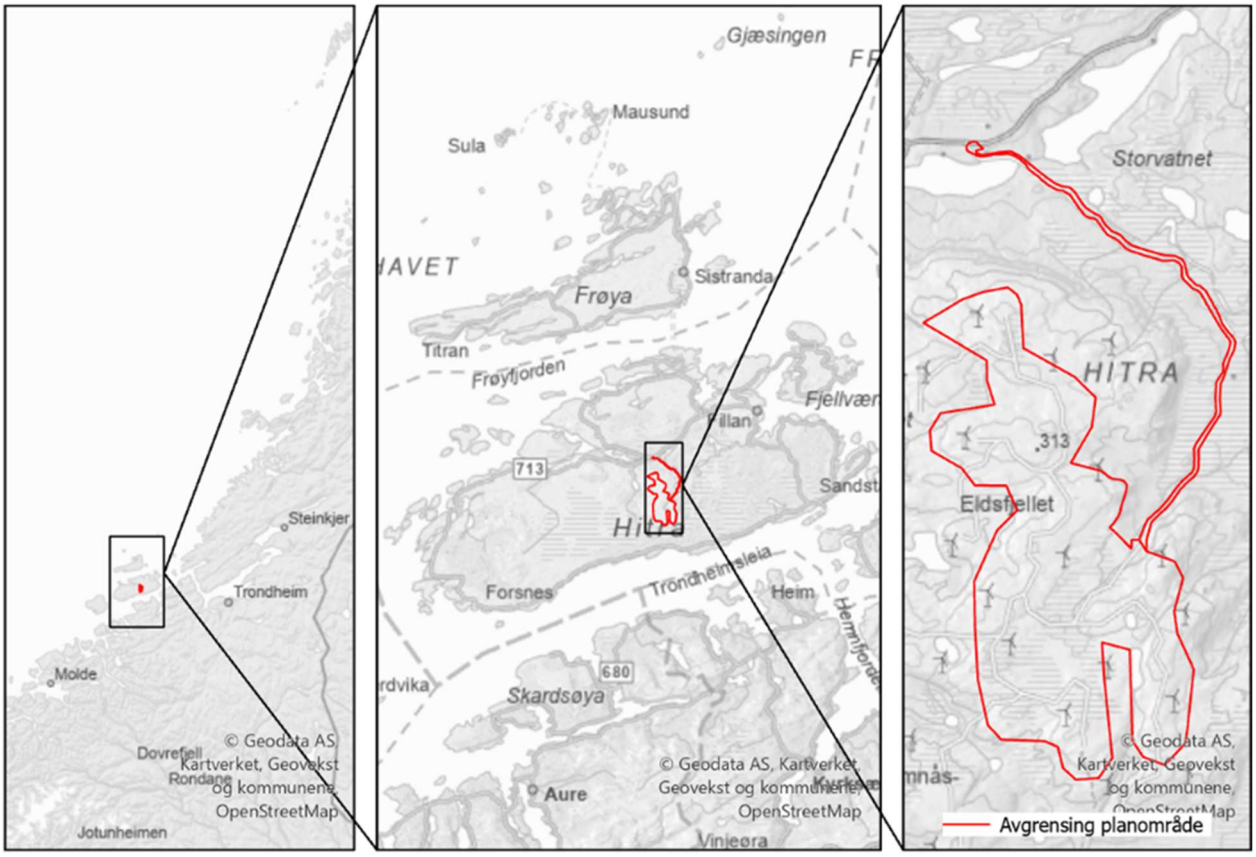
Disse prosjektmålene sammenfaller med de statlige planretningslinjene for natur og klima, deriblant god forsyningssikkerhet for energi, og kostnadseffektivitet sammenlignet med andre tiltak (Kommunal- og distriktsdepartementet, 2025).

1.3 Planområdet

Nye Hitra 1 vil ligge innenfor området hvor eksisterende Hitra 1 og Hitra 2 vindkraftverk er lokalisert i dag og vil benytte mye av eksisterende infrastruktur, se figur 1-1. For mer detaljert beskrivelse av prosjektet, se hovedrapport med dokumentkode 10258198.



Figur 1-1: Kart over planområde for nye Hitra 1 vindkraftverk. Kartgrunnlag toporaster, Kartverket.



Figur 1-2: Kart som viser plasseringen av planområde i regional kontekst. Kartgrunnlag OpenStreetMap, Kartverket.

1.4 Planretningslinjer

Kommunal- og distriktsdepartementet angir i retningslinjene for klimatilpasning at det skal arbeides for løsninger som gjør samfunnet bedre rustet til å møte klimaendringene (Kommunal- og distriktsdepartementet, 2025). Det beskrives at konsekvenser av klimaendringene skal vurderes basert på nasjonale klimaframskrivninger. Det skal videre vurderes om klimaendringer gir et endret risiko- og sårbarhetsbilde. Ivaretakelse av økosystemer og arealbruk med betydning for klimatilpasning samt behovet for åpne vannveier, overordnede blågrønne strukturer, og forsvarlig overvannshåndtering er sentralt. Naturbasert løsninger skal vurderes.

Konsekvenser utredes i henhold til planprogram som er fastsatt av NVE og Hitra kommune. I planprogrammet er utredningskrav for fagtema klimatilpasning omtalt slik (Statkraft, 2025):

«Forslagsstiller skal beskrive hvordan tiltaket er utformet for å være tilpasset et framtidig endret klima. Aktuelle tiltak for klimatilpasning for de ulike delene av tiltaket skal vurderes og beskrives, herunder dimensjonering og plassering med tanke på framtidige ekstremværhendelser. I tillegg skal høye alternativer for nasjonale klimaframskrivninger legges til grunn. Dersom naturbaserte løsninger velges bort, f.eks. bevaring av våtmark og åpne vassdrag, skal dette begrunnes. De statlige planretningslinjene for klima- og energiplanlegging og klimatilpasning (SPR)energi skal legges til grunn for beskrivelsene og vurderingene»

I utredningsprogrammet har NVE gitt følgene vilkår (NVE, 2025):

«***I tillegg til kravene i planprogrammet skal tiltakshaver:*** *Vurdere eventuelle konsekvenser for tredjepart av tiltak som er nødvendig for å tilpasse anlegget til et fremtidig endret klima*»

2 Metode – vurdering

Ifølge Miljødirektoratet, handler klimatilpasning om å erkjenne at klimaer er i endring, samt forstå konsekvensene og iverksette tiltak for å hindre skader som følger av dette. Klimatilpasning innebærer også å se mulighetene som kan følge med klimaendringene (Miljødirektoratet, 2024). Miljødirektoratet angir at for å kunne planlegge klimatilpasset utbygging, må man basere dette på kunnskap om lokalklima, samt utforming og detaljering av planlagte bygg og infrastruktur (Miljødirektoratet, 2025).

For å innhente kunnskap om lokalklima er data fra klimastasjoner på Hitra lastet ned fra Norsk klimaservicesenter sine nettsider (Norsk klimaservicesenter, 2025).

Vurderinger av klimatilpasning i dette notatet er ikke direkte påvirket av valget mellom de ulike alternativene til nytt vindkraftverk, som er oppsummert i hovedrapporten 10258198-01-TVF-RAP-001.

Multiconsult sitter på god kunnskap om utforming og detaljering av planlagte bygg og infrastruktur. Kunnskap beskrevet i dette notatet resulterer i anbefalinger om videre arbeid/utredninger som igjen vil bli brukt som basis for endelig prosjektering.

2.1 Usikkerheter

Klimaet er under endring, og kunnskapsgrunnlaget for klimatilpasning er stadig i utvikling. De europeiske klimaframskrivinger har blitt nedskalert, det vitenskapelige kunnskapsgrunnlaget for klimatilpasning i Norge ble oppdatert som konsekvens av dette. Indeksen for klimaframskrivinger bygger på klimamodeller som igjen baserer seg på ufullstendig kunnskap om fysiske prosesser og formulering (Dyrrdal, 2025).

Kunnskap om kombinasjon av ulike værrelaterte hendelser er manglende. De er ofte kalt «sammenfallende hendelser», og oppstår når ulike vær- og klimarelaterte prosesser, som i seg selv ikke trenger å være ekstreme, sammenfaller og fører til ekstreme tilfeller. Eksempel på dette er økte temperaturer gir tidligere snøsmelting, som kan føre til mer mettet jordsmonn som er uheldig om det inntreffer samtidig som kraftig regnvær. Data på klimaframskrivinger er ikke nøyaktig geografisk, og tydelige differanser fremkommer først i regional kontekst.

3 Klima

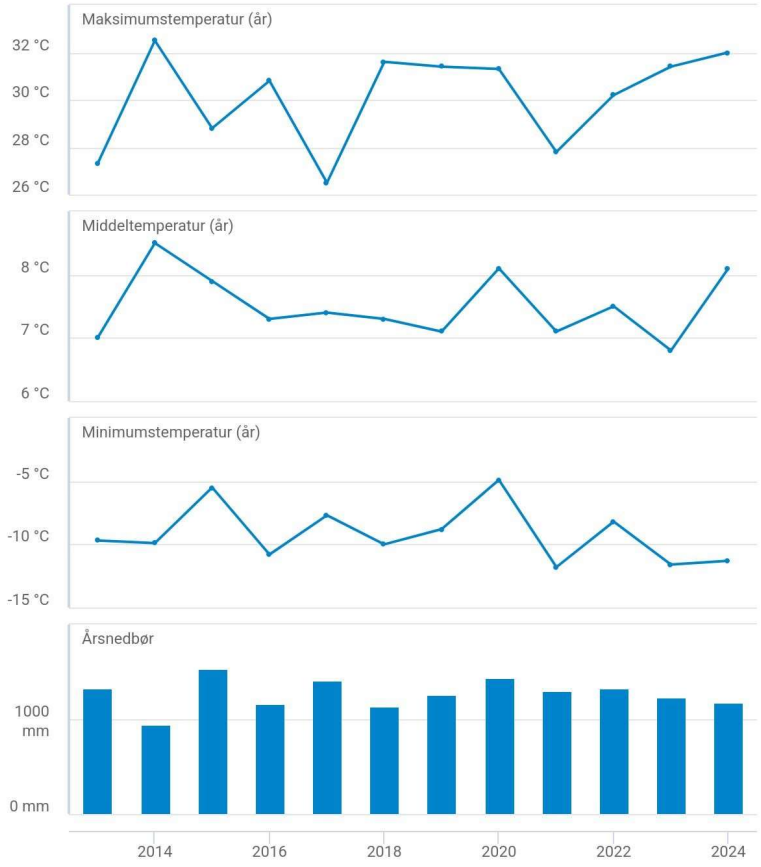
Hitra ligger ved kysten i klart oseanisk seksjon (Artsdatabanken, 2026), dvs. klimaet her er relativt mildt og fuktig. Hitra inngår i klimaprofil Trøndelag (Norsk klimaservicesenter, 2025).

3.1 Værdata

Værstasjon med mest data og som ligger nærmest prosjektområde er Hitra – Sandstad II SN65451. Den ligger omtrent 15 km. i luftlinje fra grensen til prosjektområde, og har data registret tilbake til år 2013, se figur 3-1. En oppsummering av værdataen:

- Maksimumstemperatur per år, gjennomsnitt: 30,13 °C
- Middeltemperatur per år, gjennomsnitt: 7,51 °C
- Minimumstemperatur per år, gjennomsnitt: -9,18 °C
- Årsnedbør, gjennomsnitt: 1270,93 mm

(Meteorologisk institutt, 2025)

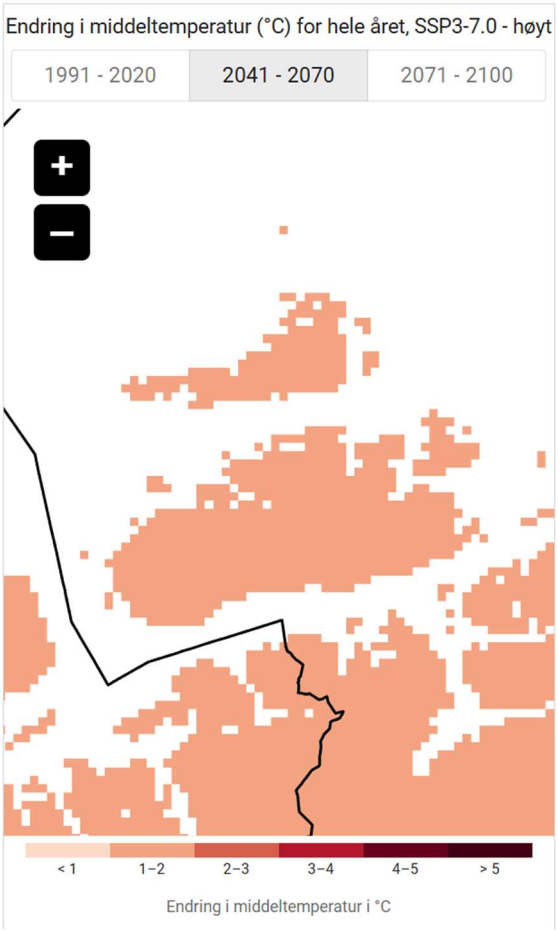


Figur 3-1: Tabell værdata Hitra - Sandstad II, lastet ned fra seklima.met.no

3.2 Klima i endring

3.2.1 Temperatur

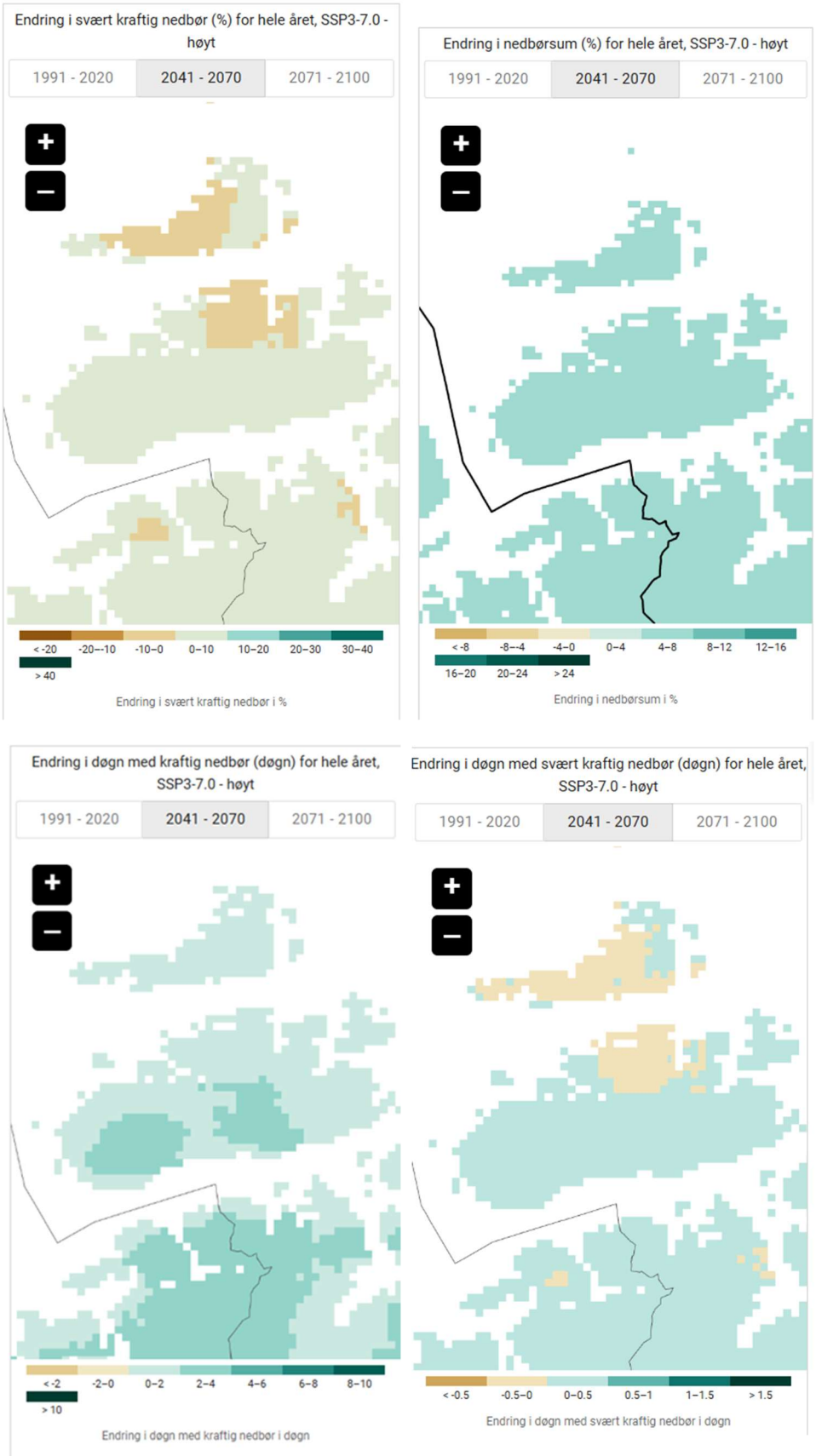
På Hitra forventes en økning på 1-2 °C for årlig middeltemperatur, se figur 3-2.



Figur 3-2: Skjermdump av kart hentet fra Norsk klimaservicesenters nettside (Norsk klimaservicesenter, 2025). Kartet viser endring i middeltemperatur i °C for høsten, fra referanseperioden 1991–2020 til 2041–2070 under SSP3-7.0 - høyt utslippsscenario.

3.2.2 Nedbør

Det forventes en økning av perioder med kraftig nedbør, både i hvor ofte det inntreffer og mengde nedbør. Hitra vil trolig oppleve en mindre økning av dette sammenlignet med resten av Trøndelag, men det antas likevel en økning på rundt 10 % for hele året, og en økt nedbørsum på 4-8% sammenlignet med dagens nivå, se figur 3-3 og 3-4. Det forventes også en økning fra mellom null til fire døgn mer i året med kraftig nedbør, og en liten mulighet for flere døgn med svært kraftig nedbør, se figur 3-5 og 3-6 (Norsk klimaservicesenter, n.d.).

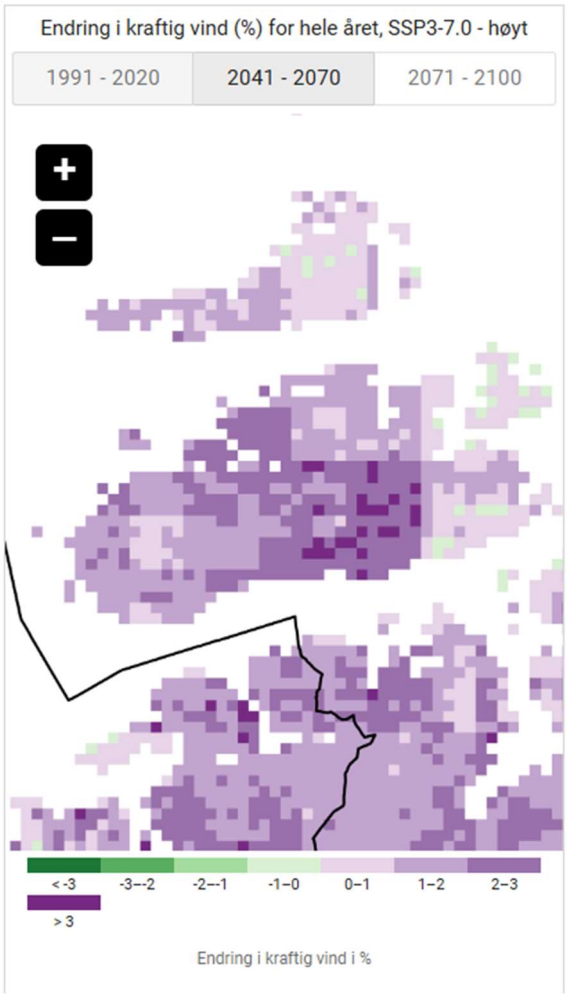


Figur 3-3, -4, -5 og -6: Skjermdump hentet fra Norsk klimaservicesenters nettside (Norsk klimaservicesenter, 2025). Kartene viser endring i nedbørsum og svært kraftig nedbør i %, antall døgn med svært kraftig nedbør for hele året, fra referanseperioden 1991–2020 til 2041–2070 under SSP3-7.0 - høyt utslippsscenario.

3.2.3 Vind

Klimamodellene til norsk klimaservicesenter gir liten eller ingen endring for vindforhold i dette århundret, men det er en stor usikkerhet knyttet til beregning av vind (Norsk klimaservicesenter, 2025).

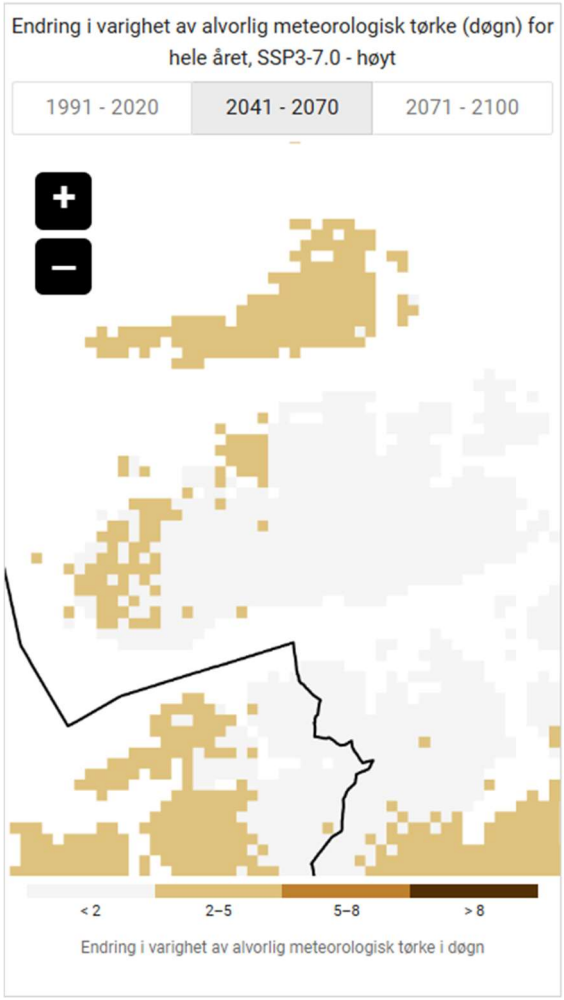
For Hitra viser utslippsscenarioene at det er en risiko for mer kraftig vind, se figur 3-7. Kraftig vind defineres som 99-persentil for døgnmiddelvind. Det vil si at den 1 prosenten med kraftigst middelvind, vil bli kraftigere.



Figur 3-7: Skjermdump hentet fra Norsk klimaservicesenters nettside (Norsk klimaservicesenter, 2025). Kartet viser endring i kraftig vind i prosent.

3.2.4 Tørke

Med høyere temperaturer og endring i hyppigheten og måten nedbør inntreffer, må det forventes tidvis tørrere forhold. Deriblant vil høyere temperaturer føre til tidligere snøsmelting som igjen kan føre til mer tørke (Norsk klimaservicesenter, n.d.). På bakgrunn av kartet til norsk klimaservicesenter, fremkommer det at Hitra ikke vil oppleve noe vesentlig endring av dager med alvorlig tørke, se figur 3-8.



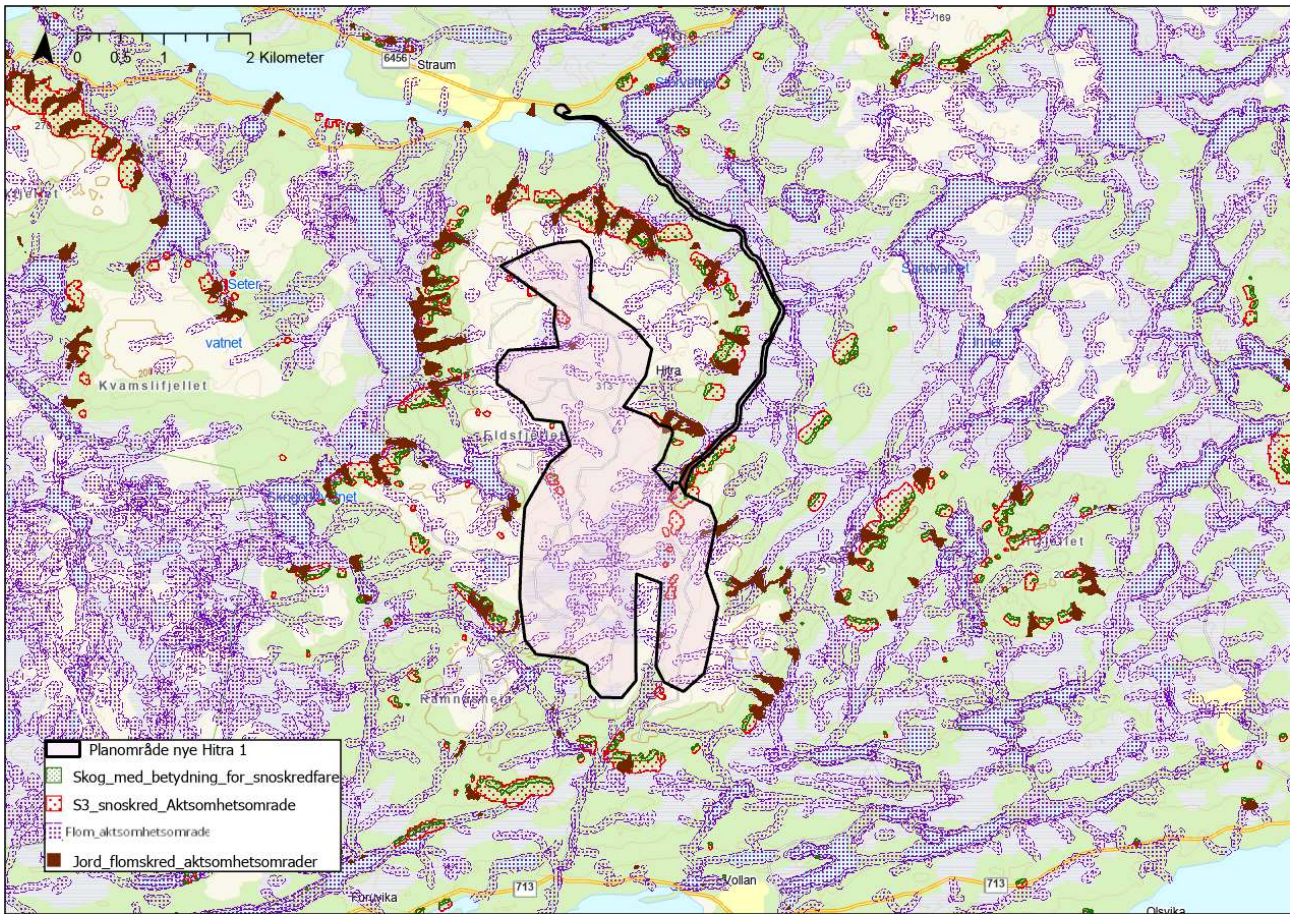
Figur 3-8: Skjermdump hentet fra Norsk klimaservicesenters nettside (Norsk klimaservicesenter, 2025). Kartet viser endring i døgn med alvorlig tørke for Hitra.

3.2.5 Lyn

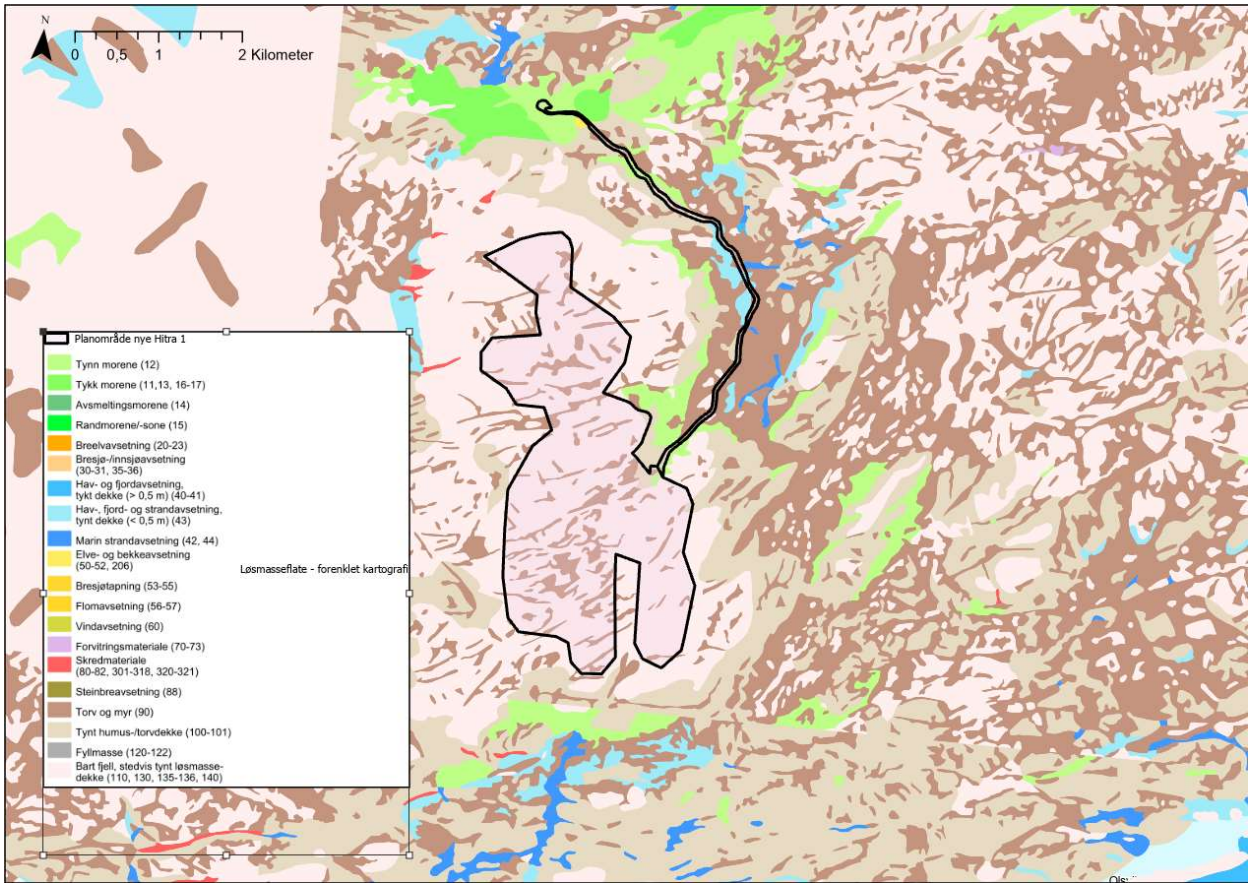
Norsk klimaservicesenter har ikke indekser på framskrivninger av lynaktivitet. Prosessene som leder til lyn, er komplekse, men hoved-driverne for prosessene er fuktighet i skyene og vertikale temperaturforskjeller, kombinert med store spenningsforskjeller mellom sky og bakke (Dyrrdal, 2025). Kombinasjonen av de øvrige klimaendringene fremstår som faktorer som kan føre til økt lynaktivitet i prosjektområdet. Et varmere klima og mer kraftige nedbør gir potensielt mer lyn, men den økte temperaturen vil også kunne føre til færre ispartikler i skyene som igjen kan gi mindre lyn (Sanna, 2025). Det er derfor vanskelig å forutsi hvordan klimaendringene vil påvirke lynaktiviteten.

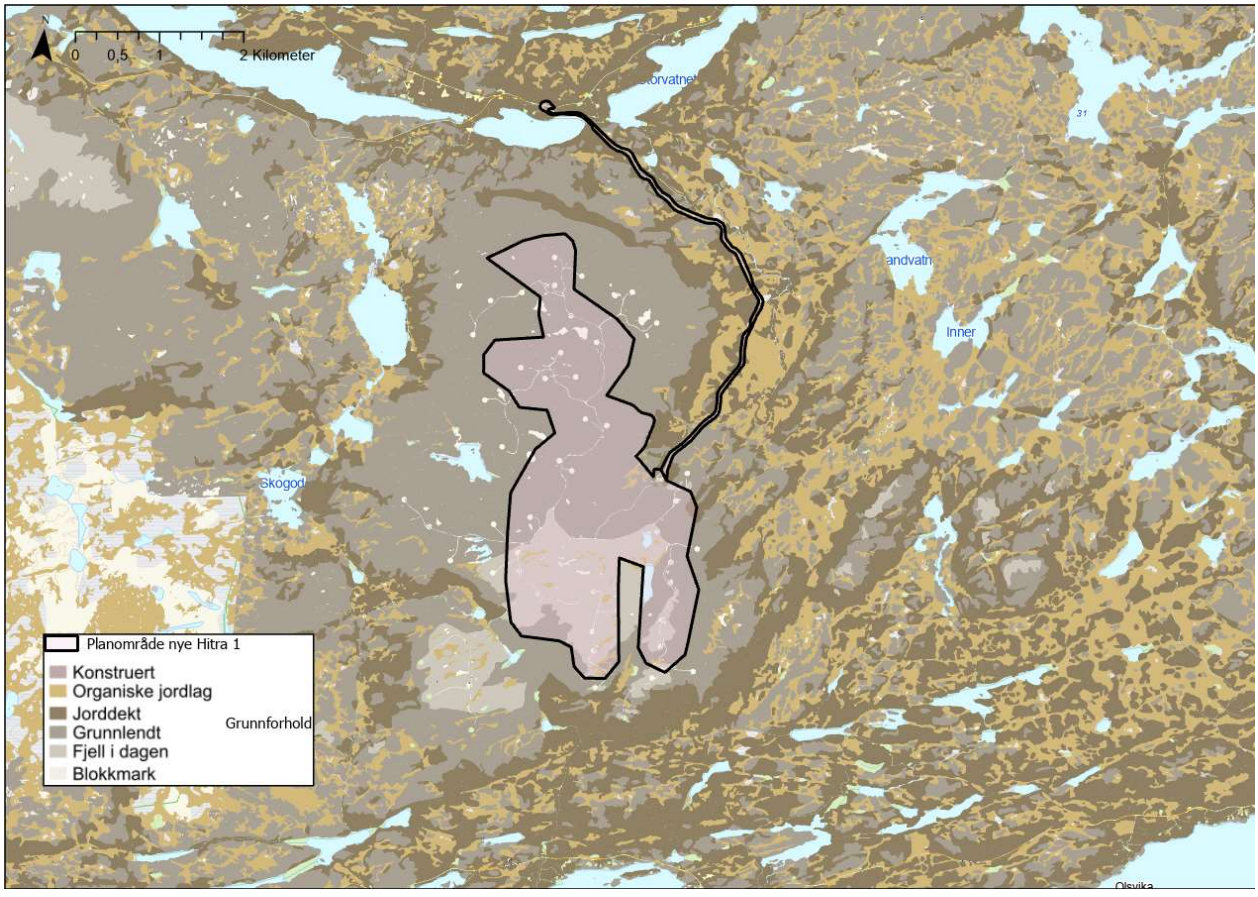
4 Naturfare

Planområdet inkluderer noen få areal som innehar risiko for snøskred, men ikke særlig stort areal som i dag er antatt å inneha fare for jord og flomskred, se figur 4-1. Dette grunnet grunnforholdene som er grunnlendt eller fjell i dagen, se figur 4-2 og 4-3. Løsmassene er i hovedsak torv og myr med mektighet anslått å være over 0,5 meter. Dybdemålinger ifm. KU klimagassutslipp viste dybder i myr mellom 26 cm og 234 cm, med gjennomsnitt på 130 cm. Resten av planområdet oppe på selve vindparken, som ikke er fjell i dagen, er lynghei med lavere mektighet enn 30 cm. Langs adkomstvegen vokser noe skog, her kan mektighet være noe større og dermed også risiko for jord og flomskred, dette gjelder kun der adkomstvegen kommer opp i selve planområdet. I dette arealet reduserer skog risikoen for snøskred. Innenfor planområdet er det arealer som kan være utsatt for flomfare, se figur 4-1. Se rapport «flomfarevurdering nye Hitra 1 vindkraftverk - 10258198-01-RIVass-RAP-001» for mer info.



Figur 4-1: Dagens risiko-situasjon for naturfare. Informasjon hentet fra https://kart.nve.no/.





Figur 4-2 (øverst) og 4-3 (nederst): Viser grunnforhold i planområdet; informasjon hentet fra Grunnkart for arealregnskap: https://wms.nibio.no/ og Løsmassekart, informasjon hentet fra https://geo.ngu.no.

5 Mulige konsekvenser av klimaendringer

5.1 Iskast

Klimaendringer kan ha påvirkning på mengden og hyppigheten av iskast fra turbiner, men her er det flere faktorer som spiller inn. Is dannes på konstruksjoner under bestemte kombinasjoner av temperatur, fuktighet og vind. Høyere middeltemperatur vil sannsynligvis gjøre sesongen for fare for ising kortere, men økt nedbør og vind igjen kan føre til mer ising. I KU iskast 10258198-01-RIEn-RAP-002 er det skrevet mer om problematikken og hvordan iskast oppstår og kan inntreffe. Det er også lagt frem tiltak mot iskast, blant annet avising, anti-ising og utbedring av varslingstiltak kombinert med overvåking av værforhold og risiko.

Sesongen hvor faren for iskast er størst er hovedsakelig november til april (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2025). Personskader på driftspersonell er en mulighet, men ved oppfølging av sikkerhetsrutiner deriblant planlagte tiltak basert på resultatene i ROS-analysen vil de kunne være svært begrenset. Risikoen for uønskede personskader på tredjepart som friluftslivutøvere må også hensyntas. Som det vises til i rapport KU iskast, er sesongen for iskast og friluftsliv i område lite overlappende (10258198-01-RIEn-RAP-002). Hitra er tradisjonelt en plass med ustabile snøforhold og det forutsettes mindre aktivitet i fjellet vinterstid.

5.2 Skog-/lyngbrann

Generelt vil økende temperatur, tidligere snøsmelting og mer intense og lengre tørkeperioder øke faren for skog-/lyngbrann. De fleste naturbranner i Norge er relativt små, men de kan under spesielle forhold som ved langvarig tørke og kraftig vind, raskt utvikle seg til store og ukontrollerte branner (Storaunet, 2021). Lyngbrann har forekommet flere ganger på Hitra, blant annet var det en lyngbrann på Eldsfjellet sommeren 2014 etter en periode med spesielt varme og tørre dager i juli. Antenning grunnet tekniske feil/menneskelig aktivitet i anlegget kan også forekomme, som ved brannen på Harøya på Sunnmøre i 2024 (Bjerknes, 2024).

5.3 Lynnedslag

Økt lynaktivitet fører til økt fare for lynnedslag, som kan både føre til utløsning av branner og skader på konstruksjoner, i tillegg til lyngbrann. Rotorbladene skal ha lynavledere, men det har vært erfaringer med at disse ikke har fungert, som dermed har ført til havari. Om lynavlederne funger slik de skal, vil ikke økt lynaktivitet direkte føre til konsekvenser for vindkraftverk.

6 Klimatilpasning

6.1 Økt nedbør, flom- og skredfare

Beregninger og dimensjonering for håndtering av overvann med høye alternativer for nasjonale klimaframskrivninger må legges til grunn i prosjektering og byggingen av nye Hitra 1 vindkraftverk. Dette må ses i sammenheng med eksisterende våtmark, vassdrag og innsjøer. Evt. alternative vannveier og utvidelse av de eksisterende må hensyntas i utforming av område.

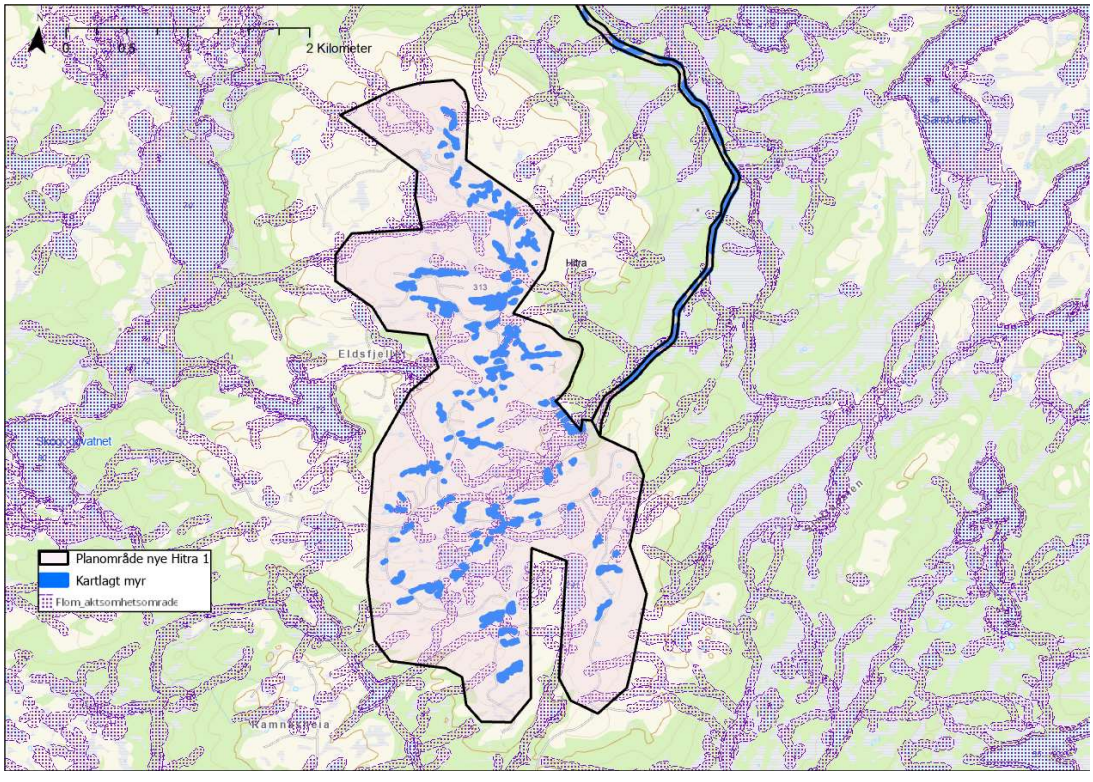
Helninger og muligheter for utsklidning av masser/skred må også vurderes i utformingen og valg av plassering på veg og andre konstruksjoner. Selv om mastene festes i fjell, må det hensyntas mulig skred som kan inntreffe og føre til ødeleggelser og kritiske skader med følge-effekter. Mer info og vurdering av dette i rapport om flomfarevurdering som også er henvist til tidligere: 10258198-01-RIVass-RAP-001, og i eget notat om skredfarevurdering: 10258198-01-RIG-NOT-002.

6.2 Plassering, terrengforming og utforing – med tanke på brann

En viktig tilpasning er strategisk plassering og utforming av områder rundt konstruksjoner som har høyest sannsynlighet for branntilløp. Både materialvalg i konstruksjoner som brannsikker kledning, og utforming av områdene rundt konstruksjoner med en brannsikker buffersone (Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB), u.å.). Utformingen må vurderes i sammenheng med inngrepet og mulig bevaring av den naturlige vegetasjon og landskapet i område.

6.3 Naturbaserte løsninger

Det skal ikke uten begrunnelse, velges bort naturbaserte løsninger som for eksempel bevaring av våtmark og åpne vassdrag i prosjektet. Relevante naturbaserte løsninger er ivaretagelse av myr, vassdrag og skog. Se figur 6-1 som viser kartlagt myr innenfor planområdet til nye Hitra 1 vindkraftverk.



Figur 6-1: Ivaretagelse av myr i planområdet er viktig for å unngå økt risiko for skader i forbindelse med økt risiko for flom. Myr har stort vannlagringskapasitet og vil derfor være en viktig naturbasert løsning for vannfordrøyning.

Videre er det tiltenkt naturlig revegetering av område etter riving av dagens Hitra 1 vindkraftverk, på områdene som eventuelt ikke blir utbygd av nye Hitra 1 vindkraftverk. Midlertidige inngrep skal også re-arronderes og tilrettelegges i så måte at naturlig revegetering framskyndes. Vegetasjon er med på å redusere fare for jord- og løsmasseskred, blant annet ved at røtter har en stabiliserende effekt på masser (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018).

6.4 Vedlikehold og skjøtsel

Det vil være nødvendig å følge opp at overvannshåndtering foregår på tiltenkt metode, med blant annet at vannveier holdes åpne og ikke endres over tid.

Videre er det viktig å unngå større ansamlinger av brennbare materialer, dette kan følges opp ved vanning, strategisk lagring og/eller fjerning av materialer.

Hoveddelen av vegetasjonen i planområdet er lynghei. Denne vil muligens om klimaet medfører høyere temperaturer få økt vekst, og dermed økt mengde tørt/dødt organisk materiale. Dette kan så føre til større og kraftigere villbranner, ved antenning. Et tiltak er å skjøtte lyngheia tilsvarende en skjøtsel av kystlynghei, her bør det utarbeides en skjøtselsplan ved hjelp av økolog med kompetanse på kulturlandskapspleie. Utførelsen av lyngbrenninga må gjennomføres av noen med erfaring og etter avtale med brannvesen og grunneier.

Oppfølging av dette gjelder generelt, og omfatter blant annet eksisterende infrastruktur i forbindelse med dagens vindkraftverk, både Hitra 1 og Hitra 2.

7 Muligheter

Det er mulig å se på overvannet i forbindelse med økt nedbør som en ressurs. Det kan lagres lokalt og brukes til blant annet vanning i tørkeperioder. Oppsamlet vann lik kunstige dammer kan fungere som buffersoner som hindrer spredning av brann, samt bidra til økt biologisk mangfold om de bygges på en naturlig måte.

8 Konsekvenser for tredjepart

Tredjepart er vurdert i dette notatet til å omfatte parter som blir berørt av tiltaket, men som ikke har noen mulighet for direkte å påvirke eller bestemme. Det skal vurderes eventuelle tiltak som er nødvendig for å tilpasse et mulig anlegg til et fremtidig klima, som igjen vil påvirke tredjepart. Et klima i endring vil kunne påvirke alle, men tiltak som gjøres i forbindelse med klimatilpasning av mulig nye Hitra 1 vindkraftverk anses som i sin helhet positive også for tredjepart. Klimapåslag i prosjektering av blant annet vannhåndtering kan utgjøre en noe større visuell virkning på blant annet turgåere i område, men konsekvenser av overvann som ikke lar seg håndtere vil ofte være enda mer dramatisk og gi både større konsekvenser og kunne påvirke flere tredjeparter. Det samme prinsippet gjelder tiltak som handler om å minske faren for villbranner ved skjøtting av lynghei og utforming av område.

9 Referanser

Anita Verpe Dyrrdal, A. D. (2025). *Klima i Norge*. Norsk klimaservicesenter.

Artsdatabanken. (2026, 01 05). *NiN-kart*. Hentet fra nin.artsdatabanken: https://nin.artsdatabanken.no/Natur_i_Norge/Natursystem/Beskrivelsessystem/Regional_naturvariasjon/Bioklimatisk_seksjon?lng=5.884851213039914&lat=58.63115914939752

Bjerknes, S. S. (2024). Brann i vindturbin på Harøya i Ålesund: – Ikkje lenger teikn til flammar. *NRK*. Hentet fra https://www.nrk.no/mr/brann-i-ein-vindturbin-pa-haroya-i-alesund-1.16781527

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB). (u.å.). *Slik sikrer du hus og hytte mot naturbranner*. Hentet 08 08, 2025 fra dsb: https://www.dsb.no/sikkerhverdag/brann/slik-sikrer-du-hus-og-hytte-mot-naturbranner/

Kommunal- og distriktsdepartementet. (2025, 01 28). *Statlige planretninglinjer for klima og energi*. (Kommunal- og distriktsdepartementet) Hentet 11 06, 2025 fra Lovdata: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2024-12-20-3359/

Meteorologisk institutt. (2025, 11 06). *Observasjoner og værstatistikk*. (Meteorologisk institutt) Hentet 11 06, 2025 fra seklima.met.no: https://seklima.met.no/

Miljødirektoratet. (2024). *Klimatilpasningsstrategi 2024-2028 – Strategi og handlingsplan for*. Miljødirektoratet.

Miljødirektoratet. (2025, 11 18). *Klimatilpasning: Kunnskap og veiledning*. Hentet fra miljødirektoratet.no: https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/klimatilpasning/

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2025, 11 28). *Iskast fra vindturbiner*. Hentet fra nve.no: https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/iskast-fra-vindturbiner/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018). *Bransjestandard - kartlegging av skredfare i bratt terreng - høringsdokument*. NVE.

Norsk klimaservicesenter. (2025, 11 18). *Klimaframskrivinger*. Hentet fra klimaservicesenter: https://klimaservicesenter.no/climateprojections?index=diff-tas&period=annual&scenario=ssp370&area=99

Norsk klimaservicesenter. (2025, 11 06). *Klimaprofil Sør-Trøndelag*. Hentet 08 12, 2025 fra Norsk klimaservicesenter: https://klimaservicesenter.no/kss/klimaprofiler/sor-trondelag

Norsk klimaservicesenter. (2025, 11 06). *Observasjoner og værstatistikk*. Hentet fra seklima.met: https://seklima.met.no/observations/

Norsk klimaservicesenter. (u.d.). *Klimaprofil Trøndelag*. (Norsk klimaservicesenter) Hentet 11 05, 2025 fra klimaservicesenter.no: https://klimaservicesenter.no/kss/klimaprofiler/trondelag

NVE. (2025). *Utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk*. NVE.

Sanna, A. (2025, 06 26). *Klimaendringene kan gi oss mer lyn*. Hentet fra Meteorologisk institutt: https://www.met.no/nyhetsarkiv/klimaendringene-kan-gi-oss-mer-lyn

Statkraft. (2025). *Kombinert planprogram og melding med forslag til utredningsprogram for nye Hitra 1 vindkraftverk*.

Statkraft. (u.d.). *Nye Hitra 1 vindkraftverk*. (Statkraft) Hentet 11 04, 2025 fra statkraft.no: https://www.statkraft.no/om-statkraft/hvor-vi-har-virksomhet/norge/nye-hitra-1/#omprosjektet

Storaunet, G. H. (2021, 10 2021). *Skogbrann*. (NIBIO) Hentet 08 08, 2025 fra Bærekraftig skogbruk i Norge: https://www.skogbruk.nibio.no/skogbrann

Fagrapport:

Samfunnssikkerhet: ROS-Analyse

Statkraft

RAPPORT

Nye Hitra 1 vindkraftverk – områderegulering og konsesjonssøknad

OPPDRAGSGIVER

Statkraft Energi AS

EMNE

ROS-ANALYSE

DATO / REVISJON: 09.04.2026 / 00

DOKUMENTKODE: 10258198-01-PLAN-RAP-002



Multiconsult

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

RAPPORT

OPPDRAG	Nye Hitra vindkraftverk - områderegulering og konsesjonssøknad	DOKUMENTKODE	10258198-01-PLAN-RAP-002
EMNE	**ROS-analyse**	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON	Henriette Rogde Haavik	UTARBEIDET AV	Eivind Holmvik
KOORDINATER	Sone: Øst: Nord:	ANSVARLIG ENHET	5032 Arealplan, Byggesak og Landskap
GNR./BNR./SNR.	/ /		

SAMMENDRAG

Denne risiko- og sårbarhetsanalysen (ROS-analysen) er utarbeidet som en del av arbeidet med reguleringsplan og konsesjonssøknad for Nye Hitra 1 vindkraftverk på Eldsfjellet i Hitra kommune. Analysen skal bidra til å avdekke om planområdet er egnet for fornying av Hitra 1, og om det foreligger forhold som krever særlige hensyn, avbøtende tiltak eller endringer i planforslaget.

ROS-analysen omfatter fremtidige risikoforhold ved etablering av Nye Hitra 1, og tar utgangspunkt i kjente farer knyttet til naturgitte forhold, teknisk infrastruktur, transport, beredskap og menneskelig aktivitet. Vurderingene er basert på tilgjengelig kunnskap, relevante konsekvensutredninger, offentlige databaser og faglige vurderinger.

Resultatene fra ROS-analysen legges til grunn for videre planlegging og danne grunnlag for eventuelle bestemmelser, hensynssoner eller andre tiltak i reguleringsplanen som bidrar til å redusere risiko og sikre en forsvarlig arealbruk.

I tabell 4 1 gjennomgås 35 risiko- og sårbarhetsforhold. Av disse vurderes seks uønskede hendelser å utgjøre en særskilt risiko, og disse har blitt analysert mer i detalj. De seks vurderte, uønskede hendelsene er under oppgitt i en risikomatrise før ev. avbøtende tiltak. Ingen hendelser er vurdert å ha høy risiko ut fra de kriteriene som er satt.

Risikomatrise	**Konsekvens**		
Sannsynlighet	**Små**	**Middels**	**Store**
Høy			
Middels	Hendelse 1b) – Sterk vind og løse gjenstander som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr	Hendelse 4 – Vassdragsflom	

00	09.04.26	Leveranse av rapport	Eivind Holmvik	Tom Langeid	Tom Langeid
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

Lav	Hendelse 28 – Fare for akutt forurensning på land eller i sjø, oljeutslipp etc.	Hendelse 3b) – Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr Hendelse 8a – Brann vindturbin og transformatorstasjon	Hendelse 1a) – Sterk vind som påfører skade på vindturbin

ROS-analysen peker på avbøtende tiltak som vil redusere sannsynligheten for og konsekvensene av de ulike hendelsene. Det må rettes fokus mot disse forholdene i den videre prosessen. Forslag til avbøtende tiltak er oppsummeres i tabellen under.

Uønsket Hendelse	**Forslag til tiltak for planområdet/bygget:**	**Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.:**
Hendelse 1a) Sterk vind som påfører skade på vindturbin	- Prosjektering og utførelse av vindturbiner med tilstrekkelig sikkerhet mht. dimensjonerende vindforhold. - Følge rutiner for vedlikehold, inspeksjoner og oppfølging - Sikkerhetssystemer som stanser blader og gir mulighet til å justere navet og/eller blader ved ekstrem vind.	– Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg
Hendelse 1b) Sterk vind og løse gjenstander	- Interne rutiner for oppbevaring og sikring av utstyr og gjenstander.	- Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg.
Hendelse 3b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr	- Risikovurdering for snø- og iskast for Hitra 1 og 2. - Interne rutiner og opplæring av driftspersonell. - I tråd med gjeldende vilkår om snø- og iskast i vindkraftkonsesjoner, må det settes opp fareskilt som varsler om at snø- og iskast kan inntreffe innenfor en	- Følges opp i henhold til NVEs veileder for snø- og iskast. - Øvrige tiltak følges opp i prosjektering og bygging, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg.

	definert sikkerhetssone rundt vindturbinene, både langs veier og i terrenget - Varslingssystem for isoppbygging (knyttet til egen arbeidsinstruks).	
Hendelse 4 Vassdragsflom	- Etablering av nye og utskiftninger av eksisterende stikkrenner og kulverter bl.a. for å bevare de naturlige vannveier der det er mulig. - Korrigering/justering av veiprofil bl.a. for gunstig kryssing av dreneringslinjer. - Vedlikehold knyttet til håndtering av sediment og vegetasjon. - Erosjonssikring bør vurderes i områder der tiltak plasseres innenfor flomutsatte områder	- Følges opp i prosjekteringen og bygging av tiltaket, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven.
Hendelse 8a) Brann i vindturbin og transformatorstasjon	- Gruset flate rundt turbiner, transformatorstasjon og driftsbygning, samt veier i området. - Transformatorer planlegges etablert i lukkete celler som hindrer spredning. - Branndeteksjon og kontinuerlig overvåkning av komponenter. - Rutiner for stopping av turbin før farlige høye temperaturer oppnås. - Beredskapsplan med rutiner for hindring av spredning (f.eks. vanning)	- Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg
Hendelse 28 Fare for akutt forurensning på land eller i vassdrag, oljeutslipp etc.	- Mattilsynet skal godkjenne tiltak som tillates innenfor nedbørsfeltet. - Oppfølgende undersøkelser i forbindelse med detaljplan når endeling plassering av nye vindturbiner er fastsatt. - Overvåkning av	– - Følges opp i områdereguleringen og detaljplan jf. energiloven, og drift av anlegget

	drikkevannskilder i nedbørsfelt som er berørt. - Beredskapsplan for beskyttelse av drikkevannskilder - Fysiske barrierer som lukkede systemer med oljetrau og tette cellers	

ROS-analysen viser at det gjennom planlegging og foreslåtte risikoreduserende tiltak vil være mulig å redusere sannsynligheten, årsakene, sårbarheten, konsekvensene og usikkerheten ved de uønskete hendelsene.

Gitt at de foreslåtte tiltakene følges opp i videre prosess og gjennomføring, vurderes risikoen knyttet til planforslaget å være innenfor det som anses som akseptabelt. Med utgangspunkt i samfunnssikkerhet vurderes planområdet derfor som arealmessig egnet til vindkraft.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 Innledning 8
1.1 Hensikten med ROS-analyser 8
1.2 Begrepsforklaring 8
1.3 Grunnlagsinformasjon 9
2 Metode 10
2.1 Bakgrunn og fremgangsmåte 10
2.2 Analyseoppsett 10
2.3 Avgrensning av analysen 11
2.4 Prosess 12
2.5 Identifikasjon av uønskede hendelser 12
2.6 Analyseskjema 12
2.7 Usikkerhet 13
2.8 Risikoreduserende tiltak 14
2.9 Sammenstilling 14
3 Planområdet og utbyggingsformål/tiltak 15
3.1 Dagens situasjon 15
3.2 Utbyggingsformålet 15
4 Identifisering av uønskede hendelser 17
5 Risiko- og sårbarhetsvurdering 24
5.1 Analyse av identifiserte hendelser 24
5.1.1 Hendelse 1a) Sterk vind som påfører skade på vindturbin 24
5.1.2 Hendelse 1b) Sterk vind og løse gjenstander som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr 25
5.1.3 Hendelse 3b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr 27
5.1.4 Hendelse 4 Vassdragsflom 28
5.1.5 Hendelse 8a) Brann i vindturbin og transformatorstasjon 30
5.1.6 Hendelse 28 Fare for akutt forurensning på land eller i vassdrag, oljeutslipp etc. 32
6 Oppsummering og konklusjon 35
6.1 Risikomatrise 35
6.2 Foreslåtte tiltak 35
6.3 Oppsummering 38
7 Referanser 39

1 Innledning

1.1 Hensikten med ROS-analyser

Krav om ROS-analyser er et generelt utredningskrav som gjelder alle planer for utbygging, i henhold til plan- og bygningsloven (PBL) § 4-3. Hensikten med ROS-analyse er å sikre et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag for å ivareta samfunnssikkerhet i planområdet, og gi kommunen et godt beslutningsgrunnlag for å ivareta samfunnssikkerhet i arealplanleggingen.

I en ROS-analyse kartlegges alle risiko- og sårbarhetsforhold i forbindelse med ønsket utbyggingstiltak i et planområde. Med risiko- og sårbarhetsforhold menes forhold som har betydning for om arealet er egnet til utbyggingsformålet, og eventuelle endringer i slike forhold som følge av planlagt utbygging. Dette kan knytte seg til arealet slik det er fra naturens side, eller som følge av arealbruken.

Denne ROS-analysen for Nye Hitra 1 vindkraftverk er utarbeidet av Multiconsult AS på oppdrag fra Statkraft Energi AS.

1.2 Begrepsforklaring

Tabell 1 gir oversikt over de mest brukte begrepene i forbindelse med ROS-analyser.

Tabell 1-1: Begrepsforklaring

Begrep	Beskrivelse
ROS-analyse	Risiko- og sårbarhetsanalyse.
Fare	Med fare menes forhold som kan medføre konkrete stedfestede hendelser som innebærer skade eller tap.
Uønsket hendelse	En hendelse eller tilstand som kan medføre skade på mennesker, stabilitet eller materielle verdier.
Risiko	Uttrykk for den fare som uønskede hendelser/tilstander representerer for mennesker, stabilitet eller materielle verdier. Sannsynligheten for og konsekvensen av ulike hendelser gir til sammen et uttrykk for risikoen som en uønsket hendelse representerer.
Sannsynlighet	Et mål for hvor trolig det er at en bestemt hendelse inntreffer i planområdet innenfor et visst tidsrom.
Sårbarhet	Vurderer motstandsevnen til utbyggingsformålet, samfunnsfunksjonene, evt. barrierer og evnen til gjenopprettelse.
Konsekvens	Virkningen den uønskede hendelsen kan få i et planområde.
Usikkerhet	Handler om å vurdere kunnskapsgrunnlaget.
Barrierer	Eksisterende tiltak som f.eks. flom-/skredvoll, sikkerhetssoner rundt farlig industri eller varslingssystemer som kan redusere sannsynlighet for og konsekvens av en uønsket hendelse.
Tiltak	I oppfølging av funn for ROS-vurderingen kan det bli avdekket behov for tiltak for å redusere risiko og sårbarhet. Dette kan være forbedringer i barrierer eller nye tiltak.
Stabilitet	Innebærer en vurdering av eventuelle forstyrrelser i dagliglivet på grunn av svikt i kritiske samfunnsfunksjoner og manglende dekking av grunnleggende behov hos befolkningen. Konsekvenser for natur og miljø blir vurdert som egne punkter i ROS-analysen, der vurderingen av konsekvensene er rettet mot de tre konsekvenstypene.

1.3 Grunnlagsinformasjon

Vurderingene i analysen baserer seg på tilgjengelig dokumentasjon om prosjektet, samt på tilgjengelige faglige vurderinger. Dette består av offentlige tilgjengelige databaser og rapporter/notater utarbeidet ifm. planforslaget og annet oversendt underlag. Alle kildene som er blitt benyttet er opplistet i kapittel 7 Referanser.

2 Metode

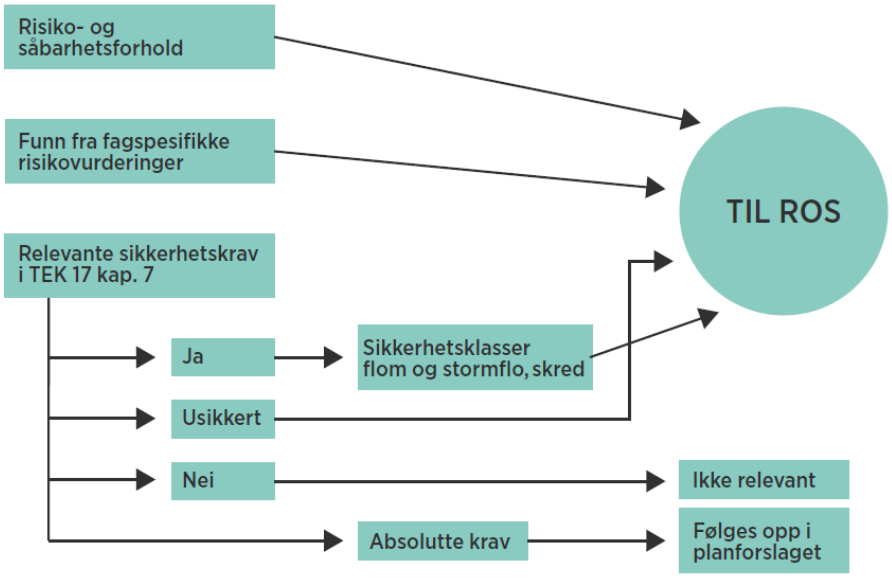
2.1 Bakgrunn og fremgangsmåte

Fremgangsmåten for utarbeidelse av denne ROS-analysen bygger på metode gitt i Direktoratet for sikkerhet og beredskaps (DSB) veileder *«Samfunnssikkerhet i kommunens arealplanlegging»* fra 2017. I veilederen anbefaler DSB at en ROS-analyse omfatter:

- Risiko- og sårbarhetsforhold som er vesentlig for å ivareta samfunnssikkerhet.
- Forhold i omkringliggende områder som kan få konsekvenser for planområdet.
- Endringer i risiko- og sårbarhetsforhold som følge av planlagt utbygging.
- Risiko- og sårbarhetsforhold i kombinasjon, herunder vurdering av endrede konsekvenser når det legges på klimapåslag for relevante naturforhold.
- Mulige konsekvenser av utbyggingen for omkringliggende områder.
- Vurdering av om kunnskapsgrunnlaget er tilstrekkelig for å vurdere risiko og sårbarhet, eller om ROS-analysen må følges opp gjennom nærmere kartlegginger.

Benyttet metoden tilrettelegger for å fange opp detaljert kunnskap om planområdet og utbyggingsformålet, se figur 1. Risikomomenter til ROS-analysen identifiseres på ulike måter. Det innebærer å identifisere mulige uønskede hendelser gjennom å:

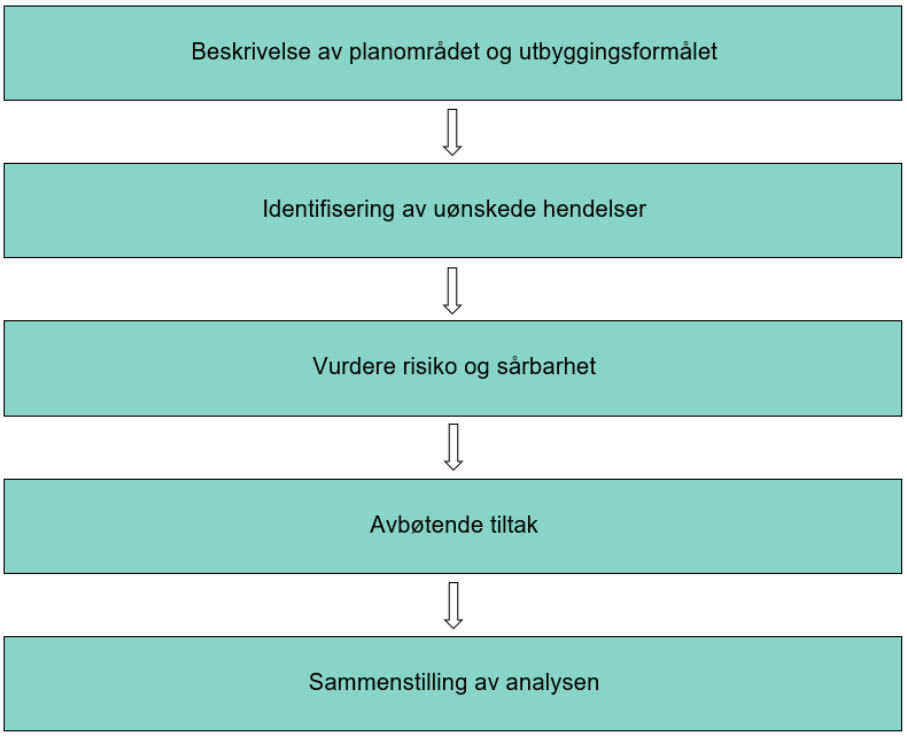
- kartlegge risiko- og sårbarhetsforhold,
- vurdere funn fra fagspesifikke risikovurderinger
- vurdere om sikkerhetskrav i byggteknisk forskrift (TEK 17), kap. 7, er relevante



Figur 2-1: Kartlegging av risiko- og sårbarhetsforhold for å identifisere mulige uønskede hendelser. Kilde: DSB veileder «samfunnssikkerhet i kommunens arealplanlegging» [1].

2.2 Analyseoppsett

Oppsettet i denne ROS-analysen tar utgangspunkt i anbefalt oppsett i DSBs veileder, og er inndelt i følgende trinn:



Figur 2-2: ROS-analysens hovedsteg, hentet fra DSBs veileder for Samfunnssikkerhet i kommunens arealplanlegging.

2.3 Avgrensning av analysen

I henhold til DSB sin veileder skal ROS-analysen inneholde hendelser som kan få konsekvenser for liv og helse, trygghet/stabilitet og eiendom/materielle verdier. Konsekvenser for ytre miljø inngår i begrenset grad, da dette først og fremst omfattes av andre utredninger i planlegging og prosjektering av tiltaket, som f.eks. YM-plan iht. internkontrollforskriften.

Hensikten med ROS-analysen er å påse at forhold som kan medføre *alvorlig* skade på mennesker, miljø, materielle verdier eller samfunnsfunksjoner skal klargjøres i plansaken og ligge til grunn for vedtak av planen. Alvorlige risikoforhold kan medføre krav om endringer, innføring av hensynssoner, planbestemmelser som ivaretar forholdet eller i alvorlige tilfeller at planen frarådes.

Fokus skal rettes mot det som er spesielt ved at virksomheten *lokaliseres som foreslått*, og ikke generelle trekk ved virksomheten som er uavhengig av lokalisering.

Analysen tar i hovedsak for seg forhold som knyttes til driftsfasen. Risiko i anleggsfasen vurderes i begrenset grad da dette er ivaretatt gjennom gjeldende lover og forskrifter (bl.a. av krav i byggherreforskriften). Forhold knyttet til anleggsfasen er kun medtatt dersom den uønskede hendelsen kan få konsekvenser for det omkringliggende området, da dette er relevant for planarbeidet. Uønskede hendelser som f.eks. personskader på anlegget som kan inntreffe i anleggsperioden omfattes av SHA-reglementet, er derfor ikke beskrevet i denne analysen.

Analysen omfatter enkelthendelser, og eventuelle følgehendelser er beskrevet i analyseskjema for den enkelte hendelse. Analysen omfatter ikke flere uavhengige, sammenfallende hendelser.

Denne analysen er utført på områdereguleringsplannivå. På dette nivået er ikke tiltaket ferdig prosjektert. Innenfor de rammer som reguleringsplanen setter kan det være rom for valg av ulike løsninger i byggeplan. Selv om vi gjennom de forutsetningene som er spesifisert i analysen har

forsøkt å sette klare rammer for risikovurderingen, kan det være detaljer i løsningsvalg som man ikke har oversikt over på dette planstadiet, og som kan påvirke risikoen.

Analysen som er gjennomført bygger på foreliggende planer og kunnskap. Ved endring i forutsetningene gjennom ny kunnskap eller endringer i løsningsvalg kan risikobildet bli annerledes. Hvis endringer medfører vesentlig økt risiko, må det vurderes om risikoanalysen bør oppdateres. Risikovurderinger må derfor være et løpende tema i videre planarbeid og prosjektering.

2.4 Prosess

ROS-analysen er utarbeidet med utgangspunkt i tilgjengelig informasjon, og gjennom 2 analysemøter (22.09.25 og 19.01.26) med ressurspersoner tilknyttet prosjektering og drift hos forslagstiller. I analysemøtene ble erfaringer knyttet til dagens anlegg, og mulige uønskede hendelser drøftet og gjennomgått.

2.5 Identifikasjon av uønskede hendelser

For å ivareta en bred kartlegging av risiko- og sårbarhetsforhold benyttes liste over risikoer fra DSBs veileder [1]. Utsjekk av risikoene dokumenteres i kapittel 6.

2.6 Analyseskjema

Alle de uønskede hendelsene som er vurdert aktuelle for planområdet er analysert i eget skjema for å identifisere risiko og sårbarhetsforhold, som vist i Tabell 2-1. I skjemaet vurderes mulige årsaker til hendelsen, eksisterende barrierer, sårbarhet, sannsynlighet, konsekvenser og usikkerhet. I tillegg foreslås det forbyggende/risikoreduserende tiltak for planarbeidet og videre prosjektering der hvor dette anses som nødvendig eller hensiktsmessig.

Som en del av vurderingen av hvert aktuelt risiko- og sårbarhetsforhold skal sannsynligheten for at en uønsket hendelse skal inntreffe klassifiseres, dvs. det skal anslås hvor hyppig hendelsen kan forventes å inntreffe. Denne vurderingen må bygge på kjennskap til lokale forhold, erfaringer, statistikk og annen relevant informasjon. I denne ROS-analysen har vi benyttet klassifisering som vist i DSBs veileder [1].

I Tabell 2-1 er det spesifisert hvilke kriterier som ligger til grunn for vurderingene i analysen. Blant annet er konsekvenser for liv og helse vurdert som store dersom den uønskede hendelsen har dødsfall som verste konsekvens.

Tabell 2-1: Analyseskjema for uønskede hendelser.

Nr.	Navn uønsket hendelse:	(Navn)	
Beskrivelse av uønsket hendelse: Konkret scenario, herunder omfang og hvor i planområdet den inntreffer. Er det særlige forhold fra beskrivelsen av planområdet som er aktuelle?			
Om naturpåkjenninger (TEK 17)		**Sikkerhetsklasse flom/skred**	**Forklaring**
Ja/nei		*Sikkerhetsklasse inneholder opplysninger som klassifiseres som kraftsensitiv informasjon iht. kraftberedskapsforskriften. Sikkerhetsklasse oppgis derfor ikke i analysen.*	
Årsaker			
Beskriv mulige årsaker			
Eksisterende barrierer			
- *Hva finnes allerede?* - *Videre vurdering må ta hensyn til disse* - *Vurdering av funksjonalitet*			
Sårbarhetsvurdering			

Sårbarhetsvurderingen tar for seg evne til motstand og gjenopprettelse ved utbyggingsformålet, eventuelle eksisterende barrierer og følgehendelser som følge av den uønskede hendelsen.				
Sannsynlighet	Høy	Middels	Lav	Forklaring
PLAN-ROS SANNSYN-LIGHET	*Oftere enn 1 gang i løpet av 10 år. >10 år*	*1 gang i løpet av 10-100 år. 1-10 %*	*Sjeldnere enn 1 gang i løpet av 100 år. <1 %*	*Vurderingen skjer på bakgrunn av informasjon fra beskrivelsen av planområdet, kjente forekomster av tilsvarende hendelser, eksisterende barrierer eller forventede hendelser i fremtiden. Det gis en forklaring.*
FLOM OG STORMFLO SANNSYNLIG-HET	*1 gang i løpet av 20 år, 1/20*	*1 gang i løpet av 200 år, 1/200*	*1 gang i løpet av 1000 år, 1/1000*	
SKREDSANN-SYNLIGHET	*1 gang i løpet av 100 år, 1/100*	*1 gang i løpet av 1000 år, 1/1000*	*1 gang i løpet av 5000 år, 1/5000*	

Konsekvensvurdering					
	Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper	Store	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse	Død	Alvorlige personskader	Få og små personskader		Antall skadde og alvorlighet.
Stabilitet	*Bidrar til manglende tilgang på husly, varme, mat eller drikke. Eller kommunikasjon og fremkommelighet som forårsaker manglende tilgang til lege, sykehus etc.*	*Bidrar til manglende tilgang på kommunikasjon, fremkommelighet, telefon etc. i en kortere periode uten livsviktige konsekvenser*	*Bidrar til manglende følelse av trygghet i nabolaget som ved manglende gatebelysning, uoversiktlig trafikk, glatte veier etc.*		*Antall og varighet.*
Materielle verdier, skadepotensial	*> 50 millioner*	*5–50 millioner*	*< 0-5 million*		*Direkte kostnader. Økonomiske tap knyttet til skade på eiendom.*

Samlet begrunnelse av konsekvens:	
Usikkerhet	Begrunnelse
Høy, middels, lav	1. *Hvilke data og erfaringer er benyttet? Er dataene/erfaringene relevante for hendelsen? Dersom data eller erfaringer er utilgjengelige eller upålitelige er usikkerheten høy. Beskriv benyttede kilder.* 2. *Har vi forstått hendelsen? Hvordan forstår vi den? Dersom forståelsen er dårlig er usikkerheten høy.* 3. *Er ekspertene som har gjort vurderingen enige? Dersom det er manglende enighet er usikkerheten høy.* 4. *Hvilket plannivå er ROS-analysen gjort på? På reguleringsplan/KP/KDP er tiltaket ikke ferdig prosjektert. Planen kan åpne for valg av ulike løsninger i byggeplan. Det kan være detaljer i løsningsvalg som man ikke har oversikt over på dette stadiet, og som kan påvirke risikoen.* *Dersom hendelsen er forstått, ekspertene er enige og det foreligger tilstrekkelig data som er delvis pålitelige, er usikkerheten middels eller lav. Avhengig av hvor pålitelige dataene er.*

Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet	
Tiltak: - *Foreslå tiltak som kan påvirke sannsynligheten for de uønskede hendelsene, årsakene, sårbarhet, konsekvenser og usikkerhet* - *Er det nødvendig å vurdere flere aktuelle planer, lokalisering og egnethet?* - *Synliggjøre dersom forhold er avdekket, men det ikke skal følges opp av kommunen*	*Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.:* - *Opprettelse av hensynssoner, bestemmelser, arealformål, krav til byggesak etc.* - *Man kan også foreslå at man skal la være å gå videre med planforslaget* - *Det er viktig at alvorlige forhold kommer frem her slik at de følges opp i planforslaget*

2.7 Usikkerhet

Som vist i Tabell 2-1 vil bakgrunnen for vurderingen av hver aktuell uønsket hendelse komme tydelig frem ved hjelp av at usikkerheten rundt vurderingen også fremgår av analysen. Dette punktet er ment som en hjelp til kommunen og andre interessenter for å kunne etterprøve vurderingene. Det er derfor viktig at hvert analyseskjema leses i sin helhet, slik at man kan danne en egen mening om de enkelte uønskede hendelsene. Dersom usikkerheten er vurdert til å være høy kan det skyldes:

- manglende relevante data
- at hendelsen er vanskelig å forstå
- at det er manglende enighet blant ekspertene

Usikkerhet kan i mange tilfeller reduseres ved å tilføye eller tilegne seg ny eller mer kunnskap og informasjon, gjennom for eksempel fagvurderinger- og undersøkelser.

2.8 Risikoreduserende tiltak

Det foreslås risikoreduserende tiltak i forbindelse med uønskete hendelser. Tiltak som foreslås i analyseskjemaet kan både omfatte tiltak basert på verktøy i plan- og bygningsloven (hensynssoner, arealformål og bestemmelser), men også øvrige tiltak som bør følges opp i videre detaljprosjektering, anleggsfasen og den permanente driftsfasen. Aktuelle tiltak kan være nye tiltak eller forbedringer av eksisterende barrierer. Det kan også være tiltak for å etablere ny kunnskap. Tiltakene kan påvirke sannsynligheten, årsakene, sårbarheten, konsekvensene og usikkerheten ved de uønskete hendelsene.

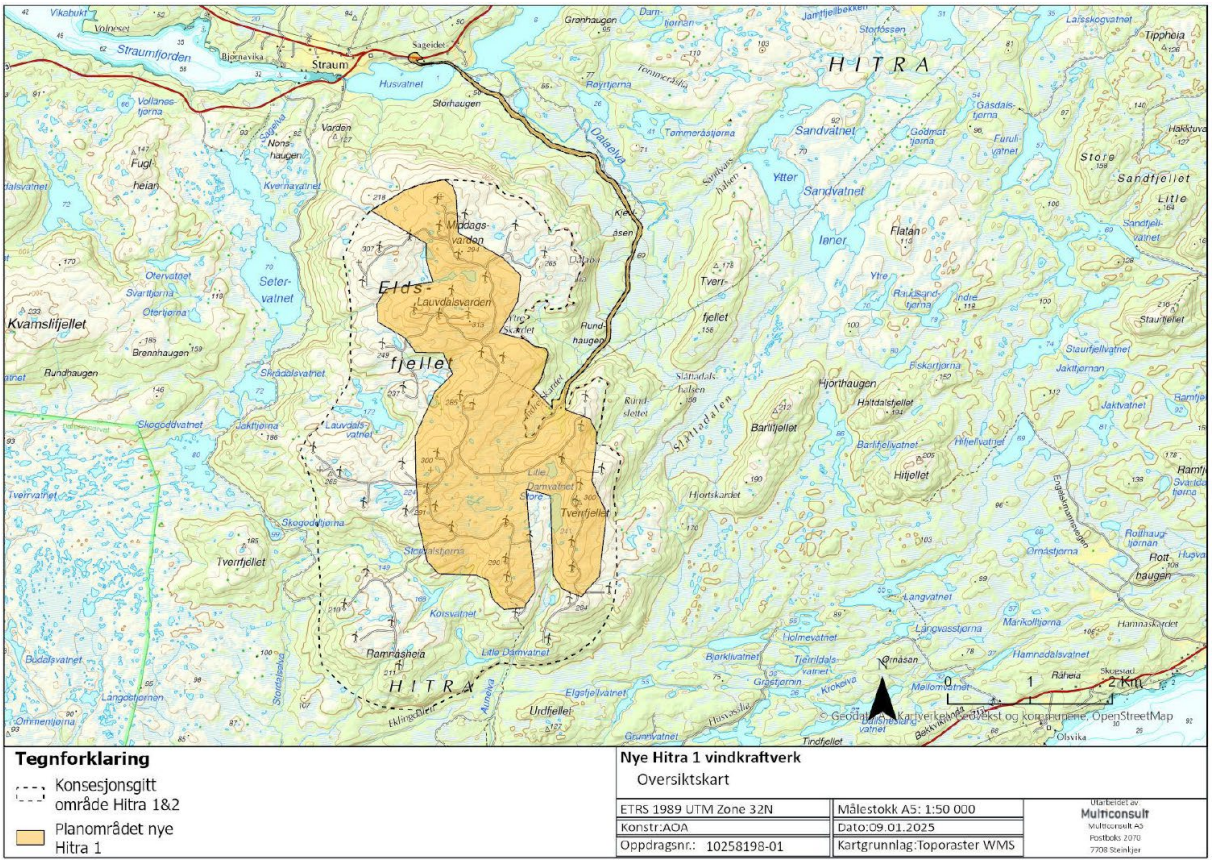
2.9 Sammenstilling

I kapittel 5 vises alle analyseskjema for mulige uønskede hendelser som er presentert i kapittel 4. For å gi en oversikt over tiltak for å hindre uønskede hendelser i planarbeidet og i gjennomføringsfasen, er det laget en sammenstilling av uønskede hendelser og avbøtende tiltak i kapittel 6 Oppsummering og konklusjon.

3 Planområdet og utbyggingsformål/tiltak

Multiconsult er engasjert for å gjennomføre risiko- og sårbarhetsanalyse (ROS-analyse) i forbindelse med områdereguleringsplan for nye Hitra 1 vindkraftverk.

Planområdet ligger på Eldsfjellet, et fjellplatå over tregrensen på mellom 210—313 m.o.h. Terrenget er småkupert med flere små vann. Ved avgrensningen av planområdet for nye Hitra 1 vindkraftverk er det tatt utgangspunkt i dagens konsesjonsområde for Hitra vindkraftverk (Figur 3-1). Arealer innenfor konsesjonsområdet som er fullt ut utnyttet av Hitra 2 eller som domineres av skråninger og større vann er utelatt på grunn av deres uegnethet for plassering av nye vindturbiner. Planområdet inkluderer eksisterende arealer for servicebygg, transformatorstasjon og adkomstvei.



Figur 3-1: Avgrensning av planområdet. Kilde Multiconsult.

3.1 Dagens situasjon

Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift høsten 2004. Hitra 1 har 24 Siemens 2,3 MW vindturbiner med en samlet effekt på 55,2 MW.

I 2010 ble det søkt om en utvidelse kalt Hitra 2. Hitra 2 ble satt i drift høsten 2019, og består av 26 turbiner og har en installert effekt på 94MW. Hitra 2 ble bygget i samme område og framtrer som en utvidelse av Hitra 1. Begge vindkraftverkene bruker i stor grad samme infrastruktur. Fornyelse av Hitra 1 vil ikke medføre endringer for Hitra 2.

Vegetasjonen i området domineres av siv, starr og lyng, i første rekke røsslyng. Områder er uten eller med lite løsmasser, og er preget av gråmose.

3.2 Utbyggingsformålet

Hensikten med planarbeidet er å planavklare arealbruken for fornyelse av Hitra 1 på overordnet nivå.

En fornyelse vil innebære å bytte ut gamle vindturbiner med nye som har større kapasitet, høyere effektivitet og lengre levetid. Målet er å gjenbruke områder med god vindressurs og eksisterende infrastruktur og samtidig øke energiproduksjonen.

Detaljene i utformingen av et fornyet anlegg avklares i konsesjonsprosessen og påfølgende detaljplan iht. energiloven.

4 Identifisering av uønskede hendelser

I følgende tabell gis en oversikt over de identifiserte uønskede hendelsene for Nye Hitra 1 vindkraftverk. Hendelse i Tabell 4 1 er hentet fra DSBs veileder [2]. Kolonnen med overskrift «Vurderes videre (ja/nei) indikerer om forholdet er relevant å vurdere mer detaljert i eget analyseskjema i kapittel 5.1.

Tabell 4-1: Identifiserte uønskede hendelser

ID	Risiko- og sårbarhetsforhold	Kommentar	Vurderes videre (ja/nei)
Naturhendelser:			
1	Sterk vind (storm)	Flyvende gjenstander, ødeleggelse av gjenstander som reduserer fremkommelighet til planområdet etc.	I forhold til dette prosjektet vurderes: a) Helt eller delvis kollaps av vindturbin/turbinblad som følge av sterk vind b) Løse gjenstander som blir tatt av vind. a) Ekstremvind vil være en av flere viktige designkriterier og en av de sentrale parameterne som må vurderes og diskuteres i dialogen med de aktuelle turbinleverandørene. Ekstremvær og sterk vind kan føre til skade på vindturbinene. Vurderes videre som **hendelse 1a) Sterk vind som påfører skade på vindturbin (5.1.1).** **b)** Løse gjenstander kan forekomme selv om det vil være rutiner som skal forhindre dette. Vurderes videre som **hendelse 1b) Sterk vind og løse gjenstander (5.1.2).**
2	Bølger/bølgehøyde/ stormflo	Ikke relevant i dette prosjektet.	Vurderes ikke videre.
3	Snø/is	Kan resultere i glatt føre, fokksnø, fallulykker, redusert fremkommelighet for utrykningskjøretøy, samt redusert fremkommelighet for arbeidere.	I forhold til dette prosjektet vurderes: a) Vei og atkomst til anlegget b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast. a) Vei og atkomst til anlegget. Veien til anlegget vedlikeholdes og benyttes hele året. Det er utarbeidet driftsrutiner som ivaretar føre og fremkommelighet. Veien er stengt med bom for andre enn de som har tillatelse til kjøring. Vurderes ikke videre. b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast. Det informeres/skiltes om sikkerhetsavstand for nedfall av snø/is og

			iskast, samt at det er etablert nødvendige rutiner, blant annet for å minimere eksponering av arbeidere for iskast. Vurderes videre som **hendelse 3b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr (5.1.3).**
4	Vassdragsflom	Oversvømmelse, materielle skader, stengte veier og redusert fremkommelighet.	I planområdet er det registrert aktsomhetsområder for flom. Iht. krav fra NVE er det gjennomført en flomvurdering hvor det er utarbeidet et flomsonekart for 200-årsflom med klimapåslag. Tiltaksområdet for vindkraft og adkomstvei er vurdert separat hvor ulik metodikk er benyttet. I flomvurderingen er det identifisert flomutsatte områder langs adkomstvei og i tiltaksområde. Vurderes videre som **hendelse 4 Vassdragsflom (5.1.4).**
5	Urban flom/overvann	Ikke relevant for dette prosjektet.	Dette er ikke et urbant område. Vurderes ikke videre.
6	Skred (kvikkleire, stein, jord, fjell, snø) inkl. sekundærvirkning (oppdemming, flodbølge), flomras, steinsprang, områdestabilitet/fare for utglidning)	Tap av liv, ødelagt bebyggelse, materielle verdier	Det er registrert noen aktsomhetsområder for skred i området avsatt til vindkraft, men det planlegges ingen nye tiltak innenfor disse områdene. Det er gjort en vurdering Det er i forbindelse med adkomstvei gjort en screening hvor kart, topografi og flyfoto i området er gjennomgått. Det vurderes at strekningen langs adkomstveien er ivaretatt med tanke på områdeskred iht. NVEs veileder 1/2019. I forbindelse med tiltak i senere faser burde det utføres grunnundersøkelser ved enten prøvegraving eller sonderinger langs adkomstveien for å sikre lokal stabilitet av aktuelle skjæringer eller fyllinger, i tillegg til å ivareta massehåndtering i anleggsperioden. Vurderes ikke videre.
7	Store nedbørsmengder	Kan resultere i samme uønskede hendelser som adresseres i punktet «vassdragsflom»- men mye av vannet her vil absorberes av den naturlige overflaten i planområdet.	Planområdet ligger i et fjellområde. Flom som følge av nedbør vurderes under pkt. 4. Nye Hitra 1 vil utformes slik at lokalt overvann håndteres. Vurderes ikke videre.
8	Skog- og lyngbrann	Fare for spredning til bebyggelse og materielle skader. Turbin brann kan forekomme, som kan sende gnister til omliggende natur.	I forhold til dette prosjektet vurderes: a) Brann i vindturbin eller trafostasjon som sprer seg til vegetasjon. b) Vegetasjonsbrann som skader turbinene og andre installasjoner.

			a) Ved brann i vindturbin eller transformatorstasjon kan gnister havne i omliggende natur. I tørkeperioder kan dette føre til branntilløp. Det legges til grunn at turbinene og trafostasjon har branndeteksjon og kontinuerlig overvåkning av komponenter. Rutiner for stopping av turbin før farlige høye temperaturer oppnås. Ved spesielle planlagte tiltak som forårsaker økt risiko for brann har man egne rutiner for utarbeidelse av risikoanalyser og tiltak som følge av det. Rutiner for hindring av spredning. Vurderes videre som **hendelse 8a) Brann i vindturbin og transformatorstasjon (5.1.5).** b) Det er opparbeidede grusflater inn mot anlegg som turbiner, transformatorstasjon og servicebygg. Internt nettanlegg vil normalt ligge i bakken. Grusflater omkring turbinene og andre anlegg vil være en barriere som gjør at brann i den relativ skrinne vegetasjonen i området (i første rekke røsslyng og gråmose) ikke vil få vesentlige konsekvenser for vindkraftanlegget. Vurderes ikke videre.
9	Torden/lyn	Lyn kan sette vindturbinen ut av drift, skade vindturbinen eller medføre brann i vindturbiner og transformatorstasjon. Lyn kan sette elektrisk nettanlegg ut av drift eller medføre brann.	Turbinene vil få systemer for å avlede lyn. Vurderes ikke videre i ROS-analyse, men i kvalitetsoppfølging av komponenter/anlegg. Brann i vindturbin og transformatorstasjon er fulgt opp i pkt. 8 a).
10	Erosjon	Erosjon som utløsende faktor for ras eller skred. Potensielle konsekvenser i anleggsfasen.	Veier og anlegg utformes med tilstrekkelig sikkerhet mot erosjon. Overvåkes gjennom rutinemessig vedlikehold av vei. Skade på vei forårsaket av flom er fulgt opp i pkt. 4. Vurderes ikke videre.
11	Radon	Krav i TEK17 reduserer forekomst av radon i bebyggelse, fare for liv/helse Ikke relevant her.	Det planlegges ikke bebyggelse for varig opphold. Servicebygg er allerede etablert, og hvis det skal gjøres utbedringer eller etableres ny bebyggelse så vil gjeldende byggeteknisk forskrift følges. Vurderes ikke videre.

12	Grunnvann	Kan tiltaket endre grunnvannstanden slik at skader oppstår eller avrenning endres?	I forbindelse med etablering av nye vindturbiner, veier, ev. transformatorstasjon og servicebygg vil det gjøres terrengbearbeidelser som vil kunne påvirke avrenningen lokalt, men ikke i en slik grad at det medføre større endringer i planområdet og påvirker grunnvannstanden. Vurderes ikke videre.
13	Naturlige terrengformasjoner som utgjør fare (stup, vann, etc.)	Bratt terreng	Terrenget i planområdet er kupert, og vurderes på generelt grunnlag ikke som veldig krevende. Det er noen skrenter innenfor planområdet hvor det iht. NVEs bratthetskart er opp 45 graders helning. Lags adkomstvei og internveier kan det være behov for skjæringer. Avhengig av størrelse på skjæring må det i detaljplanen (iht. energiloven) gjøres konkrete vurderinger om det er behov for konkrete tiltak for å ivareta sikkerheten. Ved ferdsel utover veier og merkede stier i området må det vises aktsomhet som normalt ved ferdsel i utmark. Vurderes ikke videre.
Kritiske samfunnsfunksjoner og kritiske infrastrukturer Kan planen/tiltaket få konsekvenser for strategiske områder og funksjoner:			
14	Samferdselsårer som vei, jernbane, luftfart, skipsfart, bru, tunnel og knutepunkt	Behov for stenging av veier, mulig nedetid for jernbane, havner eller flyplass, ekstra avkjørsel fra hovedvei, færre avkjørsler fra hovedvei, redusert fremkommelighet.	Utbygningen meldes til Luftfartstilsynet, og merkes iht. gjeldende retningslinjer både ved anleggs- og driftsfasen. Det forutsettes at transport av vindturbinene til planområdet risikovurderes og ivaretas gjennom transport- og anleggsplan i anleggsfasen. Vurderes ikke videre.
15	Infrastruktur for forsyning av vann, avløps- og overvannshåndtering, energi/el, gass og telekommunikasjon	Skade på viktig infrastruktur.	Etablering av nye turbiner og tilhørende anlegg vurderes ikke å påvirke infrastruktur for energi og telekommunikasjon. I nedbørsfeltet til nye Hitra 1 er det ett privat vannverk (Aunåa), én bekk som forsyner to hytter med vann og to grunnvannsbrønner. Nedbørsfeltet til drikkevannet fra bekk/elv kan bli negativt påvirket ved større utslippshendelser. Vurderes videre som **hendelse 28 Fare for akutt forurensning mv. (5.1.6)**.
16	Tjenester som skoler, barnehager, helseinstitusjoner, nød- og redningstjenester	Ikke relevant for dette prosjektet.	Skole, barnehage, helseinstitusjoner etc. er Ikke relevant for dette prosjektet. Vurderes ikke videre.

17	Brannvannforsyning	Er det tilstrekkelig kapasitet i vannforsyning til brannslukking	Nye vindturbiner vil ha branndeteksjon. Det er ikke tatt stilling til om nye turbiner skal ha integrert slokkesystemer. Ved større branntilløp i turbin vil det kunne gjennomføres en kontrollert utbrenning uten at det vil være spredningsfare. Det planlegges ikke anlagt kommunalt vann/avløp i området, men ved servicebygg og transformatorstasjon er det grunnvannsbrønn. Det er også åpne vannkilder tilgjengelig i området. Transformatorstasjon er etablert i en lukket celle som vil hindre spredning ved branntilløp. Vurderes ikke videre.
18	Bortfall av strøm	Intern drift og opprettholde sikkerhet	Bortfall av strøm vil påvirke mulighet til å justere turbinstilling. Ved behov for justering under ekstreme vindforhold vil backupsystemer sikre at turbinblader vil kunne justeres til optimal stilling, og vindturbinen vil designes for å tåle ekstremvind i alle posisjoner. Transformatorstasjonen er etablert med backupsystemer ved bortfall av strøm. Vurderes ikke videre.
19	Utrykningstid politi, ambulanse og brann	Bør være under 12 minutter i tettbygd strøk og uansett under 25 minutter der et større antall personer bor eller arbeider, ref. krav fra Helsedirektoratet. Ikke relevant i dette prosjektet.	Det tilrettelegges ikke for permanent opphold i planområdet. Alle vindturbinene og annet teknisk anlegg vil ha kjøreadkomst som sikrer tilgjengelighet. Transport av vindturbinene til planområdet risikovurderes og ivaretas i transport- og anleggsplan i anleggsfasen. Vurderes ikke videre.
20	Forsvarsområde	Forsvarsanlegg	Det ligger ingen forsvarsanlegg i eller i nærheten av planområdet. Vurderes ikke videre.
21	Ivaretakelse av sårbare grupper.	Nedleggelse/forringelse av omsorgsbygg, sykehjem etc, manglende tilrettelegging for universell utforming.	Omsorgsbygg, sykehjem etc. er ikke relevant for dette prosjektet.
22	Dambrudd	Ikke relevant for dette prosjektet.	Ikke relevant for dette prosjektet. Vurderes ikke videre.
Menneske- og virksomhetsbaserte farer Kan planen føre til:			
23	Ulykke med farlig gods		Transport av ev. farlig gods i anleggsfasen ivaretas gjennom egne vurderinger og prosedyrer i transport- og anleggsplan. I driftsfase vil det bli transporter gir- og hydraulikkolje til transformatorstasjon og vindturbinene, samt noen kjemikaler som

			f.eks. kjølevæske. Transport av større mengder olje og ev. andre kjemikalier vil utføres av spesialtransportfirma., og det vil utarbeides interne rutiner som ivaretar denne type transport. Anleggstrafikk vil risikovurderes og ivaretas i transport- og anleggsplan. Vurderes ikke videre.
24	Ulykke i av-/påkjørsler		Liten/ingen endring i trafikkmengde i driftsfasen. Anleggstrafikk vil risikovurderes og ivaretas i transport- og anleggsplan. Vurderes ikke videre.
25	Møteulykker/generell trafikkulykke		Liten/ingen endring i trafikkmengde i driftsfasen. Anleggstrafikk vil risikovurderes og ivaretas i transport- og anleggsplan. Vurderes ikke videre.
26	Ulykke med syklende/gående		Liten/ingen endring i trafikkmengde i driftsfasen. Anleggstrafikk risikovurderes og ivaretas gjennom transport- og anleggsplan. Vurderes ikke videre.
27	Virksomhet som håndterer farlige stoffer (kjemikalier, eksplosiver, olje/gass, radioaktivitet, storulykkevirksomheter)	(eksplosjon, forurensing, brann, gassutslipp) Medfører foreslått virksomhet fare for storulykker?	Vindkraftverk er ikke omfattet av storulykkeforskriften. Ev. farlige stoffer i anleggsfasen vil risikovurderes og ivaretas gjennom byggherreforskriften og håndteres gjennom byggherrens SHA-plan og ulykke- og beredskapsplaner. Vurderes ikke videre.
28	Fare for akutt forurensning på land eller i sjø, oljeutslipp etc.		I driftsfasen kan det forekomme utslipp av gir- og hydraulikkolje, samt kjølevæske/glykol. Det kan også forekomme mindre utslipp av drivstoff og andre kjemikaler. I nedbørsfeltet til nye Hitra 1 er det ett privat vannverk (Aunåa), én bekk som forsyner to hytter med vann og to grunnvannsbrønner. Vurderes videre som **hendelse 28 Fare for akutt forurensning (5.1.6).** For anleggsfasen vi det gjennomføres egen risikovurdering knyttet til forurensing ved utslipp og bearbeidelse av terreng. Det skal utarbeides ulykke- og beredskapsplaner og transport- og anleggsplan. Det har ikke vært rapportert om påvirkninger på vannkvaliteten ved utbyggingene av Hitra 1 eller Hitra 2.
29	Elektromagnetiske forhold	Risiko bør vurderes dersom det planlegges lokalisering av	Planlegges ikke nye byggverk. Vurderes ikke videre.

		bygg der mennesker oppholder seg over lengre tid nær slike felt. Det finnes anbefalinger på tesla-verdi, som ikke samsvarer med krav til byggegrenser.	
30	Fare for sabotasje/terror-handlinger	Er tiltaket i seg selv et mål med forhøyet risiko?	Ut fra et forsyningssikkerhetsperspektiv anses ikke vindparken som viktig i den nasjonale infrastrukturen. Dette underbygges av dagens regulering i kraftberedskapsforskriften hvor enkeltvindturbiner er uklassifisert. Fra andre vindkraftverk har man sett protestaksjoner hvor det har vært grupper som har benyttet sivil ulydighet, men det vurderes som lite sannsynlig at disse gruppene vil utføre handlinger som kan medføre miljøskade. Det vil bli utarbeidet en plan for å håndtere demonstrasjoner eller sabotasjehandlinger under byggefasen. For driftsfasen vil det bli utarbeidet en beredskapsplan. Vurderes ikke videre.
31	Gruver, åpne sjakter etc.		Forslagsstiller er ikke kjent med at det er gruver eller sjakter etc. i området. Ved ferdsel i utmark må aktsomhet utvises. Vurderes ikke videre.
Farer relatert til anleggsarbeid			
32	Ulykker i forbindelse med anleggstrafikk	Atkomstforhold til anlegg-/riggplass, anleggstrafikk i nærheten av boligområder/skoler/ barnehager, snumuligheter på anlegget for å unngå rygging inn/ut av anleggsplassen etc.	Transport av vindturbinene til planområdet risikovurderes og ivaretas gjennom transport- og anleggsplan. Inntransport håndteres vanligvis av turbinleverandør, og det må søkes til vegmyndigheter og politi. Vurderes ikke videre.
33	Uvedkommende tar seg inn på anleggsplass/ riggplass	Tilstrekkelig sikring av anleggsplass med gjerder etc. og rutiner for adgangskontroll.	Sikring av anleggsplass er tema som dekkes gjennom Byggherreforskriften og håndteres gjennom byggherrens SHA-plan. Vurderes ikke videre.
34	Ulykker i forbindelse med anleggsgjennom-føring/utbygging		Sikring av anleggsplass er tema som dekkes gjennom Byggherreforskriften og håndteres gjennom byggherrens SHA-plan og ulykke- og beredskapsplaner. Vurderes ikke videre.
Andre uønskede hendelser			
35			Ingen ytterligere risikoforhold som bør hensyntas. Vurderes ikke videre.

5 Risiko- og sårbarhetsvurdering

Det er identifisert 35 risiko- og sårbarhetsforhold i Tabell 4 1. Av disse ble 6 uønskede hendelser vurdert som relevante for planområdet. Disse vurderes mer detaljert i analyseskjemaene. Hendelsene som analyseres nærmere i egne analyseskjemaer er:

- Nr. 1a): Sterk vind som påfører skade på vindturbin.
- Nr. 1b): Sterk vind og løse gjenstander
- Nr. 3b): Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr
- Nr. 4: Vassdragsflom.
- Nr. 8a): Brann i vindturbin og transformatorstasjon
- Nr. 28: Fare for akutt forurensning på land eller i vassdrag, oljeutslipp etc.

5.1 Analyse av identifiserte hendelser

5.1.1 Hendelse 1a) Sterk vind som påfører skade på vindturbin

Nr. 1a)	Navn uønsket hendelse:	Sterk vind som påfører skade på vindturbin	
Beskrivelse av uønsket hendelse: Sterk vind kan føre til skade på vindturbiner/turbinblader.			
Om naturpåkjenninger (TEK 17)		Sikkerhetsklasse flom/skred	Forklaring
Ikke relevant		Ikke relevant	
Årsaker			
Beskriv mulige årsaker - Teknisk feil på vindturbin/turbinblader			
Eksisterende barrierer			
- Personlig verneutstyr. - Varslingssystem for sterk vind (knyttet til egen arbeidsinstruks). - Sikkerhetssystemer for stans av blader og for å snu nav.			
Sårbarhetsvurdering			
Ved sterk vind er det sikkerhetssystemer som stanser blader. Det finnes også sikkerhetssystemer som kan vri på nav og blader slik at man får mindre belastning på tårn, men helt eller delvis kollaps av vinger kan forekomme. Tårnkollaps har inntruffet svært sjeldent.			

Sannsynlighet	Høy	Middels	Lav	Forklaring
	Oftere enn 1 gang i løpet av 10 år. >10 år	1 gang i løpet av 10-100 år. 1-10 %	Sjeldnere enn 1 gang i løpet av 100 år. <1 %	
			X	Tiltakshaver har vært i kontakt med NVE vedr. hendelser med helt eller delvis kollaps av turbiner. Det foreligger ikke noen statistikk over hendelser da det på nåværende tidspunkt ikke er krav om innrapportering av hendelser. Det er allikevel registrert 8 hendelser i nyere tid knyttet til skade på rotor og vinge. 4 av hendelsene omfatter vingebrudd. Som følge av at det ikke foreligger statistikk er det tatt en skjønnsmessig vurdering basert på kjente hendelser, hvor

				sannsynligheten for at en større hendelse knyttet til f.eks. helt eller delvis kollaps av en vindturbin/turbinblad vurderes som svært liten, og mindre enn 1/100.

Konsekvensvurdering					
	Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper	Store	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse	X				Helt eller delvis kollaps av vindturbin/ turbinblad kan medføre alvorlig skade, og i verste fall død.
Stabilitet			X		I perioder med sterk vind kan det oppfattes som utrygt å ferdes i område
Materielle verdier	X				Ved kollaps eller delvis kollaps av en vindturbin/ turbinblad vil de materielle skadene være store.

Samlet begrunnelse av konsekvens:
Ved kollaps av vindturbin kan konsekvensene for liv og helse være høy. Det er relativ lav brukerfrekvens av området, og i perioder med mye vind så vil det utover driftspersonell i hovedsak ikke oppholde seg folk i området. Driftspersonell har interne rutiner som begrenser ferdsel i området ved sterk vind. Med bakgrunn i dette vurderes sannsynligheten for at hendelser som setter liv og helse i fare som svært lav. Materielle skader kan forekomme, og samlet konsekvens ved mye vind vurderes derfor som stor til middels.

Usikkerhet	Begrunnelse
Middels	Det er kjent at hendelsen kan skje, men tiltakshaver er ikke kjent med at det foreligger statistikk for hvor ofte hendelsen kan forekomme. Med stor sikkerhet kan man allikevel si at større hendelser som helt eller delvis kollaps av turbiner forekommer sjeldent, og er knyttet opp mot prosjekteringsfeil.

Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet	
Tiltak: - Prosjektering og utførelse av vindturbiner med tilstrekkelig sikkerhet mht. dimensjonerende vindforhold. - Følge rutiner for vedlikehold, inspeksjoner og oppfølging - Sikkerhetssystemer som stanser blader og gir mulighet til å justere navet og/eller blader ved ekstrem vind.	Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.: - Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg

5.1.2 Hendelse 1b) Sterk vind og løse gjenstander som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr

Nr. 1b)	Navn uønsket hendelse:	Sterk vind og løse gjenstander
Beskrivelse av uønsket hendelse: Sterk vind kan kaste på løse/ikke sikrede gjenstander.		

Om naturpåkjenninger (TEK 17)	Sikkerhetsklasse flom/skred	Forklaring
Ikke relevant	Ikke relevant	

Årsaker

Beskriv mulige årsaker
- Løse eller ikke sikrede gjenstander som blir tatt av vinden.

Eksisterende barrierer

- Rutine for forsvarlig oppbevaring av gjenstander i området i perioder med sterk vind.
- Personlig verneutstyr.
- Varslingssystem for sterk vind (knyttet til egen arbeidsinstruks).
- Design på nye tårnhus reduserer muligheten for at løse gjenstander/komponenter kan løsne/falle ned.
- Systemer som gir informasjon i sanntid om fare for iskast, bl.a. ved skanning av QR-kode.

Sårbarhetsvurdering

Løse gjenstander under sterk vind kan medføre skade på personell og materiell i området, men det vil være interne rutiner for forsvarlig oppbevaring av utstyr. Driftspersonell vil bruke verneutstyr som bl.a. hjelm.

Området er generelt lite brukt til friluftsliv, og i perioder med sterk vind oppholder det seg ikke andre enn driftspersonell i området.

Sannsynlighet	Høy	Middels	Lav	Forklaring
	Oftere enn 1 gang i løpet av 10 år. >10 år	1 gang i løpet av 10-100 år. 1-10 %	Sjeldnere enn 1 gang i løpet av 100 år. <1 %	
		X		Hendelser knyttet til gjenstander som ikke er tilstrekkelig sikret kan forekomme selv om det er rutiner som skal forhindre dette. Sannsynligheten vurderes derfor som middels.

Konsekvensvurdering

	Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper	Store	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse		X			Konsekvens for liv og helse vil avhenge av størrelse på gjenstand og hvor gjenstanden befinner. En gjenstand som blir tatt av vinden og faller ned fra tårn eller tårnhuset vil kunne potensielt ha alvorlige konsekvens, mens en gjenstand med begrenset størrelse/tyngde som befinner seg på bakken vil sannsynligvis føre til små konsekvenser. som følge av dette vurderes konsekvens til middels
Stabilitet			X		I perioder med sterk vind kan det oppfattes som utrygt å ferdes i område
Materielle verdier			X		Løse gjenstander vil medføre begrenset materiell skade på anlegget.

Samlet begrunnelse av konsekvens:
Løse gjenstander som blir tatt av vinden vil kunne utgjøre en risiko for liv og helse hvis de faller fra vindturbinene, men det antas at bortsett fra driftspersonell med verneutstyr så vil det være

begrenset med ferdsel i området rundt turbinene i perioder med sterk vind. Driftspersonell har også interne rutiner som begrenser ferdsel i området ved sterk vind. Løse gjenstander vurderes å kunne forsake forholdsvis små materielle skader. Samlet konsekvens vurderes derfor som små.	
Usikkerhet	Begrunnelse
Middels	Det er kjent at hendelsen kan skje, men tiltakshaver er ikke kjent med at det foreligger statistikk for hvor ofte hendelsen kan forekomme. Både i drift og anleggsfase vil det utarbeides rutiner som skal forhindre/redusere mulighetene for at vinden tar løse gjenstander.
Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet	
Tiltak: - Interne rutiner for oppbevaring og sikring av utstyr og gjenstander.	Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.: - Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg.

5.1.3 Hendelse 3b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr

Nr. 3	Navn uønsket hendelse:	Iskast	
Beskrivelse av uønsket hendelse: - Snø/iskast fra turbinblader - Snø/is som faller ned fra maskinhus			
Om naturpåkjenninger (TEK 17)		Sikkerhetsklasse flom/skred	Forklaring
Ikke relevant		Ikke relevant	
Årsaker			
Årsak til snø- og isdannelse på vindturbiner. - Kombinasjonen av lav temperatur, høy luftfuktighet/nedbør og sterk vind kunne medføre snø- og isdannelse på turbinblader, maskinhus eller kraftledninger. Personer som befinner seg innenfor kastesonen: - Personell i området i forbindelse med reparasjon/vedlikehold. - Personell som går ut og inn av turbinen.			
Eksisterende barrierer			
- Skilting og varsling ved innfallsportene til området vedr. snø- og isdannelse og sikkerhetsavstand myntet på tredjepart. - Varslingssystem og interne rutiner for snø- og is-oppbygging (knyttet til egen arbeidsinstruks). - Personlig verneutstyr.			
Sårbarhetsvurdering			
Det er driftspersonell i området i forbindelse med reparasjon/vedlikehold. Å gå inn og ut av i vindturbinen er kritiske punkt. Akkurat når turbinene starter og stopper skjer det bevegelser som kan trigge at snø/is løsner fra turbinbladene. Driftspersonell har rutiner for å stanse/starte vindturbinene med fjernstyring – når de selv er utenfor sikkerhetssonen for iskast. Snø og is som har dannet seg på maskinhus kan løsne flakvis og falle ned eller bli tatt av vinden.			

Sannsynlighet	store	Middels	Lav	Forklaring
			X	Den mest brukte metodikken for beregning av teoretisk lengde på iskaster er Seifert-formelen. Basert på maksimal teoretisk kastelengde og at sannsynligheten for at is skal lande på en spesifikk flate avtar svært raskt med avstand fra turbinen. Ved nedfall av snø/is fra maskinhus så faller det erfaringsmessig innenfor 100 m, men at det kan bli kastet lenger ved vind. Sannsynlighet for at mennesker skal bli truffet av nedfall av snø/is

				og iskast vurderes som lav. På Eldsfjellet er det generelt lite ferdsel som underbygger denne vurderingen videre.		
Konsekvensvurdering						
		Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper		store	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse		X				Å bli truffet av isklump/flak som et resultat av iskast eller nedfall kan medføre alvorlige personskader eller i verste fall død.
Stabilitet				X		Kan oppleves utrygt å ferdes i område i perioder på vinteren hvor det er fare for nedfall av snø/is.
Materielle verdier				X		Potensialet for skader på materiell som et resultat av kast eller nedfall av snø/is vurderes å være små.
Samlet begrunnelse av konsekvens: Iskast fra turbinbladene og nedfall av snø/is kan medføre alvorlige personskader eller i verste fall død, mens de materielle skadene vurderes å være forholdsvis små. Fare for ising/snø på maskinhus eller tårn vil være størst i perioder med nedbør eller høy luftfuktighet (f.eks. tåke) i temperaturer rundt 0 grader. Iskast fra vinger skjer oftest ved oppstart av rotasjon. Vindhastighet vil påvirke hvor langt is/snø kastes. Det vil skiltes om fare for nedfall av snø/is både ved innfartspunktene til området og i nært av vindturbin. Samlet konsekvens vurderes som små til middels						
Usikkerhet				Begrunnelse		
Lav				Det er ikke utført beregninger av sannsynlighet for at personer blir truffet av nedfall av snø/is eller iskast ifm. Forståelsen av hendelsen vurderes allikevel som god med bakgrunn i erfaringer fra dagens drift ved anlegget og andre anlegg.		
Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet						
Tiltak: - Risikovurdering for snø- og iskast for Hitra 1 og 2. - Interne rutiner og opplæring av driftspersonell. - I tråd med gjeldende vilkår om snø- og iskast i vindkraftkonsesjoner, må det settes opp fareskilt som varsler om at snø- og iskast kan inntreffe innenfor en definert sikkerhetssone rundt vindturbinene, både langs veier og i terrenget - Varslingssystem for isoppbygging (knyttet til egen arbeidsinstruks).				Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc. - Følges opp i henhold til NVEs veileder for snø- og iskast. - Øvrige tiltak følges opp i prosjektering og bygging, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg.		

5.1.4 Hendelse 4 Vassdragsflom

Nr. 4	Navn uønsket hendelse:	Vassdrags flom

Beskrivelse av uønsket hendelse:
Flom hendelser som skader turbiner, transformatorstasjon, veianlegg, eller andre deler av anlegget. Hendelsen kan også medføre personskade.

Om naturpåkjenninger (TEK 17)	Sikkerhetsklasse flom/skred	Forklaring
Ja	Iht. relevant sikkerhetsklasse	Vindturbiner nevnes ikke under preaksepterte løsninger for sikkerhetsklasser i veiledning til TEK 17 § 7-2. I flomvurdering er sikkerhetsklasser vurdering.

Årsaker

Beskriv mulige årsaker:
Deler av planområdet langs vassdrag og vann er omfattet av aktsomhetssone for flom. Ingen av de foreslåtte turbinplasseringene i eksempelutlegget er i flomsoner, men teknisk infrastruktur som veianlegg kan ligge innenfor flomsonene.

Eksisterende barrierer

- Aktsomhetssonene er kjent, og det er gjennomført flomberegninger
- Regelverk og andre myndighetskrav skal bidra til sikkerhet mot flom, både i anleggs- og driftsfase.

Sårbarhetsvurdering

Vanninntrengning kan sette infrastruktur knyttet til vindparken ut av drift. Lite trolig at turbinene vil kunne ta skade av flom. Veien/tilkomstmulighetene kan påvirkes av flomvann.

Sannsynlighet	Høy	Middels	Lav	Forklaring
	1 gang i løpet av 20 år, 1/20	1 gang i løpet av 200 år, 1/200	1 gang i løpet av 1000 år, 1/1000	
		X		Iht. flomvurdering

Konsekvensvurdering

	Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper	Store	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse			X		Flomhendelse i planområdet vil være så begrenset at fare for alvorlige personskader vurderes som er liten.
Stabilitet			X		Flomsoner i planområdet er begrenset, men det kan oppleves utrygt å ferdes i område i perioder med høy vannføring, men vil med avbøtende tiltak ikke redusere fremkommeligheten.
Materielle verdier		X			Ved flomhendelser kan det forekomme skade på veier, kabler og ved vanninntrenging i transformatorstasjon. Potensiell materielle skader vurderes

					anslagsvis til lav-middels

Samlet begrunnelse av konsekvens:
Flomhendelser i planområdet vurderes å være begrenset, samt at det vil være varslingssystemer som gjør at man med stor sannsynlighet vil kunne avverge hendelser som medfører fare for liv og helse. Flomhendelser vil kunne føre til materielle skader, men viktige elementer som turbiner og transformatorstasjonen vil fortrinnsvis kunne plasseres utenfor flomsoner. Samlet konsekvens vurderes derfor som små til middels.

Usikkerhet	Begrunnelse
Lav	Flomfaren for adkomstveien er vurdert ved NIFS-formler (formelverk for små nedbørsfelt) og hydraulisk modellering er gjennomført i Hydrologic Engineering Center – River Analysis System (HEC-RAS). For tiltaksområdet for vindkraftverket er en Rain-On-Grid (ROG)-modell benyttet. Modellen inkluderer både hydrologiske og hydrauliske beregninger. Nedbørsforløpene er modellert på flere ulike måter, både som konstante nedbørsforløp og som forløp fastsatt med metoden Chicago Design Storm (CDS). Et beregnet forløp med 120 minutters varighet (CDS120) er valgt som grunnlag for flomsonekartet.

Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet	
Tiltak: - Etablering av nye og utskiftninger av eksisterende stikkrenner og kulverter bl.a. for å bevare de naturlige vannveier der det er mulig. - Korrigering/justering av veiprofil bl.a. for gunstig kryssing av dreneringslinjer. - Vedlikehold knyttet til håndtering av sediment og vegetasjon. - Erosjonssikring bør vurderes i områder der tiltak plasseres innenfor flomutsatte områder.	Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.: - Følges opp i prosjektering og bygging av tiltaket, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven.

5.1.5 Hendelse 8a) Brann i vindturbin og transformatorstasjon

Nr. 8a)	Navn uønsket hendelse:	Turbinbrann som sprer seg til vegetasjon

Beskrivelse av uønsket hendelse:
Brann i vindturbin eller transformatorstasjon kan forårsake havari, og ev sende gnister til omliggende vegetasjon. I tørkeperioder vil dette kunne føre til branntilløp.

Om naturpåkjenninger (TEK 17)	Sikkerhetsklasse flom/skred	Forklaring
Ikke relevant	Ikke relevant	

Årsaker

Brann kan forekomme i vindturbin eller transformatorstasjon ved feil på elektriske komponenter og lynnedslag, som sende gnister til omliggende natur.

Eksisterende barrierer

- Gruset flate rundt turbiner, transformatorstasjon og driftsbygning, samt veier i området.
- Skrinn vegetasjon i tiltaksområdet for vindkraftverket, og naturlige barrierer som bergrygger og vassdrag
- Branndeteksjon og kontinuerlig overvåkning av komponenter.

- Rutiner for stopping av turbin før farlige høye temperaturer oppnås.
- Beredskapsplan med rutiner for hindring av spredning (f.eks. vanning).

Sårbarhetsvurdering

Systemer for tidlig deteksjon, naturlige og konstruerte barrierer, samt avstand gjør at en brann i området vil få begrenset omfang. Sannsynlighet for at brann vil kunne nå annen bebyggelse vurderes som svært liten.

Sannsynlighet	Høy	Middels	Lav	Forklaring
	Oftere enn 1 gang i løpet av 10 år. >10 år	1 gang i løpet av 10-100 år. 1-10 %	Sjeldnere enn 1 gang i løpet av 100 år. <1 %	
			X	Brann i vindturbin og transformatorstasjon kan forekomme, men sett opp mot antall vindturbiner og transformatorstasjoner i Norge så forekommer det sjeldent. For at en brann skal spre seg til omkringliggende vegetasjon er man videre avhengig av at det er tørt i terrenget, og betydelig vind. Sannsynligheten vurderes derfor som liten.

Konsekvensvurdering

	Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper	Story	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse			X		Brann i vindturbin eller transformatorstasjon kan medføre fare for liv og helse. Eksisterende systemer vil med stor sannsynlig oppdage og varsle brann på et tidlig stadium, hvor ikke essensiell personell vil bli ført bort fra området. Transformator planlegges etablert i lukkete celler og transformatorstasjonen vil være inngjerdet for å hindre adgang for uvedkommende. Dette sammen med at det ikke vil legges opp til varig opphold i vindturbin eller transformatorstasjon gjør at faren for alvorlige personskader vurderes som liten ved brann.
Stabilitet		X			Brann kan føre til driftsstans, og at det i en periode føles som utrygt å oppholde og ferdes i område. Kan være til hinder for fremkommelighet.
Materielle verdier	X				Kostnaden for en vindturbin eller transformatorstasjon er høy, og en brann som helt eller delvis skader en turbin eller transformatorstasjon vil kunne medføre betydelige kostnader.

Samlet begrunnelse av konsekvens:
For at brann i en turbin skal skulle spre seg må det være spesielle værforhold som legger til rette for dette. Transformatorer er i en lukkete celler for å hindre spredning. Konsekvensene av brann vurderes å begrense seg til en turbin eller transformator uten noe fare for spredning, med små konsekvenser for liv og helse. Samlet konsekvens vurderes derfor som middels.

Usikkerhet	Begrunnelse
Lav	Klimaendringer kan føre til periodevis varmere og tørrere værforhold, noe som kan medføre økt

	vegetasjon i området, som igjen vil øke sannsynligheten for spredning ved langvarig tørke og mye vind.
Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet	
Tiltak: - Gruset flate rundt turbiner, transformatorstasjon og driftsbygning, samt veier i området. - Transformatorer planlegges etablert i lukkete celler som hindrer spredning. - Branndeteksjon og kontinuerlig overvåkning av komponenter. - Rutiner for stopping av turbin før farlige høye temperaturer oppnås. - Beredskapsplan med rutiner for hindring av spredning (f.eks. vanning)	Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.: - Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg

5.1.6 Hendelse 28 Fare for akutt forurensning på land eller i vassdrag, oljeutslipp etc.

Nr. 28	Navn uønsket hendelse:	Forurensing drikkevann	
Beskrivelse av uønsket hendelse: Utslipp av mineralolje, glykol, gir- og hydraulikkolje eller andre drivstoff og kjemikaler fra vindturbiner og transformatorstasjon til vassdrag i og rundt planområdet.			
Om naturpåkjenninger (TEK 17)		Sikkerhetsklasse flom/skred	Forklaring
Ikke relevant		Ikke relevant	
Årsaker			
- Lekkasje fra vindturbin eller transformatorstasjon som følge av teknisk feil eller mangelfullt vedlikehold. - Lekkasje fra vindturbin som følge av helt eller delvis kollaps. - Lekkasje fra kjøretøyer eller annet utstyr som følge av teknisk feil eller ulykke.			
Eksisterende barrierer			
- Grusede flater - Varslingssystemer ved lekkasje. - Beredskapsplan med rutiner for hindring av spredning.			
Sårbarhetsvurdering			
I nedbørsfeltet til nye Hitra 1 er det ett privat vannverk (Aunåa), én bekk som forsyner to hytter med vann og to grunnvannsbrønner. Vindkraftverk på land vurderes generelt å ha lite potensial for større/alvorlig forurensing, og resultater fra målinger i nærliggende vassdrag tyder på svært liten påvirkning på vannkvaliteten i løpet av de 20 årene hvor dagens anlegg har vært i drift. Av mulige forurensningskilder i driftsfasen er gir- og hydraulikkolje, samt glykol eller annet type kjølemedium i vindturbinene eller transformatorstasjon. Moderne vindturbiner er utstyrt med trau hvor olje vil samles opp ved lekkasje. Transformatorcellene i planområdet planlegges med tette sjakter og oljeutskiller, hvor olje vil samles opp i tilfelle lekkasje. Lekkasje under anleggsfasen ivaretas gjennom byggherreforskriften og håndteres gjennom byggherrens SHA-plan og ulykke- og beredskapsplaner. Lekkasje fra kjøretøyer i driftsfase vurderes å være av så begrenset karakter at det ikke vil kunne påvirke resipient.			

Sannsynlighet	Høy	Middels	Lav	Forklaring
	Oftere enn 1 gang i løpet av 10 år. >10 år	1 gang i løpet av 10-100 år. 1-10 %	Sjeldnere enn 1 gang i løpet av 100 år. <1 %	

			X	Hendelser som involverer større utslipp i driftsfasen forekommer svært sjeldent, og anslås å være mindre 1/100. Sannsynligheten vurderes derfor som liten.

Konsekvensvurdering					
	Konsekvenskategorier				
Konsekvenstyper	Høy	Middels	Små	Ikke relevant	Forklaring
Liv og helse		X			Ved turbinhavari eller andre større uhellshendelser kan nedbørsfelt for drikkevann bli negativt påvirket. Mindre lekkasjer i driftsfasen vurderes ikke å kunne å kunne påvirke drikkevannskildene. Potensielle hendelser i deler av planområdet som ikke berører nedbørsfelt som benyttes til drikkevann vurderes ikke å kunne være av et slikt omfang at det vil kunne være farlig for helse.
Stabilitet			X		Forurensing som påvirker drikkevannskilden, vil kunne skape noe usikkerhet rundt kvalitet på drikkevann. Berørte parter som vil være bli direkte berørt er begrenset, og man vil derfor kunne følge opp hver enkelt part.
Materielle verdier			X		De materielle skadene ved forurensing av drikkevannskilden eller andre deler av planområdet vil være begrenset
Samlet begrunnelse av konsekvens: Målinger av vassdrag i og rundt planområdet tyder på svært liten påvirkning på vannkvalitetene. Men ved et større utslipp vil drikkevannskilder med nedbørsfelt innenfor planområdet potensielt kunne bli negativ påvirket i en slik grad at hvis det ikke iverksettes tiltak så det vil kunne føre til fare for helse og skape usikkerhet. Materielle skadene ved forurensing vil være små. Samlet konsekvens vurderes derfor som små.					
Usikkerhet			Begrunnelse		

Middels	Det er i forbindelse med områdeplanene og konsesjons for nye Hitra 1 tatt vannprøver av vassdrag i eller i nærheten av planområdet, samt at det er gjort en risikovurdering for drikkevann med nedbørsfelt i planområdet.
Forslag til tiltak og mulig oppfølging i arealplanleggingen og annet	
Tiltak: - Mattilsynet skal godkjenne tiltak som tillates innenfor nedbørsfeltet. - Oppfølgende undersøkelser i forbindelse med detaljplan når endeling plassering av nye vindturbiner er fastsatt. - Overvåkning av drikkevannskilder i nedbørsfelt som er berørt. - Beredskapsplan for beskyttelse av drikkevannskilder - Fysiske barrierer som lukkede systemer med oljetrau og tette cellers	Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.: - Følges opp i områdereguleringen og detaljplan jf. energiloven, og drift av anlegget

6 Oppsummering og konklusjon

ROS-analysen har som mål å sikre at forhold som kan medføre alvorlige konsekvenser for mennesker, miljø, økonomiske verdier eller samfunnsfunksjoner klargjøres i plansaken, slik at omfang og skader av uønskede hendelser reduseres. ROS-analysen identifiserer hvordan prosjektet eventuelt bør endres, samt tiltak som bør følges opp i videre detaljprosjektering, anleggsfasen og den permanente driftsfasen for området for å redusere risikoen til et akseptabelt nivå. Analysen danner grunnlag for videre avgjørelser og kommer med anbefalinger om mulige risikoreduserende tiltak som er aktuelle for planområdet og/eller utbyggingstiltaket.

6.1 Risikomatrise

Matrisen under sammenstiller vurderinger for sannsynlighet og konsekvens for de 5 hendelsene som er analysert i kapittel 5.1. De er plassert i matrisen etter sannsynlighet og samlet vurderte konsekvens.

Tabell 6-1: Risikomatrise før tiltak

Risikomatrise	**Konsekvens**		
Sannsynlighet	**Små**	**Middels**	**Store**
Høy			
Middels	Hendelse 1b) – Sterk vind og løse gjenstander som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr	Hendelse 4 – Vassdragsflom	
Lav	Hendelse 28 – Fare for akutt forurensning på land eller i sjø, oljeutslipp etc.	Hendelse 3b) – Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr Hendelse 8a – Brann vindturbin og transformatorstasjon	Hendelse 1a) – Sterk vind som påfører skade på vindturbin

6.2 Foreslåtte tiltak

ROS-analysen peker på avbøtende tiltak som vil redusere sannsynligheten for og konsekvensene av de ulike hendelsene. Det må rettes fokus mot disse forholdene i den videre planprosessen.

I Tabell 6-2 gis en opplisting av identifiserte uønskede hendelser i forbindelse med planforslaget og hvilke tiltak som foreslås for å redusere risikoen forbundet med hendelsene.

Tabell 6-2: Oversikt over foreslåtte tiltak

Uønsket Hendelse	**Forslag til tiltak for planområdet/bygget:**	**Oppfølging gjennom planverktøy/info til kommunen etc.:**
Hendelse 1a) Sterk vind som påfører skade på vindturbin	- Prosjektering og utførelse av vindturbiner med tilstrekkelig sikkerhet mht. dimensjonerende vindforhold. - Følge rutiner for vedlikehold, inspeksjoner og oppfølging - Sikkerhetssystemer som stanser blader og gir mulighet til å justere navet og/eller blader ved ekstrem vind.	– Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg
Hendelse 1b) Sterk vind og løse gjenstander	- Interne rutiner for oppbevaring og sikring av utstyr og gjenstander.	- Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg.
Hendelse 3b) Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr	- Risikovurdering for snø- og iskast for Hitra 1 og 2. - Interne rutiner og opplæring av driftspersonell. - I tråd med gjeldende vilkår om snø- og iskast i vindkraftkonsesjoner, må det settes opp fareskilt som varsler om at snø- og iskast kan inntreffe innenfor en definert sikkerhetssone rundt vindturbinene, både langs veier og i terrenget - Varslingssystem for isoppbygging (knyttet til egen arbeidsinstruks).	- Følges opp i henhold til NVEs veileder for snø- og iskast. - Øvrige tiltak følges opp i prosjektering og bygging, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg.
Hendelse 4 Vassdragsflom	- Etablering av nye og utskiftninger av eksisterende stikkrenner og kulverter bl.a. for å bevare de naturlige vannveier der det er mulig.	- Følges opp i prosjekteringen og bygging av tiltaket, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven.

	- Korrigering/justering av veiprofil bl.a. for gunstig kryssing av dreneringslinjer. - Vedlikehold knyttet til håndtering av sediment og vegetasjon. - Erosjonssikring bør vurderes i områder der tiltak plasseres innenfor flomutsatte områder	
Hendelse 8a) Brann i vindturbin og transformatorstasjon	- Gruset flate rundt turbiner, transformatorstasjon og driftsbygning, samt veier i området. - Transformatorer planlegges etablert i lukkete celler som hindrer spredning. - Branndeteksjon og kontinuerlig overvåkning av komponenter. - Rutiner for stopping av turbin før farlige høye temperaturer oppnås. - Beredskapsplan med rutiner for hindring av spredning (f.eks. vanning)	- Følges opp i prosjektering, bygging av tiltak, gjennom føringer i detaljplanen jf. energiloven, og i drift av anlegg
Hendelse 28 Fare for akutt forurensning på land eller i vassdrag, oljeutslipp etc.	- Mattilsynet skal godkjenne tiltak som tillates innenfor nedbørsfeltet. - Oppfølgende undersøkelser i forbindelse med detaljplan når endeling plassering av nye vindturbiner er fastsatt. - Overvåkning av drikkevannskilder i nedbørsfelt som er berørt. - Beredskapsplan for beskyttelse av drikkevannskilder - Fysiske barrierer som lukkede systemer med oljetrau og tette cellers	– Følges opp i områdereguleringen og detaljplan jf. energiloven, og drift av anlegget

6.3 Oppsummering

I forbindelse med reguleringsplanarbeidet er det gjennomført en ROS-analyse i tråd med plan- og bygningsloven § 4-3.

I analysen er identifisert og vurdert seks potensielle uønskede hendelser innenfor og i tilknytning til planområdet.

Disse er:

- Nr. 1a): Sterk vind som påfører skade på vindturbin.
- Nr. 1b): Sterk vind og løse gjenstander
- Nr. 3b): Nedfall av snø/is fra maskinhus eller iskast som skader mennesker, anlegg og/eller utstyr
- Nr. 4: Vassdragsflom.
- Nr. 8a): Brann i vindturbin og transformatorstasjon
- Nr. 28: Fare for akutt forurensning på land eller i vassdrag, oljeutslipp etc.

ROS-analysen viser at det gjennom planlegging og foreslåtte risikoreduserende tiltak vil være mulig å redusere sannsynligheten, årsakene, sårbarheten, konsekvensene og usikkerheten ved de uønskete hendelsene.

Gitt at de foreslåtte tiltakene følges opp i videre prosess og gjennomføring, vurderes risikoen knyttet til planforslaget å være innenfor det som anses som akseptabelt. Med utgangspunkt i samfunnssikkerhet vurderes planområdet derfor som arealmessig egnet til vindkraft.

7 Referanser

[1] Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB), 2022, Samfunnssikkerhet i kommunens arealplanlegging. Metode for risiko- og sårbarhetsanalyse i planlegging, https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/veiledere-handboker-og-informasjonsmateriell/veiledere/samfunnssikkerhet_i_kommunens-arealplanlegging_metode-for-risiko_og_saarbarhetsanalyse.pdf
[2] Direktoratet for byggkvalitet, Byggteknisk forskrift (TEK17) med veiledning, https://dibk.no/regelverk/byggteknisk-forskrift-tek17/7/7-2
[3] Norges geologiske undersøkelse (NGU), Kart på nett, https://www.ngu.no/geologiske-kart
[4] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Atlas, https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#
[5] NVE veileder nr 5/2018 Iskast fra vindturbiner, https://publikasjoner.nve.no/veileder/2018/veileder2018_05.pdf
[6] Multiconsult rapport 10258198-01-RIEn-RAP-002. Konsekvensutredning iskast, datert 21.11.2025
[7] Multiconsult rapport 10258198-01-RIVass-RAP-001. Flomfarevurdering nye Hitra 1 vindkraftverk, datert 28.11.2025
[8] Multiconsult rapport 10258198-01-RIG-NOT-001. Geoteknisk vurdering, datert 17.10.2025
[9] Multiconsult notat 10258198-01-RIM-NOT-002. Vurdering av risiko for drikkevann, datert 08.12.2025
[10] Multiconsult rapport 10258198-01-RIM-RAP-003. Konsekvensutredning vannmiljø og forurensning, datert 08.12.2025

Fagrapport:

Geoteknisk vurdering adkomstvei

Statkraft

Notat

OPPDRAG	Hitra 1 vindkraftverk – fornying/repower – KU, planforslag og kons. søk	DOKUMENTKODE	10258198-01-RIG-NOT-001
EMNE	Geoteknisk vurdering adkomstvei	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Statkraft Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Håvard Finanger
KONTAKTPERSON		UTARBEIDET AV	Ida Elise Overgård
KOPI		ANSVARLIG ENHET	10234015 Geoteknikk Midt

SAMMENDRAG

Som underlag til konsesjonssøknad for nye Hitra 1 vindkraftverk er det gjennomført en screening av terreng- og grunnforhold for adkomstveien til vindkraftverket. Screeningen innebærer innledende kartstudie og gjennomgang av grunnlag. Vurderinger er gjort iht. NVEs veileder nr. 1/2019 «Sikkerhet mot kvikkleireskred».

Basert på kvartærgeologiske kart, flyfoto og terrenganalyser vurderes det at store deler av området langs adkomstveien består av tynt løsmassedekke over berg.

I senere fase bør det utføres grunnundersøkelser ved enten prøvegraving eller sonderinger langs adkomstveien for å sikre lokal stabilitet av aktuelle skjæringer eller fyllinger, i tillegg til å ivareta massehåndtering i anleggsperioden. Det må også vurderes behov for grunnundersøkelser i områder hvor den lokale stabiliteten kan forverres av tiltaket.

Etter gjennomgang av kart, topografi og flyfoto i området vurderes strekningen langs adkomstveien som ivaretatt med tanke på områdeskred iht. NVEs veileder 1/2019. Ved tilstrekkelig lokal stabilitet vurderes faren for områdeskred som ivaretatt for planlagt tiltak. Fordi det er usikkerhet i de kvartærgeologiske kartene kan det ikke utelukkes at det kan påtreffes lommer med kvikkleire/sprøbruddmateriale, men sannsynligheten for sammenhengende områder med fare for områdeskred er generelt liten.

00	23.10.2025	Underlag til konsesjonssøknad: Screening av terreng- og grunnforhold.	Ida Elise Overgård	Joar S Gloppestad	Håvard Finanger
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

1 Innledning

Dagens Hitra 1 vindkraftverk ble satt i drift høsten 2004. Forventet levetid for de eksisterende vindturbinene i Hitra 1 vindkraftverk er omkring 25-30 år. Det er derfor ønskelig å fase ut og erstatte dagens Hitra 1 med et nytt vindkraftverk innen 2030; nye Hitra 1 vindkraftverk. Hitra 1 vindkraftverk ligger i Hitra kommune, Trøndelag fylke.

Som underlag til konsesjonssøknad er det gjennomført en screening av terreng- og grunnforhold for adkomstveien til Hitra 1 vindkraftverk. Screeningen innebærer innledende kartstudie og gjennomgang av grunnlag. Vurderinger er gjort iht. NVEs veileder nr. 1/2019 «Sikkerhet mot kvikkleireskred».

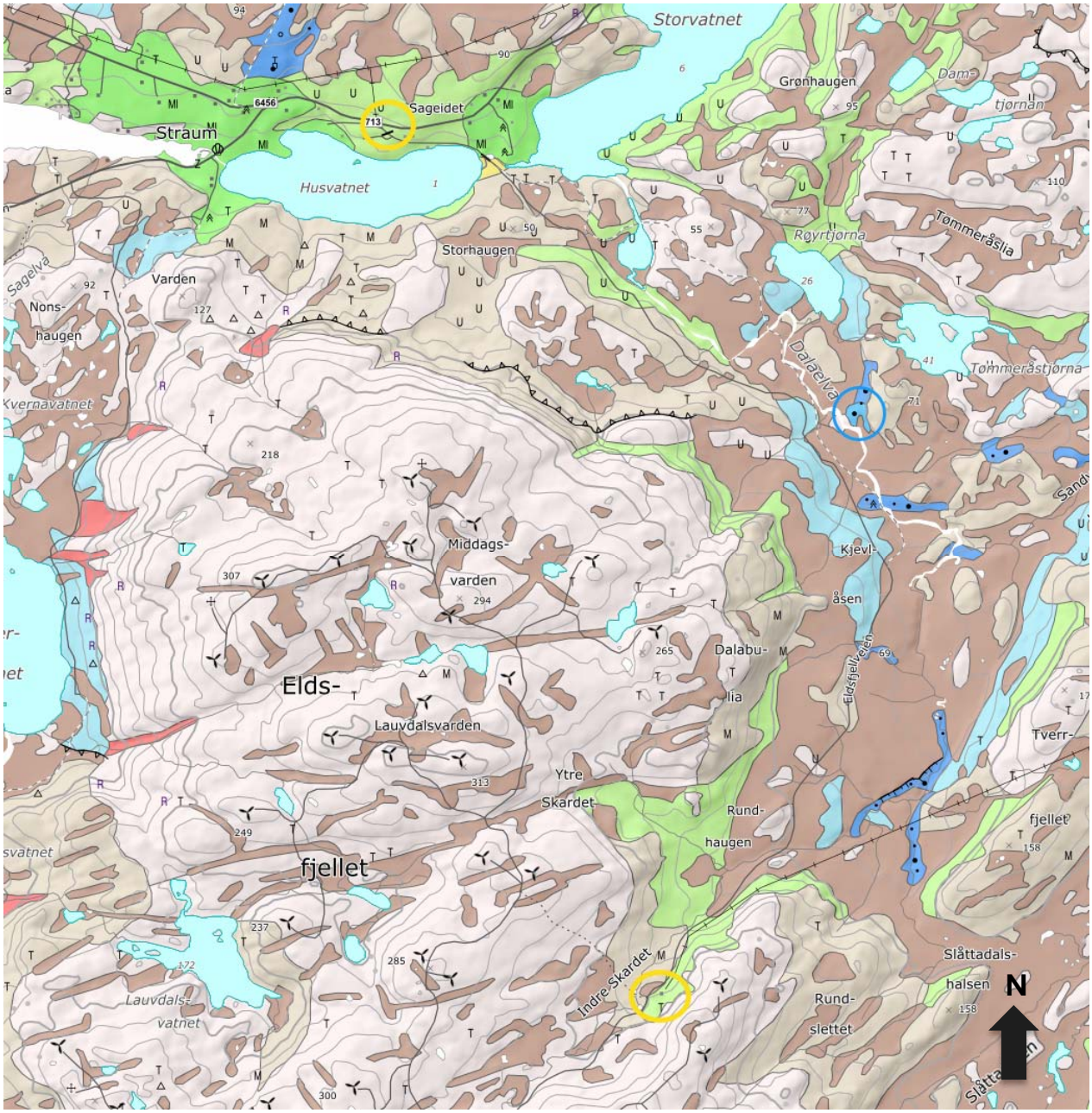
2 Topografi og grunnforhold

2.1 Tidligere grunnundersøkelser

Multiconsult er ikke kjent med at det er utført noen tidligere grunnundersøkelser ved tiltaksområdet.

2.2 Kvartærgeologi

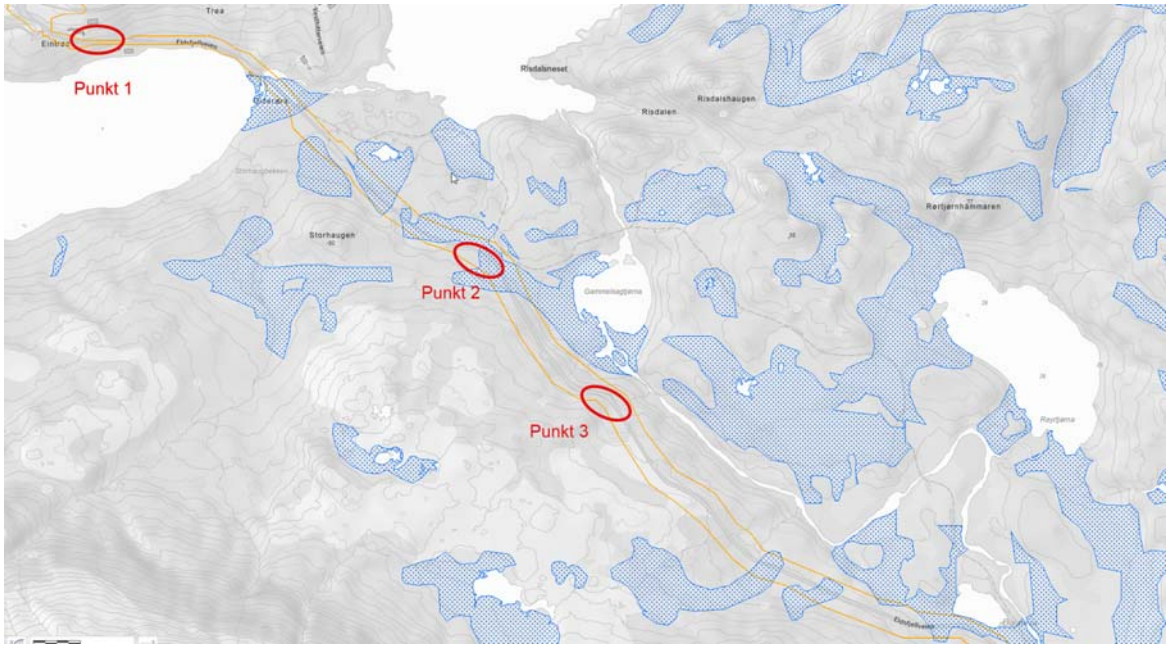
Kvartærgeologisk kart viser at strekningen hovedsakelig består av bart berg og torv og myr. Stedvis også områder med tynt dekke av torv og myr, morene og usammenhengende eller tynt dekke av hav-fjord og strandavsetning, se Figur 2-1. Øst for Stakkslætta er det iht. NGUs løsmassekart et område med hav- og fjordavsetning, se Figur 2-1. Dette er avsetninger med stor sannsynlighet for forekomst av marin leire.



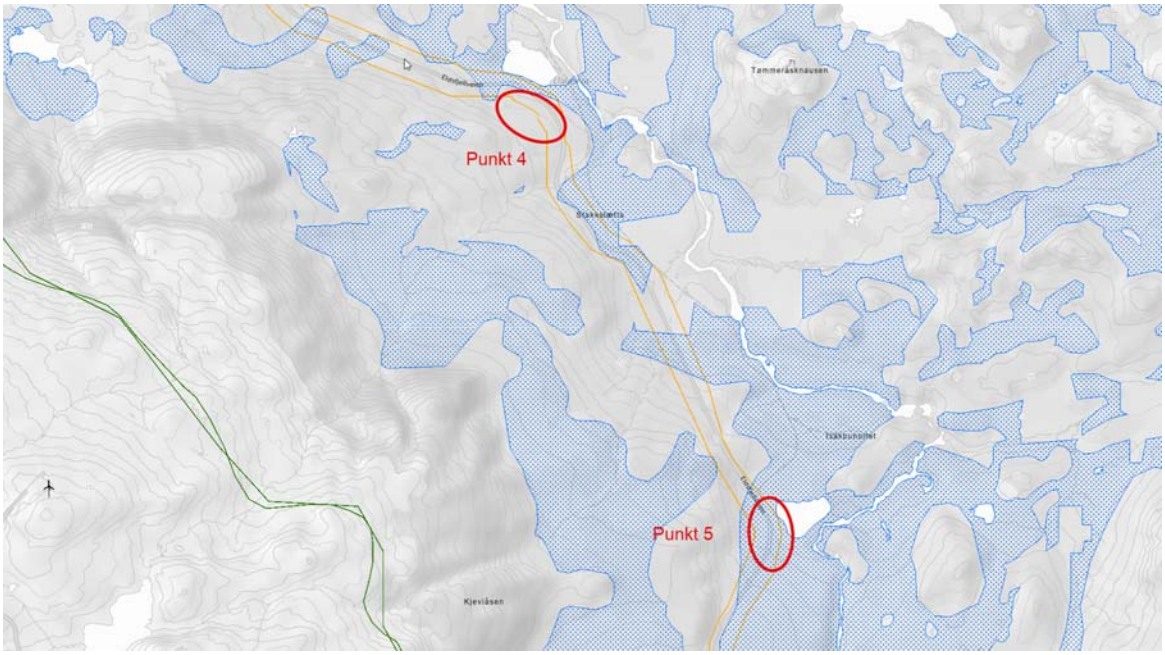
Figur 2-1: Utsnitt av kvartærgeologisk kart [1]. Adkomstveien til Hitra vindkraftverk går fra Sageidet i nord til Indre Skardet i sør, start og stopp markert med gul sirkel. Blå sirkel markerer et område som i henhold til kvartærgeologisk kart består av hav- og fjordavsetninger, se også Figur 3-2. Dette er avsetninger med stor sannsynlighet for forekomst av marin leire.

2.3 Eksisterende faresone for kvikkleire

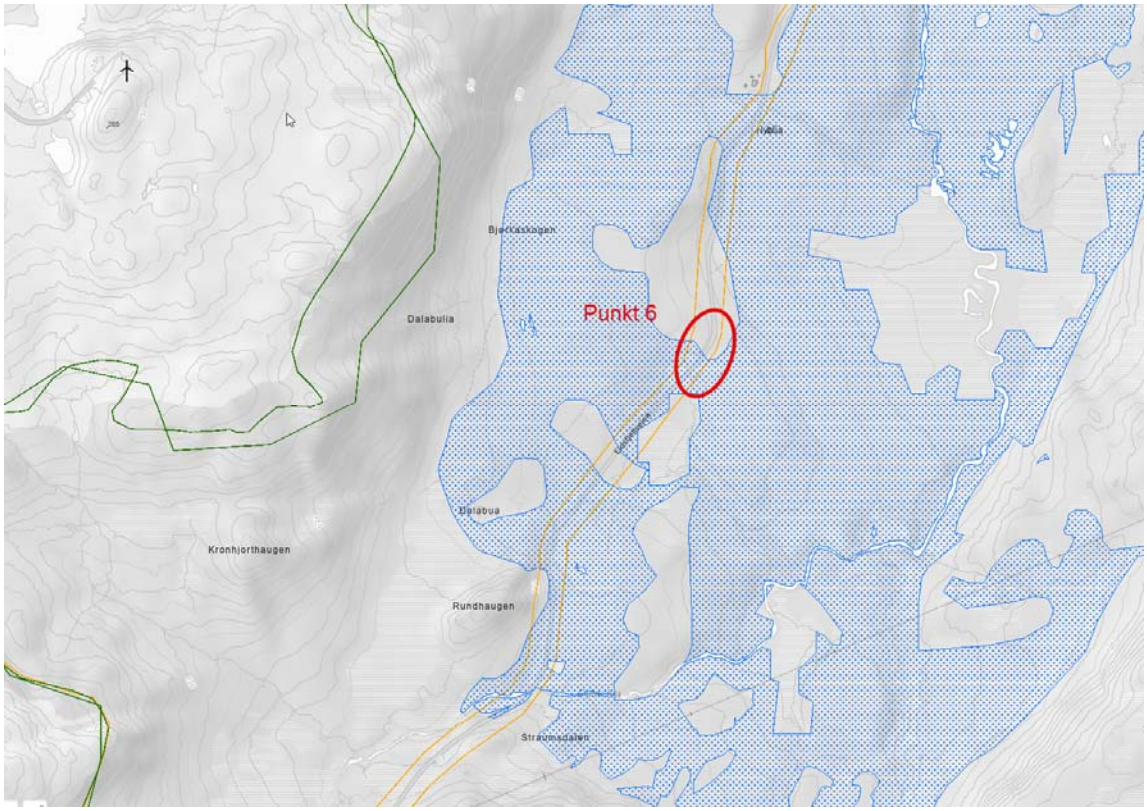
Iht. NVEs faresonekart er det ingen kartlagte kvikkleiresoner i det aktuelle området [2]. Noen identifiserte punkter med behov for tiltak ligger likevel innenfor aktsomhetsområde for kvikkleireskred. Aktsomhetsområde for kvikkleireskred vil generelt være alle områder som ligger under marin grense og alle områder som kan ha marine avsetninger under topplaget gitt av NGUs løsmassekart, se blå skravur i Figur 2-2 til Figur 2-5. Det må dokumenteres tilfredsstillende sikkerhet for områdeskred iht. NVEs veileder 1/2019 [3].



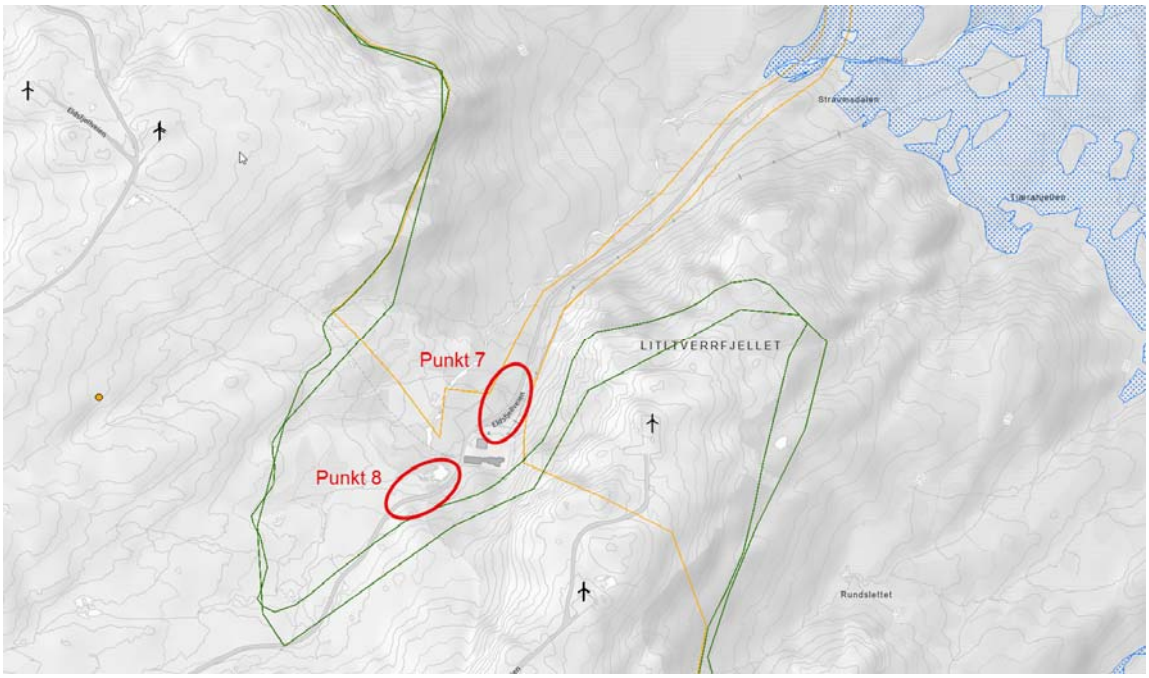
Figur 2-2: Tiltakspunkt 1, 2 og 3 og aktsomhetsområder for kvikkleireskred med blå skravur. Punkt 2 ligger innenfor aktsomhetsområde for kvikkleireskred.



Figur 2-3: Tiltakspunkt 4 og 5 og aktsomhetsområder for kvikkleireskred med blå skravur. Punkt 5 ligger innenfor aktsomhetsområde for kvikkleireskred og punkt 4 ligger i nærheten av aktsomhetsområde for områdeskred, samt område med hav- og fjordavsetning iht. NGUs løsmassekart.



Figur 2-4: Tiltakspunkt 6 og aktsomhetsområder for kvikkleireskred med blå skravur. Punkt 6 ligger innenfor aktsomhetsområde for områdeskred.



Figur 2-5: Tiltakspunkt 7 og 8 og aktsomhetsområder for kvikkleireskred med blå skravur.

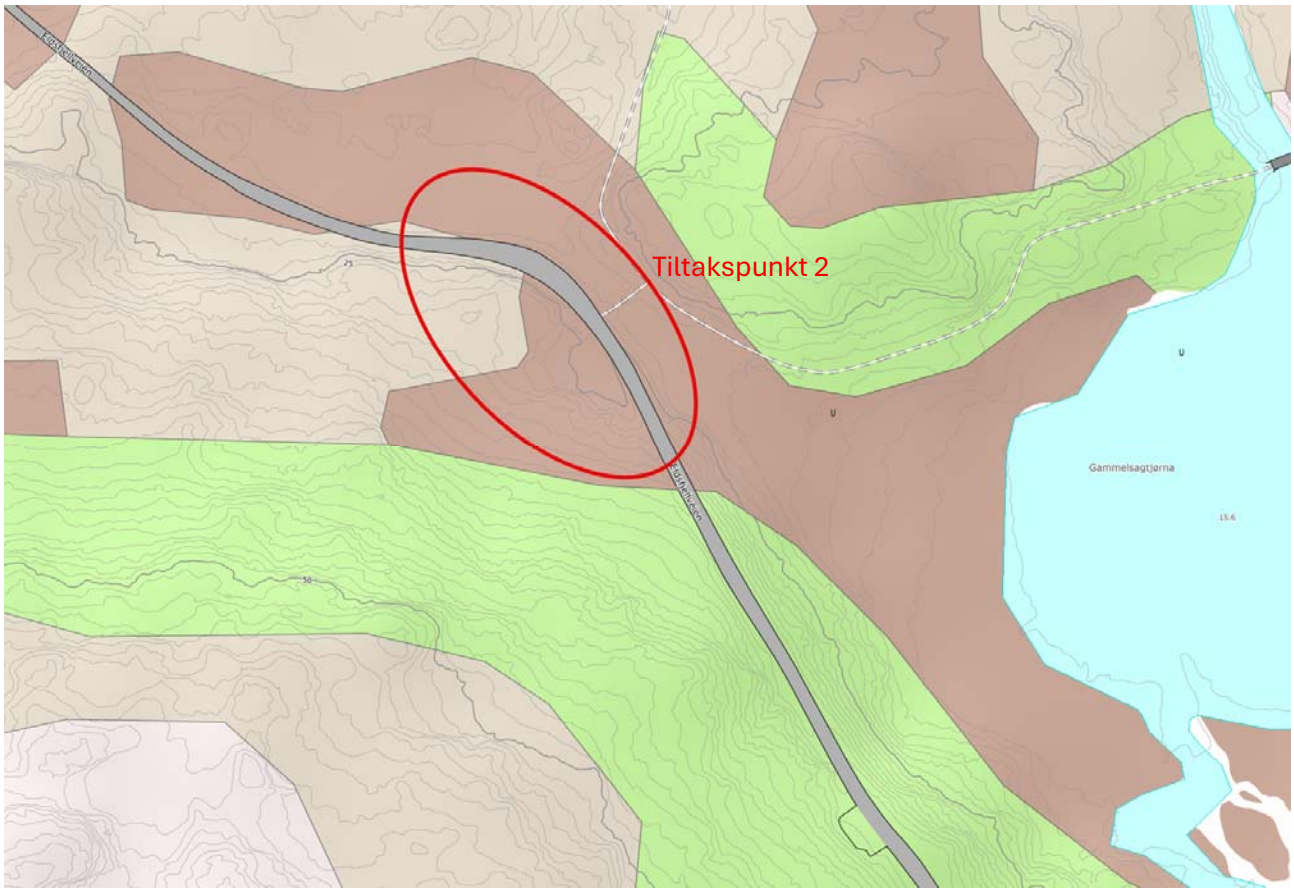
3 Vurdering av sikkerhet for skred

Som beskrevet i kap. 2.4 finnes det ingen kartlagte kvikkleiresoner i det aktuelle området, men det er noen aktsomhetsområder for kvikkleireskred langs adkomstveien til Hitra vindkraftverk. For aktuelle tiltakspunkt for utbedring av adkomstveien må det dokumenteres tilfredsstillende sikkerhet mot områdeskred iht. NVEs veileder 1/2019 [3].

For de aktuelle tiltakspunktene innenfor eller i nærheten av aktsomhetsområder for kvikkleireskred er dette vurdert mer spesifikt. Generelt vurderes tiltaket og havne innenfor tiltakskategori K1 iht. NVEs veileder 1/2019 [3]. Krav til sikkerhet oppfylles hvis tiltaket ikke forverrer stabiliteten. Erosjon som kan utløse skred som kan ramme tiltaket må forebygges.

Tiltakspunkt 2

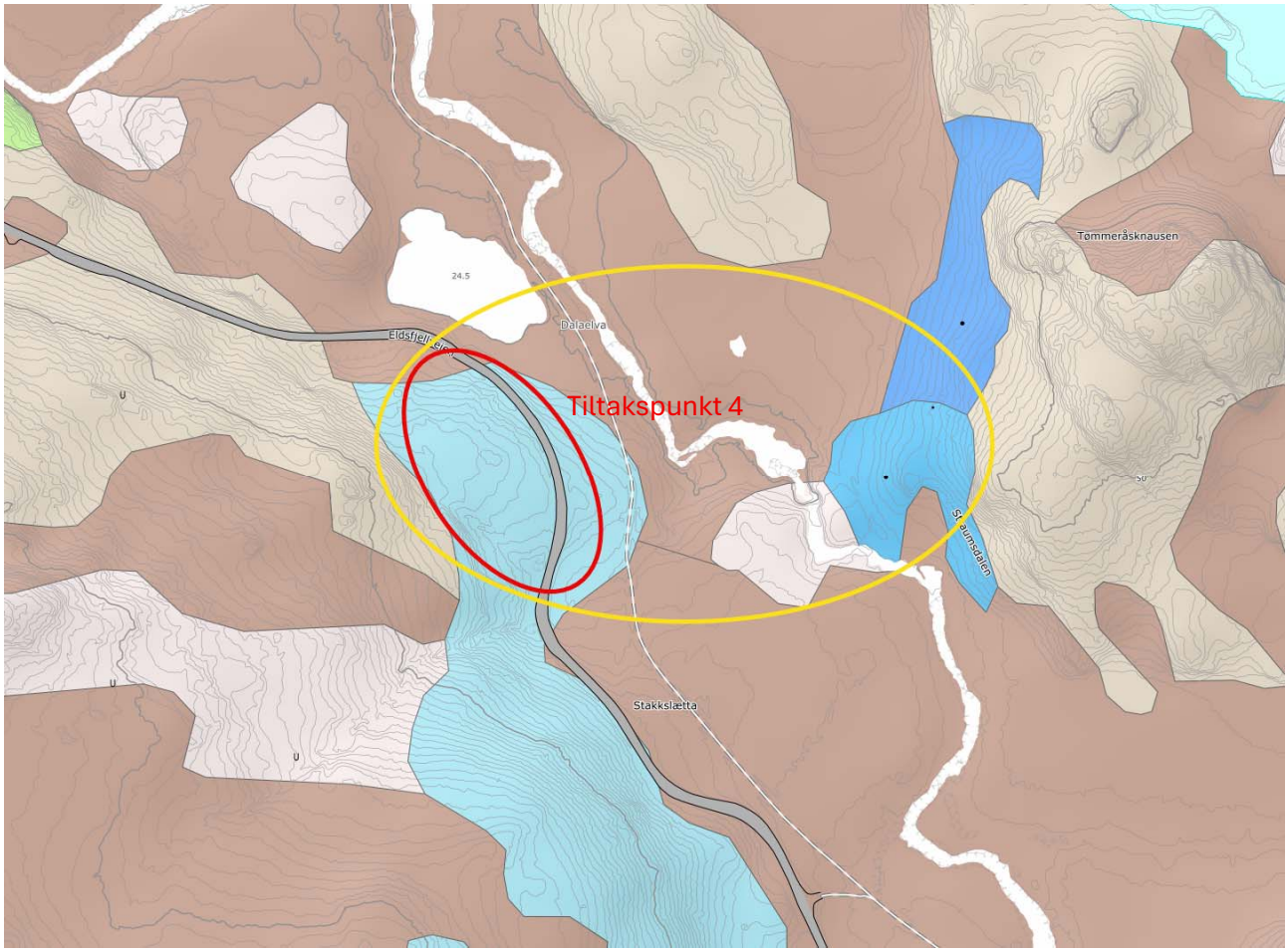
Ved tiltakspunkt 2 viser NGUs løsmassekart generelt bart berg, usammenhengende eller tynt dekke av morene eller torv og myr, se Figur 3-1. Det kan ikke utelukkes avsetninger med marin leire under torv og myr ned mot Gammelsagtjørna, men pga. terrengkriterier er det ikke fare for områdeskred iht. NVEs veileder. Ved eventuell breddeutvidelse og utfylling mot øst for adkomstveien må lokalstabiliteten ivaretas. Ved tilstrekkelig lokal stabilitet vurderes faren for områdeskred også som ivaretatt for planlagt tiltak.



Figur 3-1: Kvartærgeologisk kart ved tiltakspunkt 2. Omtrentlig plassering av aktuelt område for tiltak er vist med rød sirkel.

Tiltakspunkt 4

Ved tiltakspunkt 4 viser NGUs løsmassekart generelt bart berg, usammenhengende eller tynt dekke av hav- og fjordavsetning eller torv og myr, se Figur 3-2. Noe øst for tiltaket viser kvartærgeologisk kart hav- og fjordavsetning av større mektighet (blå skravur). Det kan ikke utelukkes at dersom det er forekomst av marin leire her at denne også kan være under laget med torv og myr, samt i området registrert som tynt eller usammenhengende dekke ved tiltakspunkt 4 (lyseblå skravur). Området hvor det ikke kan utelukkes forekomst av marin leire og kvikkleire/sprøbruddmateriale er markert med gul sirkel i Figur 3-2. Det må i senere fase vurderes behov for grunnundersøkelser i områder hvor stabiliteten kan forverres av tiltaket. Ved eventuell breddeutvidelse og utfylling for adkomstveien må lokalstabiliteten ivaretas. Ved tilstrekkelig lokal stabilitet vurderes faren for områdeskred også som ivaretatt for planlagt tiltak.



Figur 3-2: Kvartærgeologisk kart ved tiltakspunkt 4. Omtrentlig plassering av aktuelt område for tiltak er vist med rød sirkel. Gul sirkel viser områder hvor det ikke kan utelukkes forekomst av marin leire.

Tiltakspunkt 5 og 6

Ved tiltakspunkt 5 og 6 viser NGUs løsmassekart generelt bart berg, usammenhengende eller tynt dekke av hav- og fjordavsetning eller torv og myr. Ved tilstrekkelig lokal stabilitet vurderes faren for områdeskred også som ivaretatt for planlagt tiltak. Det må i senere fase vurderes behov for grunnundersøkelser i områder hvor den lokale stabiliteten kan forverres av tiltaket. Fordi det er usikkerhet i de kvartærgeologiske kartene kan det ikke utelukkes at det kan påtreffes lommer med kvikkleire/sprøbruddmateriale, men sannsynligheten for sammenhengende områder med fare for områdeskred er liten.

4 Referanser

[1] «NGU kvartærgeologisk kart». [Online]. Tilgjengelig på: https://geo.ngu.no/kart/losmasse_mobil/
[2] (NVE) Norges vassdrags- og energidirektorat, «NVE Temakart». [Online]. Tilgjengelig på: https://temakart.nve.no/
[3] Norges vassdrags- og energidirektorat, «NVE veileder 1/2019: Sikkerhet mot kvikkleireskred.», des. 2020.