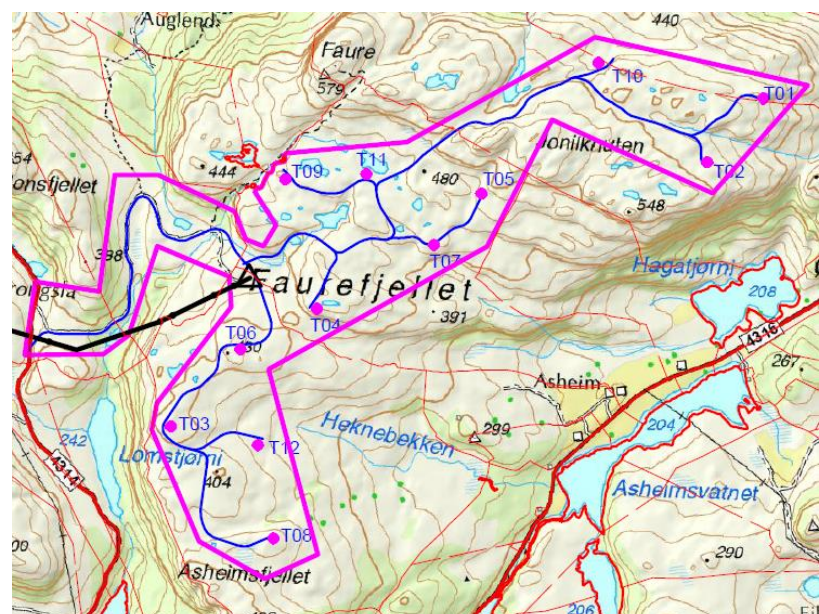
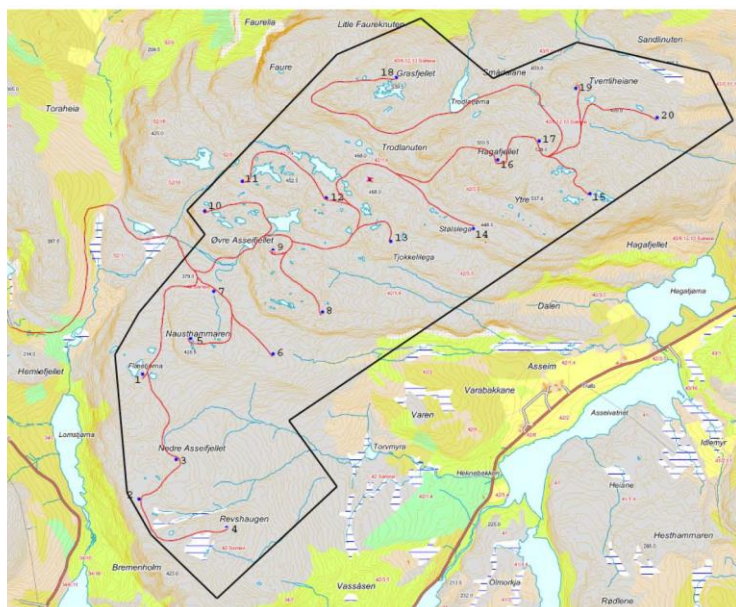


FAUREFJELLET VINDKRAFTVERK - KONSEKVENSANALYSE OMSØKT UTBYGGINGSLØSNING

Dato 14. november 2019
Revisjon 1.1
Til NVE
Fra Norsk Vind Energi AS v/ Per Ove Skorpen



Innholdsfortegnelse

1. INNLEDNING	3
1.1. <i>Bakgrunn</i>	3
1.2. <i>Kort om prosjektet</i>	3
1.3. <i>Metode</i>	4
2. BESKRIVELSE AV TILTAK	4
2.1. <i>Utbyggingsløsninger</i>	4
2.2. <i>Installert effekt</i>	4
2.3. <i>Sammenlikning – turbiner</i>	5
2.4. <i>Sammenlikning – infrastruktur</i>	6
2.5. <i>Oppsummering</i>	7
3. KOMPARATIV KONSEKVENsutREDNING	8
3.1. <i>Landskap og visuelle virkninger</i>	8
3.2. <i>Kulturminner og kulturmiljø</i>	8
3.3. <i>Friluftsliv og ferdsel</i>	8
3.4. <i>Biologisk mangfold</i>	8
3.5. <i>Støy</i>	9
3.6. <i>Skyggekast</i>	9
3.7. <i>Annen forurensing</i>	9
3.8. <i>Nærings- og samfunnsinteresser</i>	10
4. SAMMENDRAG	11
5. KILDER	11

Figurliste

FIGUR 1 - DETALJPLAN	3
FIGUR 2 - SAMMENLIGNING AV 0-ALTERNATIVET (VENSTRE) OG HOVEDALTERNATIVET (HØYRE).....	5
FIGUR 3 - TURBINDIMENSJONER FOR 0-ALTERNATIVET (VENSTRE) OG HOVEDALTERNATIVET (HØYRE). SONEINDELINGEN BENYTTET I FORUNDERSØKELSENE FOR ROVFUGL I SØR-ROGALAND ER PRESENTERT I MIDTEN	5

Tabelliste

TABELL 1 – SAMMENLIGNING VINDTURBINER	5
TABELL 2 - SAMMENLIGNING INFRASTRUKTUR	7
TABELL 3 - OPPSUMMERING AV KOMPARATIVE KONSEKVENSVURDERINGER VED DE TO ALTERNATIVENE	11

Vedlegg

Vedlegg 1:	Rapport landskap (Meventus MEV WS 2019-015)
Vedlegg 2:	Rapport skyggekast (Meventus MEV WS 2019-016)
Vedlegg 3:	Konsekvenser for fugler med endret utbyggingsløsning (Ecofact rapport 705)
Vedlegg 4:	Foreløbige resultater rovfugltelling (Ecofact notat 06.10.19)
Vedlegg 5:	Resultat hubroundersøkelser (Ecofact notat BHO-02620) (UNNTATT OFFENTLIGHET)
Vedlegg 6:	Calculation of noise imission from wind turbines (Akustikkonsluten 10-19125)

Bilde forside:

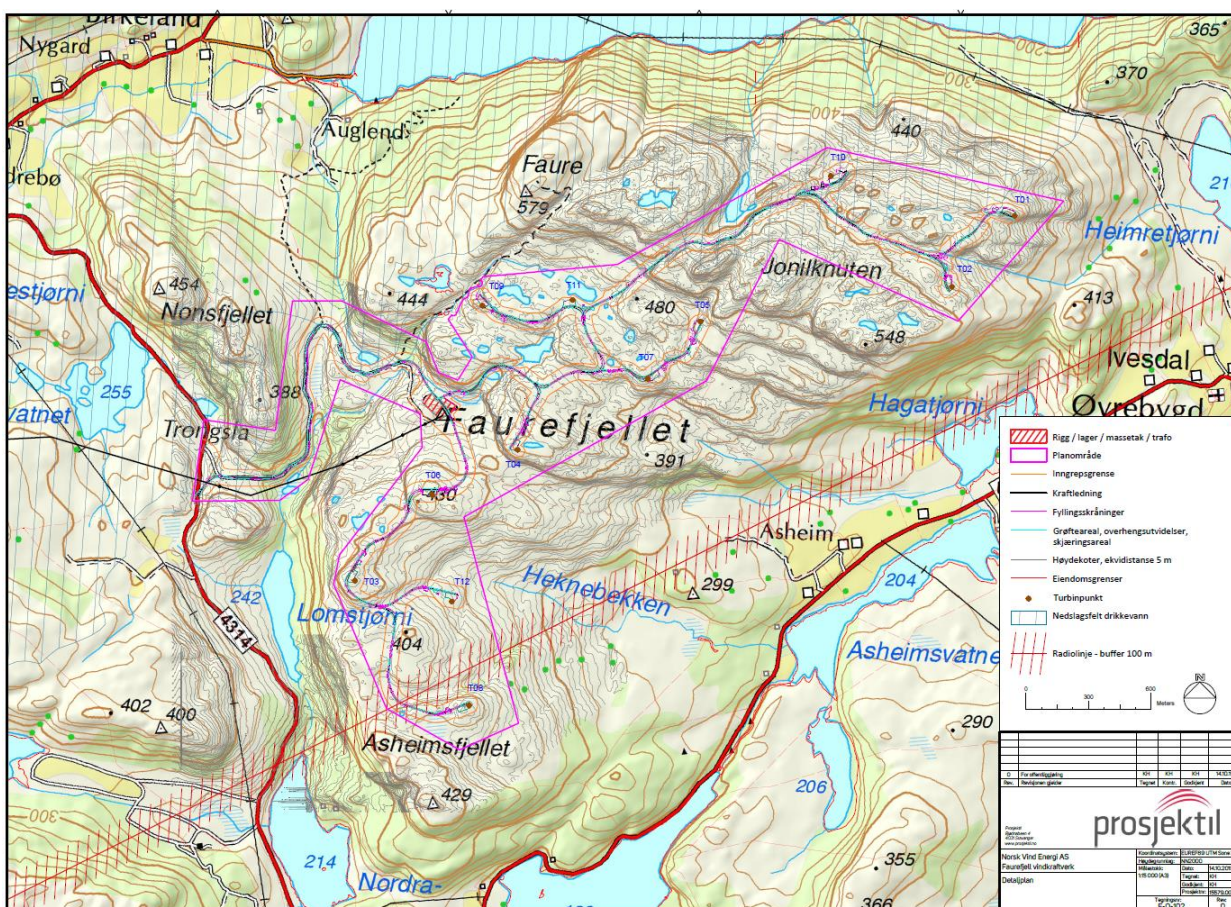
Til venstre:	Eksempellayout fra konsesjonssøknad
Til høyre:	Detaljplan omsøkt utbyggingsløsning

1. INNLEDNING

1.1. Bakgrunn

Faurefjellet vindkraftverk, lokalisert i Bjerkreim kommune, mottok 15.04.2014 anleggskonsesjon fra Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE). Etter klage ble konsesjonen stadfestet av Olje- og Energidepartementet (OED) den 16.11.2017. Oppdatert anleggskonsesjon etter OEDs vedtak ble tildelt 01.12.2017 fra NVE.

Planlagt utbyggingsløsning beskrevet gjennom prosjektets MTA-plan inneholder færre, men større turbiner enn det som ble eksemplifisert i konsesjonssøknaden. Denne rapporten tar derfor utgangspunkt i det som lå til grunn for konsesjonssøknaden, og redegjør for hvordan den reviderte utbyggingsløsningen påvirker konsekvensene. Tema som i liten grad blir påvirket av endringene er ikke behandlet i detalj.



Figur 1 - Detaljplan

1.2. Kort om prosjektet

Konsesjonssøknaden la til grunn en utbygging med turbiner med 2,0 – 3,0 MW effekt. Dette ble eksemplifisert med layouter bestående av 20 turbiner og en samlet effekt opp til 60 MW.

Eksempellayout som ble vist var basert på en turbin fra Enercon; E-70 2.3 MW. Denne har en navhøyde på 85 meter og rotordiameter på 71 meter, noe som gir en total høyde på 120,5 meter. Det fremgår tydelig av konsesjonssøknaden at valget av en eksempelturbin er gjort for kunne gjøre kvantitative beregninger, men at endelig valg av turbin vil måtte gjøres på et senere tidspunkt.

Ettersom denne eksempelløsningen ligger til grunn for konsekvensutredningene som ble gjort, benyttes denne utbyggingsløsningen som «0-alternativ» i denne vurderingen.

Med bakgrunn i siste års teknologiutvikling planlegger tiltakshaver å realisere prosjektet med maksimalt 12 stk. vindturbiner med en totalhøyde på opp til 200 meter. Turbiner i størrelse 4,5 – 6,6 MW vil være aktuelle. Denne utbyggingsløsningen med 12 vindturbiner er heretter benevnt «hovedalternativet».

1.3. Metode

Oppdaterte konsekvensutredninger er gjennomført for de tema hvor den endrede utbyggingsløsningen medfører endrede konsekvenser av betydning. Det er lagt vekt på å sammenlikne hvordan den endrede utbyggingsløsningen (hovedalternativet) medfører endrede virkninger sammenliknet med tidligere konsekvensutredet alternativ (0-alternativet). For å vurdere virkningene for fugl er det også gjennomført nye undersøkelser for å oppdatere kunnskapsgrunnlaget. De aktuelle utredningene er vedlagt denne rapporten.

2. BESKRIVELSE AV TILTAK

2.1. Utbyggingsløsninger

Hovedalternativet for utbygging består av 10-12 stk vindturbiner med 150 - 158 meters rotordiameter, totalhøyde på opp til 200 meter og en installert effekt på 4,5 – 6,6 MW. Utbyggingen er nærmere beskrevet i prosjektets MTA- og detaljplan.

0-alternativet vil i denne utredningen være en utbygging i tråd med eksempelløsningen som ble presentert i konsesjonssøknaden. Ettersom 0-alternativet ikke er detaljprosjektert på samme måte som hovedalternativet, vil det på enkelte områder være vanskelig å sammenlikne disse alternativene direkte.

Den konsesjonssøkte eksempelløsningen (0-alternativet) er i det videre sammenliknet med utbyggingsløsningen fra prosjektets MTA- og detaljplan. Ved valg av endelig turbinleverandør som event innebærer færre turbiner, vil det være enkeltturbiner som tas bort uten å flytte om på øvrige turbinplasseringer.

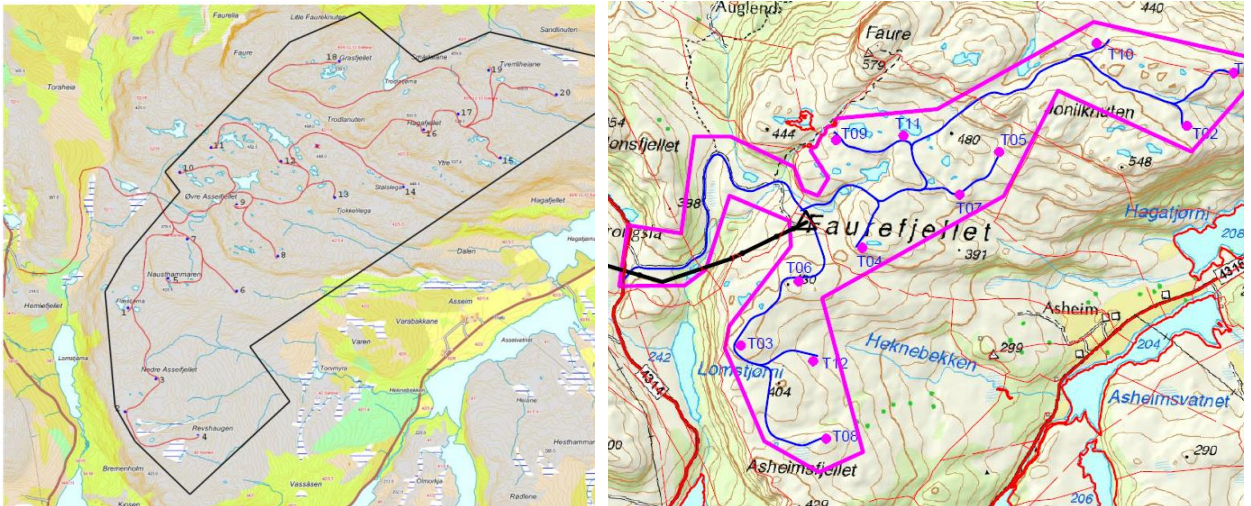
2.2. Installert effekt

Lyse Elnett har i avtale datert 27.06.2019 bekreftet reservasjon av 60 MW nettkapasitet i Bjerkreim transformatorstasjon som da er utvekslingspunktet. Bakgrunnen for denne reservasjonen er Statnetts bekreftelse på inntil 80 MW økt innmating til Bjerkreim transformatorstasjon, Statnetts ref 1800888 og 18/00232.

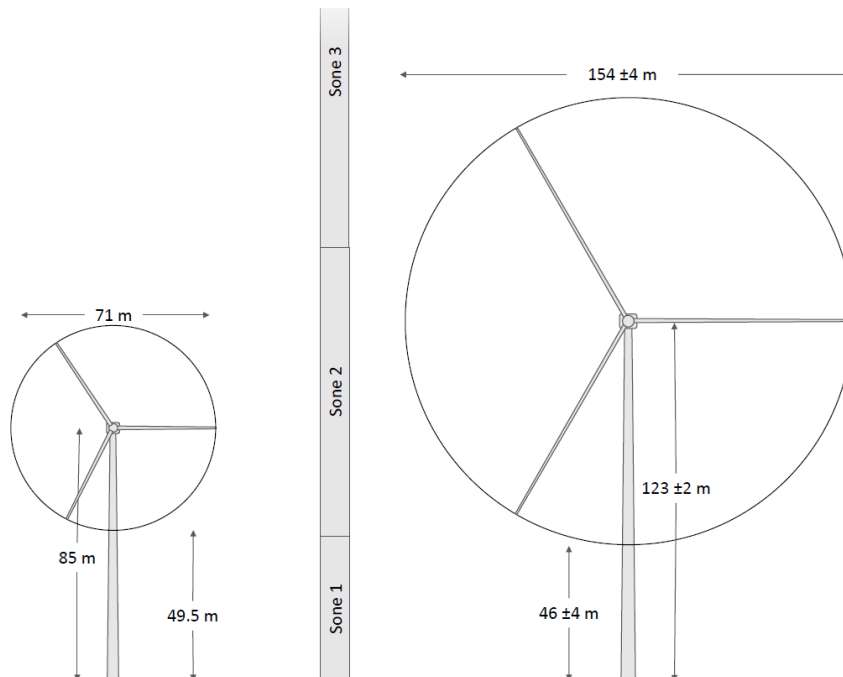
Ifm prosessen omkring klargjøring av layout på Faurefjellet ser vi at det vil være plass til maksimalt 12 turbiner med de fysiske størrelsene som forutsettes i utbyggingen. Samtidig ser vi at tilgjengelig teknologi vil kunne gjøre det mulig å øke installert effekt innenfor det samme planområdet og med de samme dimensjoner for turbinene. Med tilgjengelig kapasitet i nettilknytningen finner vi det derfor naturlig å søke om en økt installert effekt til 72 MW, noe som vil muliggjøre installering av turbiner med effekt på opp til 6,6 MW uten at fysiske dimensjoner økes ifht en utbyggingsløsning på 60 MW. Med bakgrunn i at de fysiske dimensjoner ikke endres vurderer vi foreliggende konsekvensanalyse sammen med MTA- og detaljplan å være fyllestgjørende for å belyse konsekvenser.

2.3. Sammenlikning – turbiner

Antall turbiner er betydelig redusert. Turbinenes rotordiameter er økt fra 71 meter til om lag 154 meter. Samtidig er omdreiningshastigheten halvert ved lave vindhastigheter, mens maksimal omdreiningshastighet er redusert med over 50%.



Figur 2 - Sammenlikning av 0-alternativet (venstre) og hovedalternativet (høyre)



Figur 3 - Turbindimensjoner for 0-alternativet (venstre) og hovedalternativet (høyre). Soneinndelingen benyttet i forundersøkelsene for rovfugl i Sør-Rogaland er presentert i midten

Tabell 1 – Sammenlikning vindturbiner

Gjelder	Enhet	0-alternativ (konsekvensutredet)	Hovedalternativ
Antall turbiner	#	20	10-12
Rotordiameter	m	70	154 ± 4
Navhøyde	m	85	123 ± 2

Installert effekt	MW	2.3 (2.3 – 3)	4,5 – 6,6 MW
Rotorhastighet	o/min	9.9 – 18.4	~ 5 - 12
Produksjon per turbin	GWh/år	~ 8	~ 18

2.4. Sammenlikning – infrastruktur

2.4.1. Plangrense

Grunnet betydelig færre turbiner enn eksempelløsningen i konsesjonssøknaden vil prosjektet ha behov for mindre planområde. Det er derfor valgt å justere plangrensene for å bedre reflektere omsøkt utbyggingsløsning. Planområdet er således redusert ca 1.7 km².

2.4.2. Veier

Total veilengde er redusert grunnet færre turbinposisjoner. Krav til kurvaturer, stigningsgrad osv. i 0-alternativet er ikke angitt i detalj i konsesjonssøknaden, men basert på tiltakshavers kjennskap til turbinleverandørers kravspesifikasjoner er det ikke grunn til å tro at kravene er vesentlig strengere enn hva man kunne forvente ved en utbygging av den aktuelle eksempelturbinen, til tross for den økte størrelsen. Dette skyldes blant annet ny teknologi for transport av vingebled og større komponenter, noe som reduserer behovet for store kurvaturer, både i horisontal- og vertikalplanet.

Totale inngrep knyttet til etablering av veinettet, inkludert behov for masseuttak og -deponi kan derfor antas å være betydelig redusert for hovedalternativet.

2.4.3. Kranoppstillingsplasser og mellomlagringsareal

Arealbehovet knyttet til en kranoppstillingsplass er oppgitt til 800 m² i opprinnelig konsesjonssøknad. Grunnet større løftehøyde for større turbiner vil man måtte benytte en større kran for montasjearbeidet. Dette innebærer at arealbehovet per oppstillingsplass øker til ca 1.900 m² i gjennomsnitt.

Det vil være behov for å etablere et mellomlagringsareal for større komponenter. Behovet er anslått til ca 6.000 m². Dette arealet etableres i tilknytning til et massetak og hvor også trafobygget vil være lokalisert. Det presiseres at behov for mellomlagringsareal er ikke synliggjort i konsesjonssøknaden.

I sum er arealbehovet for denne type arealer sammenlignet med 0-alternativet økt selv med færre turbinposisjoner.

2.4.4. Transformatorstasjon

Basert på oppdatert informasjon er det behov for om lag 900 m² planert areal for etablering av transformatorstasjon, koblingsanlegg og kontrollbygg. I og med at dette arealet etableres i tilknytning til massetak, vil dette arealet uansett være tilgjengelig og representerer således ikke et eget arealbehov som kommer i tillegg. Fotavtrykket til selve bygningsmassen inkl utendørs koblingsanlegg vil være ca 280 m².

Da det er samme utrustningen som skal ivaretas ved hovedalternativet som ved 0-alternativet, er arealbeslaget til bygningsmassen inkludert nødvendige manøvreringsarealer vurdert å være tilnærmet identisk.

2.4.5. Oppsummering arealbeslag ifht infrastruktur

I konsesjonssøknaden er det synliggjort et arealbehov for infrastrukturen. Dette arealbehovet er å forstå som det opparbeidede planerte arealet som trengs. For å få en viss sammenligning med disse arealene viser etterfølgende tabell arealer for hovedalternativet beregnet etter samme prinsipper.

Tabell 2 - Sammenligning infrastruktur

Gjelder	0-alternativet [m ²] (konsekvensutredet)	Hovedalternativ [m ²]
Anleggsvei	65.000	49.000
Kran og montasjeplasser	16.000	28.800
Punktfeste for 20 turbiner	4.000	0
Transformatorstasjon inkl parkeringsplasser	350	900
TOTALT	83.530	78.700

Hovedalternativet er da basert på følgende forutsetninger:

- Layout er basert på 12 turbinposisjoner
- Arealene inneholder ikke arealer knyttet til fyllinger og skjæringer.
- Vegbredde er satt til 5,5 m inkl skuldre, med en veglengde på totalt 8,85 km. Eksisterende skogsbilveg på ca 1,5 km er ikke tatt inn i regnestykket grunnet at dette arealet er beslaglagt fra før og kun skal oppgraderes.
- Oppstillingsplass ved hver turbin er ca 1.900 m² samt at det er tatt inn et mellomagringsareal på 6.000 m². Sistnevnte vil tilrettelegges der man uansett vil måtte etablere et massetak samt etablere transformatorstasjon. Samtidig kommenteres at det vil søkes å revegetere så store deler av dette arealet som mulig slik at det på den måten kan fremstå med stedegen vegetasjon når det har grodd til.
- Punktfeste er satt til 0 da det forutsettes at arealer for turbinfundamenter inngår i oppstillingsplassarealet
- Areal for transformatorstasjon er erfaringsmessig økt en del for å sikre tilstrekkelig manøvreringsareal for levering av trafo

2.5. Oppsummering

Alt i alt understreker den totale sammenligning følgende:

- Antall turbiner er redusert betydelig
- Turbinenes dimensjoner er økt, samtidig som omdreiningshastigheten er redusert
- Vindturbinenes plassering er justert som følge av færre turbiner og økt avstandskrav mellom vindturbinene
- Vindkraftverkets arealbehov er noe mindre sammenliknet med 0-alternativet
- Anleggets produksjon er økt betydelig

3. KOMPARATIV KONSEKVENsutREDNING

3.1. Landskap og visuelle virkninger

Det er utarbeidet en egen rapport med nye visualiseringer, se vedlegg 1.

Det er vurdert at konsekvensgraden ved hovedalternativet går i noe mer negativ retning, men alt i alt vurderes konsekvensgraden å være den samme som for 0-alternativet, dvs middels negativ.

3.2. Kulturminner og kulturmiljø

I forbindelse med konsekvensutredningene ble det gjennomført arkeologiske registreringer. Det er ikke registrert automatisk freda kulturminner innenfor planområdet til vindkraftverket.

Fylkesrådmannen har i sin uttalelse (saksnr 15/9024, løpenummer 92137/17 datert 21.12.2017) tydeliggjort at:

«På bakgrunn av studier av kart og flyfoto, og observasjoner på befaring, vil det ikke bli nødvendig med videre arkeologiske registreringer innenfor selve vindkraftområdet på Faurefjell. Vi anser derfor at undersøkelsesplikten iht. Kulturminnelovens §9 er oppfylt for selve vindkraftverket.»

Med betydelig færre vindturbiner inne i planområdet med tilhørende færre km veg, anses hovedalternativet å innebære en redusert sannsynlighet for konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø. Det kommenteres at MTA-planen tydeliggjør prosedyrer hvis kulturminner oppdages i anleggsperioden.

3.3. Friluftsliv og ferdsel

Temaet er Ikke vurdert på nytt. Det er antatt at konsekvensene er tilnærmet uendret som følge av de endrede utbyggingsplanene. Det kommenteres likevel at man har valgt å ikke etablere turbiner på det høyeste platået på fjellet, noe som oppfattes som positivt sammenlignet med 0-alternativet.

3.4. Biologisk mangfold

3.4.1. Flora, naturtyper og vegetasjon

Planområdet er dominert av naturtypen kystlynghei. Vegetasjonen i planområdet er stort sett relativt ordinær, og er representativ for tilsvarende områder i distriktet for øvrig.

Veitraséene følger i all hovedsak de samme hovedlinjer som i konsesjonssøknaden. Antall kranoppstillingsplasser er betydelig redusert, men inngrepene per kranoppstillingsplass er økt grunnet større arealbehov per oppstillingsplass. Totalt sett er vindkraftverkets arealbeslag noe redusert.

Den rødlistede klokkesøte ble kun registrert med to eksemplarer i kystlyngheiene innenfor planområdet og er lokalisert på god avstand til planlagt infrastruktur. Med mindre veg vurderes sannsynligheten for å komme i befatning med klokkesøte å være redusert.

Virkningsomfanget for temaet ble i konsesjonssøknaden vurdert til middels negativt for naturtyper, vegetasjon og flora hvor spesielt berøring av et betydelig areal kystlynghei ble lagt spesielt vekt på. Prosjektet innebærer et noe redusert arealbeslag og en tydeligere fysisk avstand ifht klokkesøtelokasjon. Vi vurderer derfor at konfliktgraden i hovedalternativet er noe forbedret og derfor kan settes til lite negativt.

3.4.2. Fugl

Konsekvenser for fugl omtales i vedlegg 3.

Det presiseres at det i perioden august til november 2019 pågår fugletellinger på site. Foreløbige resultater etter 11 av 20 planlagte feltdager gir en total timerate på 2,1 rovfugl/time, noe som er lavt sammenlignet med tilsvarende tall fra andre, mer kystnære områder i Rogaland. De endelige resultatene fra disse tellingene vil være klare januar 2020. Videre detaljer knyttet til status per 30.09.19 er inkludert i vedlegg 4.

Det er også gjort registreringer knyttet til hubro samt vurdert nødvendig hensynssone. Ytterligere opplysninger finnes i vedlegg 5 (unntatt offentlighet).

Oppsummert er hovedalternativet vurdert samlet sett å gi middels negativ konsekvens for fugler. Det vurderes å være små forskjeller mellom hovedalternativet og 0-alternativet men sistnevnte vurderes samlet sett å være et dårligere alternativet for fugler som hekker i planområdet.

3.4.3. Pattedyr

Temaet er ikke vurdert. Selv om vindkraftverkets arealbeslag vil være noe redusert vurderes konsekvensene å være uendret.

3.5. Støy

NVE har i sin rapport om nabovirkninger gitt en god beskrivelse av nåværende kunnskapsgrunnlag om støyutbredelse fra vindturbiner og virkninger av denne. Det henvises til denne rapporten for en nærmere utgreiing av temaet.

I henhold til støyretningslinjen benyttes årsmiddelverdien, L_{den} , som målestørrelse på støy. Denne vektet med henholdsvis 5 og 10 dBA tillegg for støy som opptrer på kveld og natt, hvor dag er definert som perioden fra 07-19, kveld fra 19-23 og natt fra 23-07. Støynivåene er i henhold til retningslinjen evaluert basert på følgende grenseverdier:

$L_{den} > 45$ dBA	Gul vurderingssone. Støypåvirkningen skal vurderes i hvert enkelt tilfelle
$L_{den} > 55$ dBA	Rød restriktiv sone. Normalt krav om støyreducerende tiltak

Mens man tidligere kunne legge årsmiddelverdien til grunn for beregningen, har NVE nå endret forvaltningspraksis til at støynivået skal vurderes etter «verste tilfelle». Dette er basert på erfaringer fra blant annet Lista. For å beregne dette tar man utgangspunkt i at vindturbinene alltid avgir maksimal støy, og at vinden alltid blåser fra hver enkelt vindturbin mot hver enkelt mottaker. I praksis innebærer dette en innstramning på 3-5 dB.

Se vedlegg 6 for videre detaljer knyttet til støyberegninger.

3.6. Skyggekast

Det er gjennomført oppdaterte beregninger av skyggekast for 0-alternativet og nye beregninger for hovedalternativet. Det er 23 bygninger i hovedalternativet som blir eksponert for skyggekast. Av disse er det 9 nabobygg som forventes å bli eksponert for faktisk skyggekast over den anbefalte grenseverdien på 8 timer per år. For ett av disse byggene er det inngått minnelig avtale med eier. Oppdaterte beregninger for 0-alternativet viser at det i opprinnelig alternativ kun er 1 bygning som får verdier over de anbefalte. Dette er det samme bygget hvor det er inngått minnelig avtale med eier.

For å sikre at anbefalte grenseverdier overholdes, planlegges det avbøtende tiltak i form av å stoppe vindturbinene i tilfeller hvor mengden skyggekast overskrider anbefalingene i retningslinjen. Dette gjøres ved å installere en skyggemåler på en eller flere turbiner som stopper turbinene i enkelte tilfeller hvor skyggekast inntreffer, slik at anbefalt retningslinje ikke overskrides for noen bygg.

Den økte rotorstørrelsen medfører en signifikant økning i omfang av skyggekast for nærliggende bebyggelse. Særlig gjelder dette bebyggelse i Ivesdal og enkelte bygg på Asheim. Det er imidlertid viktig å påpeke at omfanget av skyggekast for flertallet av de berørte byggene er moderat og at nivået med enkle tiltak vil ligge innenfor anbefalt grenseverdi.

Se for øvrig vedlegg 2.

3.7. Annen forurensing

I konsesjonssøknaden ble det lagt til grunn at planområdet ikke berører nedslagsfelt for drikkevann. I desember 2016 sendte imidlertid IVAR søknad om uttak av drikkevann fra Bjerkreimsvassdragene i kommunene Bjerkreim og Gjesdal, herunder Birkelandsvatnet. NVE fattet vedtak om uttak av

drikkevann fra denne kilden 29.08.2018. Dette medfører at forholdet til drikkevannskilden må hensyntas i planlegging og gjennomføring av vindkraftverket.

Konsekvensene knyttet til nedslagsfeltet vurderes å være noe mindre negative for hovedalternativet i og med at det vil være mindre veg og færre turbiner lokalisert i nedslagsfeltet.

Konsekvensene for øvrige forhold under dette temaet som følge av de endrede utbyggingsplanene vurderes å være uendret.

3.8. Nærings- og samfunnsinteresser

Konsekvensene for forhold under dette temaet som følge av de endrede utbyggingsplanene vurderes å være uendret. Det kommenteres spesielt at hovedalternativet bygges ut i tråd med ønsker fra Forsvaret og oppfattes således ikke å representere en endret konsekvens ifht deres behov.

De omsøkte endringer i utbygging er forventet å øke kraftproduksjonen i anlegget med ca 30 % fra ca 165 GWh/år til om lag 210 GWh/år. Ettersom produksjonen realiseres innenfor det samme planområdet og med noe mindre fotavtrykk, vil arealintensiviteten til den produserte kraften reduseres betydelig.

Det forventes en investering på om lag 10 MNOK per installerte MW. Hovedalternativet vil da gi en total investering på ca 600 MNOK.

Det er utbyggingen av vindkraftverket som skaper de største ringvirkningene. Basert på oppdaterte vurderinger av sysselsettings- og verdiskapningseffekter fra vindkraftutbygginger, kan det anslås at hhv. 20% og 11% av prosjektkostnadene tilfaller lokale og regionale aktører (Thema, 2019). Dette innebærer ca 185 MNOK i lokal og regional verdiskapning under byggefasen. Det er i hovedsak innen bygg og anlegg ringvirkningene er størst.

Det forventes om lag 3 lokale eller regionale stillinger knyttet til drift av anlegget. Videre kan det forventes en årlig eiendomsskatt til kommunen på ca 4,2 MNOK per år. Indirekte skatteinntekter vil også komme, men er ikke kvantifisert.

Etablering av vindkraft i Norge bidrar også til å redusere kraftprisen og gjøre norsk kraftforedlende industri mer konkurransedyktig (Thema, 2019). Brukt i den kraftforedlende industrien vil kraften fra Faurefjellet vindkraftverk kunne gi ca 200 arbeidsplasser i Norge, samtidig som klimaeffekten ved å flytte produksjon fra områder utenfor det europeiske kvotemarkedet (ofte kull som marginal innsatsfaktor i kraftsektoren) til Norge kan være betydelig.

De positive samfunnsmessige virkningene er i stor grad knyttet til investeringskostnad eller produksjon i vindkraftverket. Virkningene forventes derfor å øke med 25 – 35% for en utbygging av hovedalternativet sammenliknet med 0-alternativet.

4. SAMMENDRAG

Resultatene av vurderingene som er gjort er oppsummert i tabellen under.

Tabell 3 - Oppsummering av komparative konsekvensvurderinger ved de to alternativene

Tema	Konsekvenser	
	0-alternativ *)	Hovedalternativ
Landskap	Middels negativ	Middels negativ
Kulturminner og kulturmiljø	Ubetydelig negativ	Uendret
Friluftsliv og ferdsel	Liten negativ	Uendret
Biologisk mangfold	Middels negativ	Liten negativ
Fugl	Middels negativ**)	Middels negativ
Støy	<Ikke vurdert>	Uendret
Skyggekast	Små	Noe mer negativ
Annen forurensing	<Ikke vurdert>	Antatt uendret
Nærings- og samfunnsinteresser	Middels positiv	Mye mer positiv

*) Konsekvensgrad hentet fra konsesjonssøknaden i 2013

***) Vektet vurdering

5. KILDER

NVE, 2018 Temarapport om nabovirkninger, rapport nr 72/2018
 Thema 2019 Grønn omstilling og landbasert vindkraft i Norge – En studie av verdiskaping og samfunnsøkonomi





Faurefjellet vindkraftverk

Konsekvenser for landskap ved revidert utbygging, Rev1



Til	Per Ove Skorpen, Norsk Vind Faurefjellet AS
Fra	Meventus AS
Dato	14.11.2019
Rapportens tittel	Faurefjellet vindkraftverk – Konsekvenser for landskap ved revidert utbygging, Rev1
Rapportnr.	2019-015
Skrevet av	Terje Sellevåg

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Terje Sellevåg	14.11.2019	
Godkjent av	Anne Haaland Simonsen	14.11.2019	

Denne reviderte versjonen av rapporten inneholder følgende endring i forhold til original versjon:

- Korrigert vurdering av kystlynghei i henhold til tilbakemelding fra NVE (side 8, kapittel 2.1).

De presenterte resultatene er basert på informasjon som refereres til i dette dokumentet ved hjelp av kjente analysemetoder og industristandarder og betyr ikke at ikke noe informasjon kan endres. Alle estimer eller beregninger innebærer usikkerhet, og inngenting i dette dokumentet garanterer noen bestemt vindhastighet eller vindforhold. Meventus skal ikke være ansvarlig for fremtidig bruk av resultater i dette dokumentet, eller for direkte eller indirekte tap som kan skyldes mulige feil i dokumentet.

Sammendrag

Tiltakshaver – Norsk Vind Faurefjellet AS – planlegger utbygging av Faurefjellet vindkraftverk i Bjerkreim kommune, Rogaland. Anleggskonsesjon til bygging og drift av anlegget ble gitt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i 2014. Konsesjonen ble stadfestet av Olje- og energidepartementet 16.11.2017 og oppdatert anleggskonsesjon etter OEDs vedtak ble tildelt av NVE 01.12.2017. Omsøkt utbyggingsløsning var den gang inntil 20 turbiner med tilhørende infrastruktur på tilsammen 4.8 km². I opprinnelig konsekvensutredning ble det lagt til grunn en utbygging med turbinstørrelse mellom 2.0 og 3.0 MW per turbin, mens en utbygging på 20 turbiner á 2.3 MW ble vurdert som mest aktuelt.

Tiltakshaver planlegger med denne søknaden for en utbyggingsløsning med 12 vindturbiner á 5–6 MW, og tipphøyde (høyde fra bakken til toppunktet på rotorbladene) på 200 meter som mest aktuelt for dette prosjektet.

Meventus AS er engasjert av tiltakshaver til å utrede hvilke konsekvenser en revidert utbygging vil kunne få for landskapsopplevelsen i vindkraftverkets influensområde. Rapporten har som formål å synliggjøre de visuelle konsekvensene en slik endring medfører for det berørte landskapet og vurdere påvirkningen på landskapsopplevelsen for brukere som befinner seg innenfor influensområdet for vindkraftverket.

Vurderingen av konsekvens er basert dels på faglig skjønn, dels på sammenligning av mer eller mindre målbare størrelser. For dette arbeidet er det tatt utgangspunkt i et metodesett beskrevet av Statens Vegvesen i håndbok 140 med en beskrivelse av verdi, omfang og konsekvens. Verdivurderingene som ble lagt til grunn i den opprinnelige konsekvensanalysen er beholdt i det videre arbeidet.

I OEDs vurdering i klagebehandlingen av 0-alternativet kommenteres det at planområdet for vindkraftverket var av en slik karakter at det blir godt eksponert i landskapet fra store omkringliggende områder, men ved en helhetsvurdering fant man at fordelene ved utbygging av vindkraftverket vare større enn de ulemper utbyggingen ville kunne medføre.

Graden av konsekvens som opprinnelig lå til grunn da konsesjon for bygging av Faurefjellet ble innvilget, ble vurdert til å være middels negativ (--).

Oppsummert er vår samlede vurdering av konsekvensgraden av de planlagte endringer for tiltaket at den må anses som noe mer negativ, men konsekvensgraden vurderes fortsatt til å være i området middels negativ (--).

Innhold

Sammendrag.....	3
1 Innledning.....	6
2 Utbyggingsløsningen	7
2.1 Beskrivelse av planområdet.....	7
2.2 Utbyggingsalternativer – infrastruktur	8
2.2.1 Vindturbiner	8
2.2.2 Veier og oppstillingsplasser	9
2.2.3 Nettilknytning	10
3 Datagrunnlag og metode	11
3.1 Metode.....	11
3.2 Datagrunnlag	11
3.2.1 Inngrepsfrie naturområder (INON).....	11
3.2.2 Naturtyper (DN-håndbok 13).....	12
3.2.3 Spesielt viktige landskapsrom i influensområdet – ‘Vakre landskap’	12
3.2.4 Inngrepssonen (0–1 km fra nærmeste vindturbin)	15
3.2.5 Nærsonen (1–4 km fra nærmeste vindturbin).....	15
3.2.6 Mellomsonen (4–10 km fra nærmeste vindturbin).....	16
3.2.7 Fjernsonen (> 10 km fra nærmeste vindturbin).....	16
4 Visuelle virkninger	17
4.1 Visuell opplevelse ved ulike avstander til vindkraftverket.....	17
4.2 Synlighetskart	18
4.3 Visualiseringer – Faurefjellet vindkraftverk.....	23
4.3.1 Fotostandpunkt	23
4.3.2 Usikkerhet i datagrunnlaget.....	24
4.4 Visualisering av endringer i prosjektene	24
4.5 Lysmerking	32
5 Konsekvenser.....	33
5.1 Visuelle virkninger i influenssonen.....	33
5.2 Konsekvenser for verdifulle landskapsområder	38

5.3	NVE og OEDs merknader for godkjenning av det omsøkte tiltak	38
5.4	Samlet belastning (sumvirkninger)	39
5.5	Konsekvens for landskap	41
6	Referanser.....	43

VEDLEGG

Vedlegg 1.1: Synlighetskart for tidligere utbyggingsløsning (20 turbiner med 120.5 m totalhøyde)

Vedlegg 1.2: Synlighetskart for aktuell utbyggingsløsning (12 turbiner med 200 m totalhøyde)

Vedlegg 2.1: WindPRO-rapport med visualiseringer for aktuell utbyggingsløsning

1 Innledning

Tiltakshaver – Norsk Vind Faurefjellet AS – planlegger utbygging av Faurefjellet vindkraftverk i Bjerkreim kommune, Rogaland. I opprinnelig konsesjonsøknad fra 2013 – med Hybrid Technology AS (HybridTech) som konsesjonssøker – ble det lagt til grunn en utbyggingsløsning med 20 vindturbiner, med samlet installert effekt på inntil 60MW.

Meventus AS er engasjert av tiltakshaver til å utrede hvilke konsekvenser en revidert utbygging vil kunne få for landskapsopplevelsen i områdene som blir visuelt påvirket av vindkraftverket. Rapporten har som formål å illustrere de visuelle konsekvensene en slik endring medfører for det berørte landskapet og vurdere påvirkningen på landskapsopplevelsen for brukere som befinner seg innenfor influensområdet for vindkraftverket.

Landskapet er allerede godt beskrevet og dokumentert i egen utredning som fulgte vedlagt den opprinnelige konsesjonssøknaden [3] og de verdivurderinger som der ble gjort i fagrappport landskap også ligger til grunn for denne vurderingen [7]. I denne rapporten fokuseres det på hvordan endringene i antall vindturbiner, endring i dimensjoner og deres plasseringer i terrenget påvirker landskapsopplevelsen og hva det vil medføre av visuell konsekvens for influensområdet.

En konsekvensvurdering vil måtte baseres dels på faglig skjønn, dels på sammenligning av mer eller mindre målbare størrelser. Vurdering av konsekvens blir dermed en analyse der både objektive kriterier og faglig skjønn legges til grunn. Et mål for en konsekvensutredning er å gi vurderinger av positive og negative virkninger av tiltaket som prosjekteres.

Statens Vegvesen håndbok 140 [1] legges til grunn i denne rapporten for vurdering av ikke-prissatte konsekvenser. I denne håndboken er det benyttet et metodesett som er tilnærmet lik disse, inndelt etter verdi, omfang og konsekvens. Verdivurderingene som ble lagt til grunn i den opprinnelige konsekvensanalysen til konsesjonssøknaden fra 2014 er beholdt i det videre arbeidet.

2 Utbyggingsløsningen

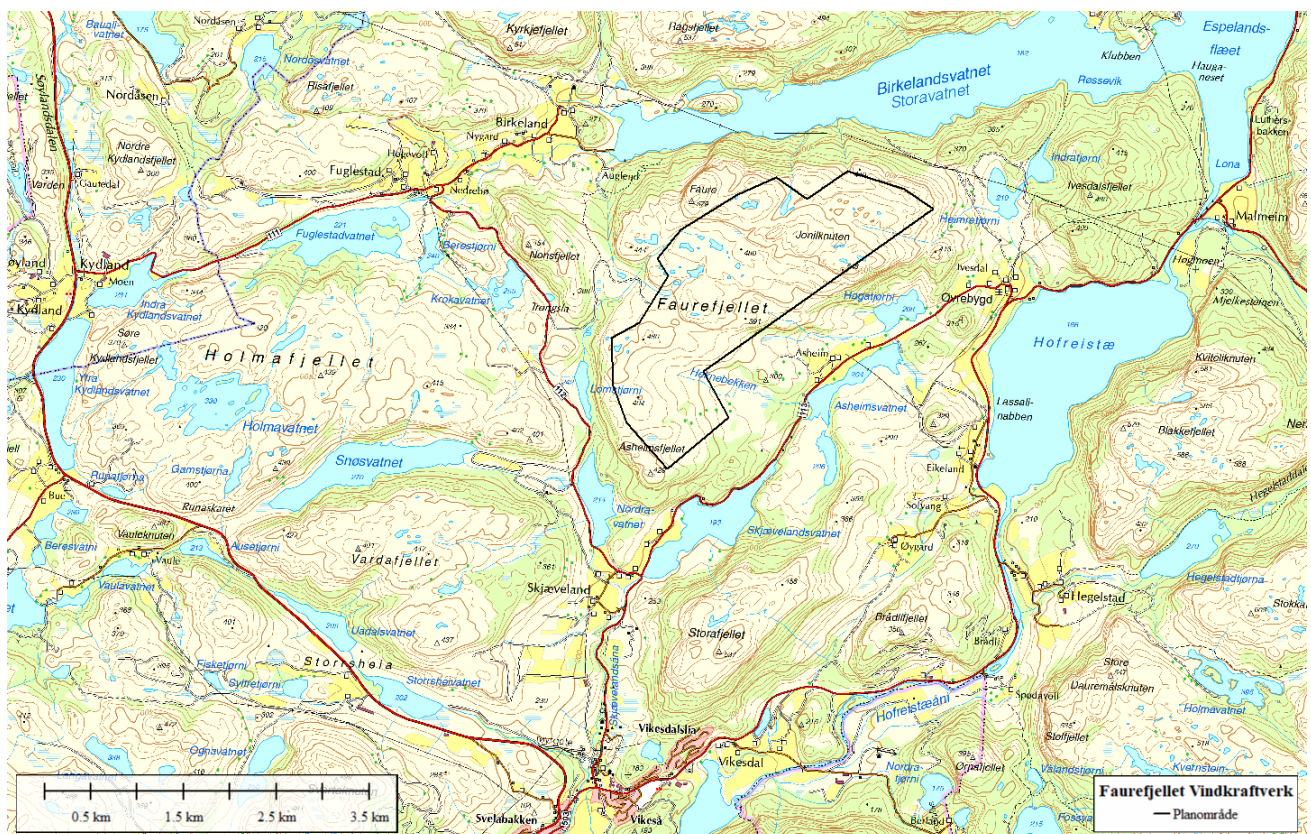
2.1 Beskrivelse av planområdet

Faurefjellet Vindkraftverk er planlagt bygd i den nordøstre delen av Bjerkreim kommune i Rogaland. Det er lokalisert mellom Byrkjedalsvatnet i nord, Ivesdal i øst, Skjæveland i sør og Holmafjellet i vest.

Vindkraftverket vil bygges ut på høydedraget som samlet betegnes som Faurefjellet. Området er på totalt ca. 4.8 km² og omfatter blant annet Revshaugen, Nedre og Øvre Asseifjellet, Nausthammaren, Trodlanuten, Grasfjellet, Hagafjellet, Tverrliheiane, Stølsilegane og Tjokkelilega.

Faurefjellet utgjør et markert høyereliggende platå som topografisk er klart avgrenset fra tilgrensede områder av dalfører og lavereliggende vann i alle retninger. Topografien i planområdet er svært vekslende, og terrenghøydene innenfor planområdet varierer mellom ca. 400 moh. i vest og til ca. 500 moh. i øst, med noen topper på rundt 540–560 moh. sentral i området. Faurefjellet (579 moh.) er den høyeste toppen i området.

Et oversiktskart som viser vindkraftverkets nærområde, er presentert i Figur 1 under.



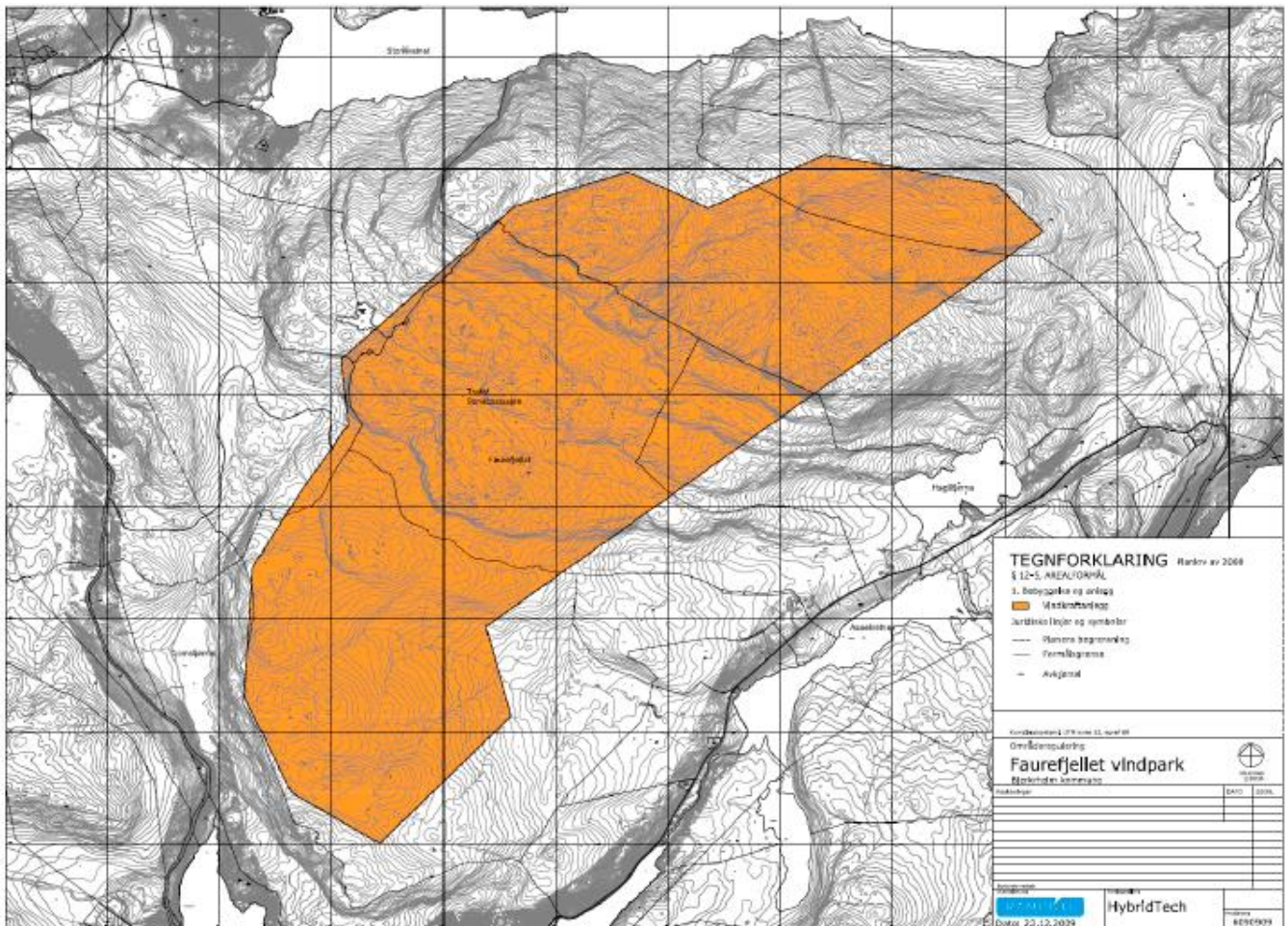
Figur 1 Oversiktskart over vindkraftverkets nærområde

Planområdet er delt opp i tre markante platåer, med stigende høyde fra sørøst mot nordvest. Et markant fjellplatå med bratte fjellsider som stiger inntil 400 meter fra omkringliggende dalfører gjør at vindkraftverket blir meget godt eksponert fra store omkringliggende områder. Topografien i

influensoområdet tilsier at vindkraftverket også vil være godt synlig fra andre høyereliggende områder (utsiktspunkter) i regionen.

Planområdet er dominert av naturtypen kystlynghei, som er en truet naturtype og vegetasjonstype. Vegetasjonen i planområdet er stort sett relativt ordinær. Deler av planområdet benyttes til sauebeite. Planområdet benyttes i begrenset grad til friluftsliv [7].

Det aktuelle planområdet for Faurefjellet vindkraftverk er presentert i Figur 2 under.



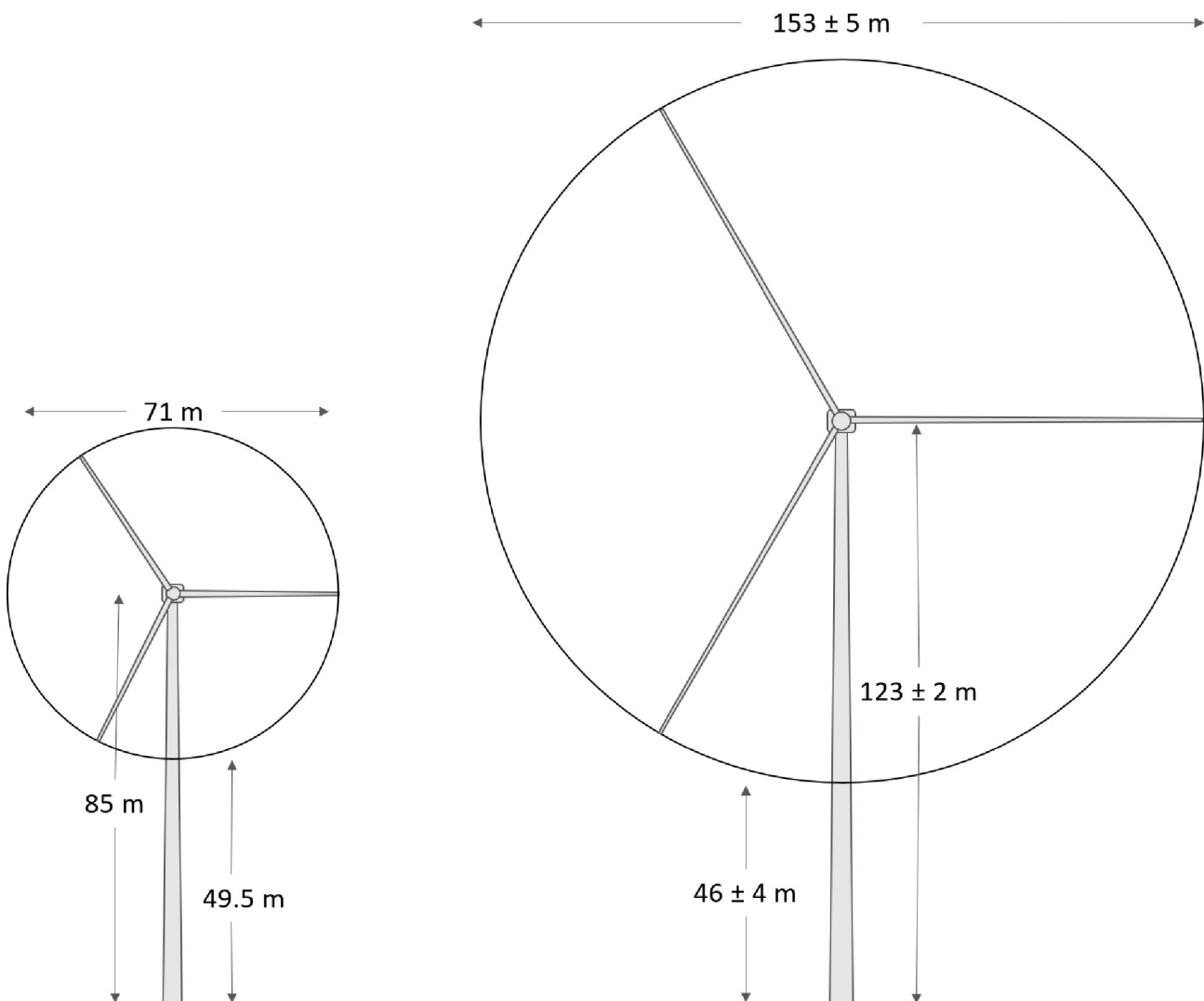
Figur 2 – Planområde for Faurefjellet vindkraftverk [3].

2.2 Utbyggingsalternativer – infrastruktur

2.2.1 Vindturbiner

Tidligere konsekvensutredning fra 2009 tok utgangspunkt i en utbygging med inntil 20 vindturbiner i størrelsen 2.0 – 3.0 MW (heretter «0-alternativet»). For visualiseringer og synlighetskart ble det lagt til grunn en turbinetype med rotordiameter på 71 meter og navhøyde på 85 meter. Dette gir en totalhøyde på 120.5 meter.

Foreslått utbyggingsløsning består av 12 stk. vindturbiner á 5–6 MW med en tipp høyde på opptil 200 meter (heretter «Hovedalternativet»). Dimensjonene vil være som angitt i Figur 3.



Figur 3 – Turbindimensjoner for hhv. 0-alternativ og hovedalternativ

Vindturbinenes plassering er noe endret sammenliknet med tidligere løsning, men i all hovedsak er de samme områdene benyttet for plassering av turbiner.

2.2.2 Veier og oppstillingsplasser

Det er planlagt adkomstvei til vindkraftverket fra Fylkesvei 4314 vest ved Trongsla i Bjerkeim kommune. Adkomstvei og internveier vil ha lengde på hhv. 2.1 og 8.3 km. Alle veier vil være gruslagt og vil bli opparbeidet med kjørebredde på 4.5 m, med 0.5 m skulder på begge sider.

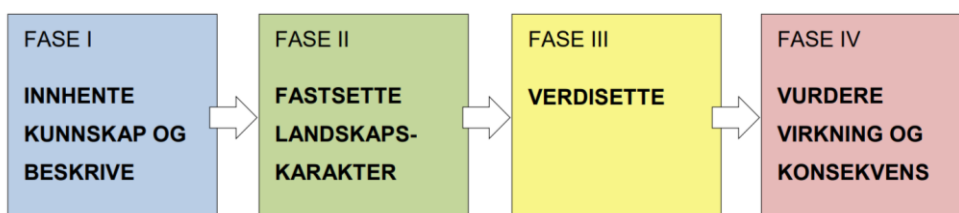
Ved hver turbin planlegges det for at det opparbeides montasjeplasser på ca. 1900 m² for plassering av kran og annet anleggsutstyr. Montasjeplassene vil være permanente og vil bli benyttet ved service/vedlikeholdsarbeid etc.

3 Datagrunnlag og metode

3.1 Metode

Denne rapporten har som formål å vurdere og beskrive de visuelle konsekvensene for landskapsopplevelsen en etablering av Faurefjellet vindkraftverk vil ha, sammenliknet med det som lå til grunn for opprinnelig konsesjon. Det settes en konsekvensgrad for det reviderte prosjektet med utgangspunkt i metodikken beskrevet Statens Vegvesens håndbok V712 (konsekvensanalyser) [2].

NVEs veileder for vurdering av landskapsvirkninger ved utbygging av vindkraftverk (1/2015) angir en metode for konsekvensutredning som er delt inn i fire faser:



Figur 5 – Faseinndeling fra NVEs veileder for vurdering av landskapsvirkninger

Landskapet og bruken av denne er vurdert å være tilnærmet uendret sammenliknet med det som lå til grunn for opprinnelig konsekvensutredning. I denne vurderingen legges derfor kunnskapsgrunnlaget og verdisettingen fra opprinnelig konsekvensutredning til grunn.

Vurderingen av virkning og konsekvens gjøres i stor grad gjennom analyser av synlighetskart og visualiseringer av de to ulike utbyggingsløsningene. Denne tilnærmingen innebærer at de fotostandpunkter som ble benyttet i konsekvensutredningen så langt som mulig også er benyttet i denne vurderingen. Det har imidlertid ikke vært mulig å fremskaffe eksakte koordinater på de ulike fotostandpunktene. Videre er det av hensyn til bildekvalitet og oppløsning vurdert hensiktsmessig å ta nye bilder. Basert på tilbakemeldinger er det lagt inn enkelte nye fotostandpunkter, mens enkelte mindre relevante punkter er tatt ut.

Visualiseringer og synlighetskart for prosjektet er lagt inn som bilder i denne rapporten. Visualiseringene og synlighetskart følger også i egne vedlegg i større og mer lesbare formater.

3.2 Datagrunnlag

Basert på landskapsbeskrivelsen i opprinnelig konsekvensutredning er det gitt en kortfattet gjengivelse av de viktigste landskapsverdiene i området.

3.2.1 Inngrepssvarte naturområder (INON)

INON defineres som alle områder som ligger mer enn én kilometer (i luftlinje) fra tyngre tekniske inngrep. Offentlige og private veier samt jernbanelinjer med lengde over 50m, kraftlinjer, magasiner,

kraftstasjoner, regulerte bekker og elver, rørgater i dagen m.m. tilhører kategorien tyngre tekniske inngrep.

Inngrepsfrie naturområder er inndelt i soner basert på avstand til nærmeste inngrep:

Inngrepsfri sone 2 : 1–3 km fra tyngre tekniske inngrep

Inngrepsfri sone 1 : 3–5 km fra tyngre tekniske inngrep

Villmarkspregede områder : > 5 km fra tyngre tekniske inngrep

Områder som ligger mindre enn 1 km fra tyngre tekniske inngrep betegnes som inngrepsnære.

Selve planområdet er generelt sett lite preget av tekniske inngrep og fremstår som delvis urørt. Områdene rundt planområdet har imidlertid flere tyngre tekniske inngrep, og disse har påvirket utbredelsen av inngrepsfrie områder innenfor planområdet. En landbruksvei fører opp til vestre deler av området. En anleggsvei går opp til planområdet, ellers er ikke Faurefjellet berørt av tekniske inngrep. Fylkesvei 111 kranser planområdet i vest og sør, og en kraftlinje går i kanten av planområdet.

På grunn av veiene i nærområdet er Faurefjellet definert som 'inngrepsnært område'. Sentralt i området er det en liten rest av INON på kun ca. 94 daa.

Den delen av fylket som tiltaksområdet ligger i er i forholdsvis stor grad preget av inngrep og arealutnyttelse. De få gjenværende områdene som er definert som inngrepsfrie er derfor stort sett sone 2-områder. Et omfattende veinett i dalførene samt flere kraftlinjer har fragmentert de inngrepsfrie områdene i regionen til mer eller mindre smålommer i de høyeste beliggende områdene [7].

3.2.2 Naturtyper (DN-håndbok 13)

Basert på søk i naturbase er det ikke registrert nye viktige naturtyper i nær tilknytning til vindkraftverket. Vurderingene fra opprinnelig konsekvensutredning (0-alternativet) beholdes derfor som uendret.

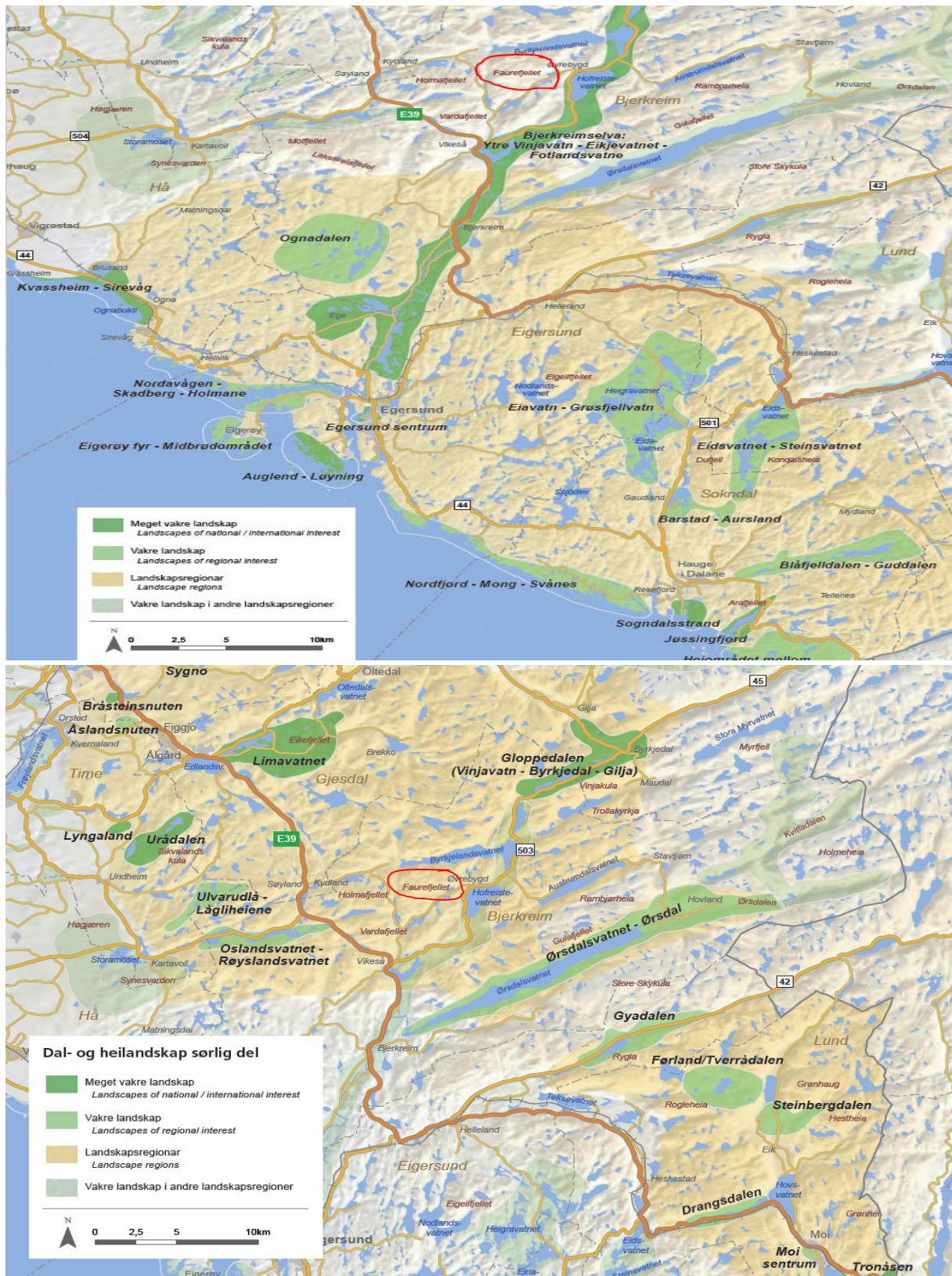
3.2.3 Spesielt viktige landskapsrom i influensområdet – 'Vakre landskap'

Rogaland fylkeskommune har gjennomført en kartlegging og verdivurdering av områder som utpeker seg som spesielt flotte i landskapssammenheng i Rogaland og som det bør tas spesielle hensyn til [7], [13]. Oversiktskartet i Figur 6 viser områdene som er utpekt som spesielt vakre landskapsrom for den sørlige delen av Rogaland fylke.



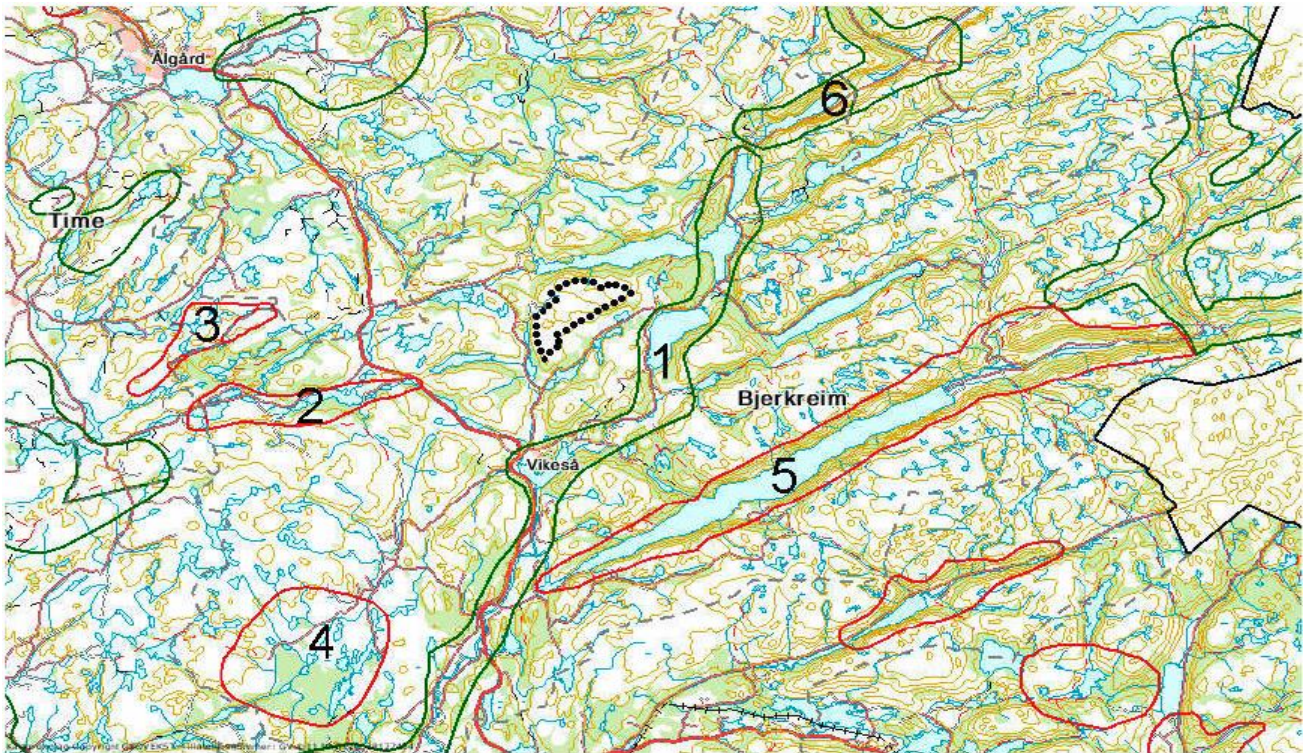
Figur 6 – Utvalgte og registrerte 'Vakre landskap' i sørlige del av Rogaland

Registrerte landskapsrom som befinner seg innenfor influensområdet til Faurefjellet vindkraftverk er presentert i Figur 7.



Figur 7 - Dal- og heilandskap kategorisert som "vakre landskap" i nærområdet til Faurefjellet

I tiltakets influensområde er det registrert 6 utvalgte og avgrensede områder av regional og nasjonal verdi (av totalt 151 avgrensede områder (se Figur 8). Områdene er konsekvensvurdert i Tabell 2.



Figur 8 – Viktige landskapsområder kartlagt i influensområdet. Planområdet er markert med stiptet, svart linje.

Med tiltakets influensområde menes omkringliggende områder til planområdet som blir vesentlig berørt om tiltaket [7]. Tiltakets influensområde for landskap bestemmes i stor grad av tiltakets visuelle virkninger og dominans. Turbinenes dominans bestemmes i stor grad av størrelse, og de visuelle virkninger avtar av samme årsak med økende avstand. Basert på en sammenstilling utført av Selfors og Sannem (1998) og Birk-Nilsen (2007) (se 'Fagrapport Landskap_Faurefjellet vindkraftverk' [7]) kan influensområdet deles inn i følgende visuelle soner:

3.2.4 Inngrepssonen (0–1 km fra nærmeste vindturbin)

Områdene tett opptil vindturbinene hvor vindturbinene visuelt okkuperer omgivelsen totalt. Størrelse gjør at vindturbinene skalamessig er blant de aller største landskapselementene i landskapsbildet. Innenfor store deler av denne sonen må man løfte blikket for å fange inn synet av hele vindturbinen. Vingenes rotasjon fanger oppmerksomheten og virker overveldende og påtrengende. Sonen rekker ut til den avstanden der vindturbinen ikke lenger fyller hele synsfeltet, men der også omgivelsene begynner å sette sitt preg på inntrykksbildet.

3.2.5 Nærsonen (1–4 km fra nærmeste vindturbin)

Områdene der vindturbinene er til stede i landskapet og er et av de dominerende element i landskapsbildet, der proporsjonene tydelig overgår andre landskapselementer. Vingens rotasjon vil medvirke til å øke turbinens synlighet og fanger oppmerksomheten.

3.2.6 Mellomsonen (4–10 km fra nærmeste vindturbin)

Områdene der vindturbinene er fremtredende elementer i landskapet, men en skalamessig balanse med de øvrige landskapselementer. På avstander omkring 4–6 km kan det være vanskelig å oppfatte turbinenes størrelse. Turbinenes tilstedeværelse transformerer omgivelsen til et møllelandskap, da turbinenes størrelse fremdeles er tydelige, og vingenes rotasjon fortsatt fanger oppmerksomheten. Turbinenes utforming oppfattes tydelig, men detaljene sløres. Siktforhold begynner etter hvert å ha betydning for synligheten. På større avstander enn ca. 6 km vil turbinene være lite synlige under dårlige sikt- og værforhold. Terrengformer, topografi og vegetasjon vil ofte skjerme turbinene helt eller delvis.

3.2.7 Fjernsonen (> 10 km fra nærmeste vindturbin)

Områdene der vindturbinene fortsatt er synlige i landskapet, men er underlagt andre og mer dominerende landskapselementer, og påvirker ikke landskapsopplevelsen i vesentlig grad. Både få og mange turbiner sammen fremstår som samlede enheter på denne avstanden. I områder med mange turbiner medvirker disse til å sette preg på det overordnede landskap, men uten å ta oppmerksomheten fra andre mer fremtredende landskapselementer. På denne avstand har rotasjon ikke lengre noen påvirkning på turbinenes synlighet. Synlighet minsker vesentlig utover i fjernsonen, og kan ikke etter hvert skilles fra andre landskapselementer, men inngår som en udefinierbar del av bakgrunnen. Fjernsonens ytterste grense er den avstand der turbinene selv under optimale forhold ikke lengre er synlige.

4 Visuelle virkninger

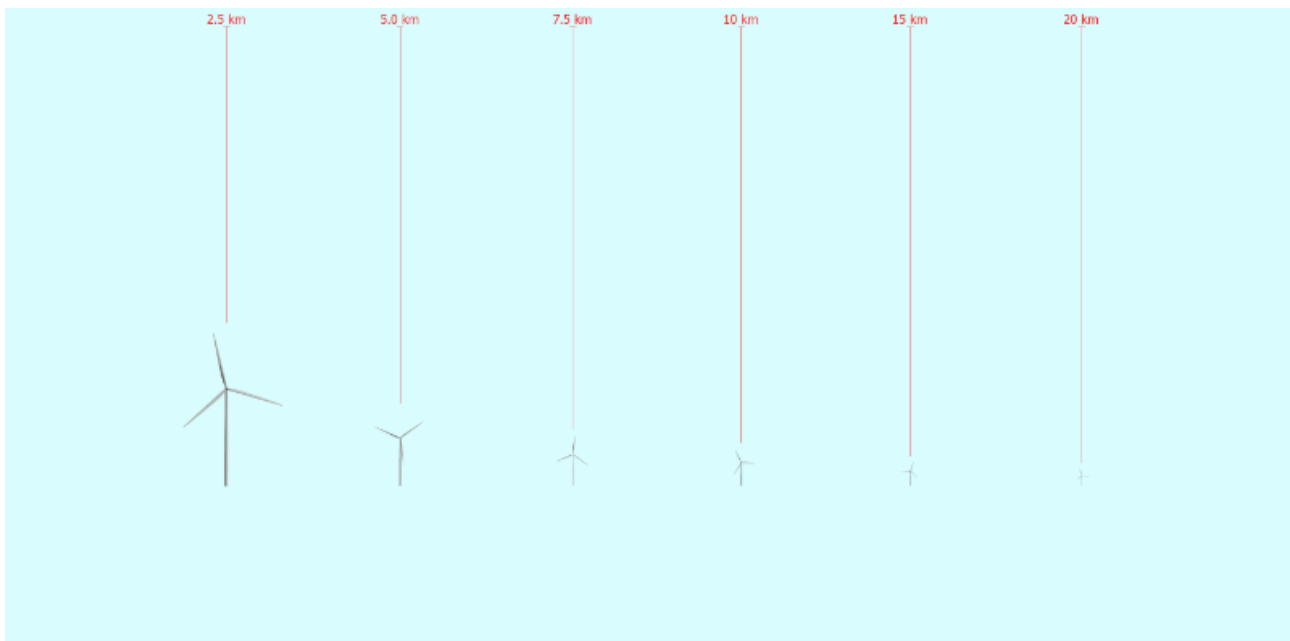
4.1 Visuell opplevelse ved ulike avstander til vindkraftverket

Et vindkraftverk krever store arealer og er ofte plassert på eksponerte steder i terrenget. Anleggene er med på å endre landskapet og vil påvirke den visuelle opplevelsen av landskapet. Vindturbiner er synlige over store avstander og de visuelle virkninger av vindkraftverk har fått mye oppmerksomhet både i Norge og i resten av verden.

De visuelle virkningene vil ha betydning for bruken av boliger og hyttebebyggelse, for friluftsliv og for opplevelse og forståelse av kulturminner, kulturmiljøer og landskap [5].

Erfaringer fra norske vindkraftverk viser at synligheten avtar med økende avstand til anlegget. Andre forhold kan også ha stor betydning for de visuelle virkningene, slik at avstand til vindturbinene ikke alene er et tilstrekkelig kriterium ved vurdering av hvordan turbinene oppleves.

Figur 9 illustrerer noe forenklet hvordan vindturbiner kan oppfattes visuelt ved ulike avstander fra turbinen. Her målt fra 2.5 km fra observasjonspunkt og opptil 20 km avstand.



Figur 9 – Visuell oppfattelse av vindturbiner ved ulike avstander i klart vær (Mads V. Sørensen, 2019)

I vindkraftverkets nærområder (opp til ca. 2–3 kilometer) kan man tydelig oppfatte turbinenes store dimensjoner sammenlignet med de eksisterende landskapselementer. Turbinene vil oppfattes som et dominerende element i landskapsbildet. De nærmeste 3–400 meter må man løfte blikket for å fange hele synet av en vindturbin. Så sant det ikke er tett tåke, har sikten liten betydning for opplevelsen av turbinene i nærheten. Detaljer ved turbinenes utforming og farge kan også påvirke den visuelle opplevelsen.

På midlere avstander (fra ca. 2–3 km til ca. 10–12 km) vil siktforholdene spille en viktig rolle. Også her vil turbinenes utforming oppfattes, men detaljene sløres. Størrelsen på turbinene oppfattes ikke alltid klart, fordi det er vanskelig å vurdere avstanden til dem. Terrengformer og vegetasjon vil påvirke det visuelle inntrykket, og mange steder vil turbinene skjules enten helt eller delvis. I Norge har man hittil som oftest vektlagt landskapsvirkningen som å være størst innenfor denne avstandssektoren siden man har ansett at de visuelle virkningene er størst i vindkraftverkets nærområde.

På lange avstander (over ca. 10–12 km) er turbinenes synlighet helt avhengig av værforholdene. Erfaringer fra bl.a. vindkraftverkene på Hitra og Smøla viser at det er mulig å oppfatte vindturbiner på avstander opp til ca. 30–40 kilometer fra vindkraftverket ved helt spesielle siktforhold. Synlighet på så lange avstander opptrer imidlertid kun ved spesielt klare siktforhold og når betrakterne leter spesielt etter vindturbiner med blikket. Det er særlig når det er store fargekontraster at vindturbiner kan være godt synlig på avstander over 15–20 kilometer. Grått vær vil ofte føre til at turbinene forsvinner mot himmelen, mens sikten i klarvær ofte vil sløres av en dis. På lange avstander vil også jordkrumningen påvirke synligheten.

På 25 kilometers avstand vil synligheten til et vertikalt objekt i et flatt terreng reduseres med ca. 40 meter på grunn av krumningen i jordens overflate.

Sikten varierer som nevnt med værlaget. Ifølge en rapport utført av Einar Berg i Norconsult om visuelle virkninger av vindkraft [6] er det betydelige forskjeller under norske forhold. Det finnes begrenset tilfang av meteorologiske analyser av sikt, men noe har vært gjennomført. På store deler av norskekysten langs Vestlandet, Trøndelag og Nordland er sikten gjennomgående betydelig; det regnes at sikten er 25 km eller mer i over 50 % av årets dager. Til sammenligning har studier fra Sør-Sverige vist at sikten der er 6 km eller mindre i halvparten av dagene om vinteren, men om sommeren er siktlengder mer på linje med forholdene langs norskekysten. De spredte analysene indikerer likevel at det er stor variasjon i siktlengde, både geografisk og med hensyn til årstid.

4.2 Synlighetskart

Som vurderingsgrunnlag for konsekvenser for landskapet er det utarbeidet synlighetskart som viser tiltakets visuelle omfang innenfor et influensområde på inntil 20 km fra vindkraftverket.

Synlighetskartene gir en indikasjon på hvor mange turbiner som vil være synlige fra ulike betrakningssteder (fotostandpunkt). Kartet viser et 'verste tilfelle' da det i beregningene ikke er tatt hensyn til skjerming fra vegetasjon og lokale terrengformasjoner. I virkeligheten vil omfanget av synlige turbiner være mindre enn det synlighetskartet viser, dette avhenger av landskapsvariasjonen.

I influensområdet generelt vil vindkraftverket være synlig over store avstander. Synligheten vil naturlig nok være størst i de høyest beliggende områdene. Slike arealer dekker en vesentlig stor del av influensområdet, og synlighetskartet viser at dekningsomfanget er ganske betydelig. Synlighetskartet for hovedalternativet viser at en større andel av parkens turbiner kan ses over større deler av influensområdet sammenlignet med 0-alternativet. Influensområdet har en betydelig verdi i

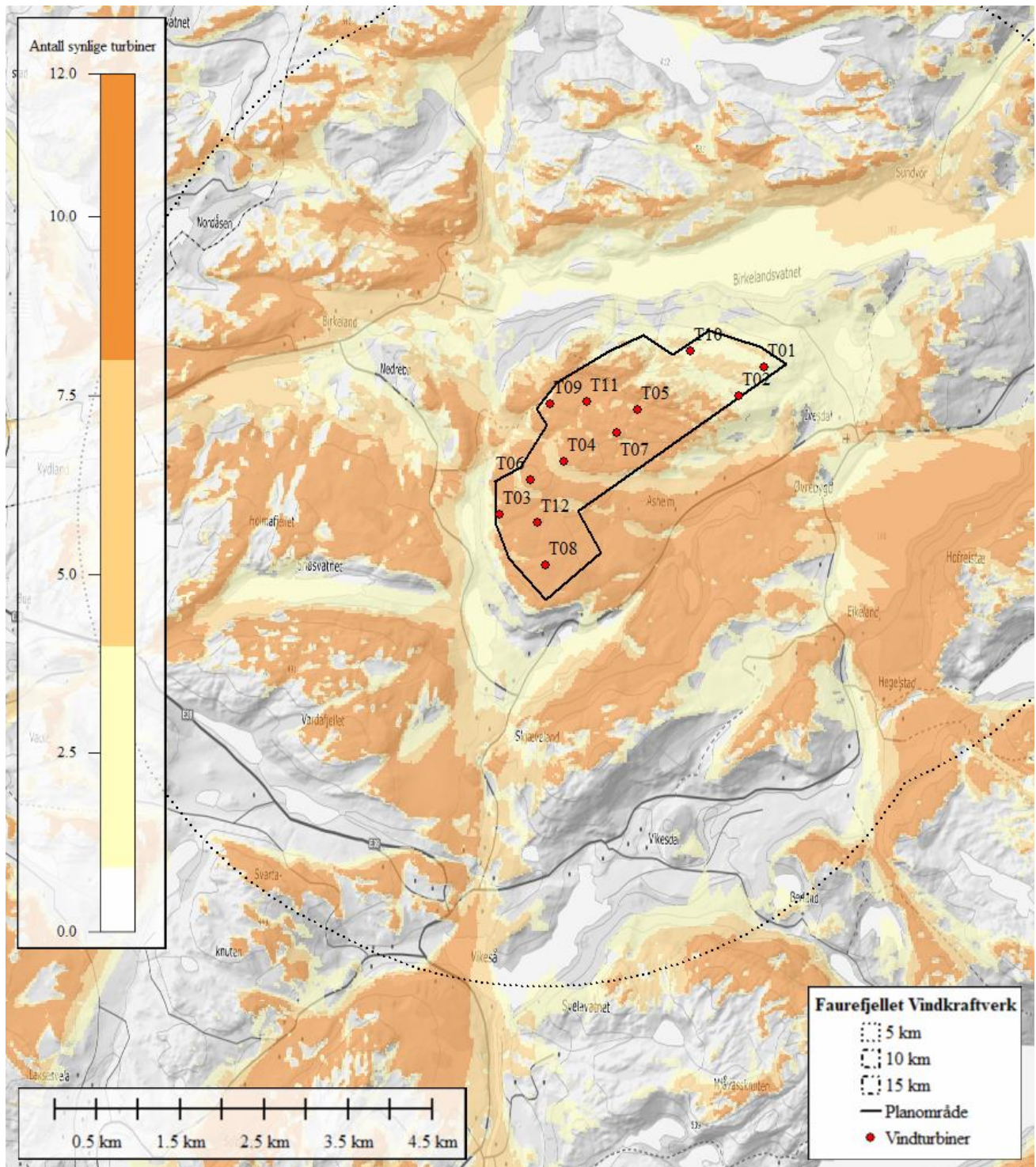
forhold til friluftsliv, det er mange turmål og utsiktspunkter hvorfra vindkraftverket vil være synlig. Synlighetskartet viser at det er få og korte dalstrekninger hvor særlig mange turbiner vil være synlige. Det visuelle inntrykket vil være størst i de nærmeste dalførene, mens trykket raskt avtar. På grunn av topografien viser synlighetskartet at synligheten markant reduseres etter ca. 7–9 km. I fjernsonen (>10 km) er det ifølge synlighetskartet forholdsvis små områder som visuelt berøres utover utsiktspunkter.

Den visuelle influensen i bebygde områder anses som moderat. Vikeså er det nærmeste og det største tettstedet i influensområdet. Bebyggelsen her fra sentrum og til Vikesdal vil i hovedsak være skjermet mot innsyn. Det er i hovedsak de nærmeste gårder og grender som vil bli mest visuelt berørt, men her vil topografien virke skjermende slik at det som regel er noen få turbiner som vil være synlige [7].

Kart som viser turbinenes synlighet innen et influensområde på 20 km fra turbinposisjonene er lagt ved som vedlegg til denne rapporten (vedlegg 1.1 og 1.2). Avstandssirkler for radius 5, 10, 15 og 20 km er markert på samtlige av kartene. Utsnitt av disse kartene er presentert i Figur 10 og Figur 11, for hhv. 0-alternativet og hovedalternativet.

Synlighetskartene er utarbeidet i henhold til NVEs veileder for visualisering av planlagte vindkraftverk [4].

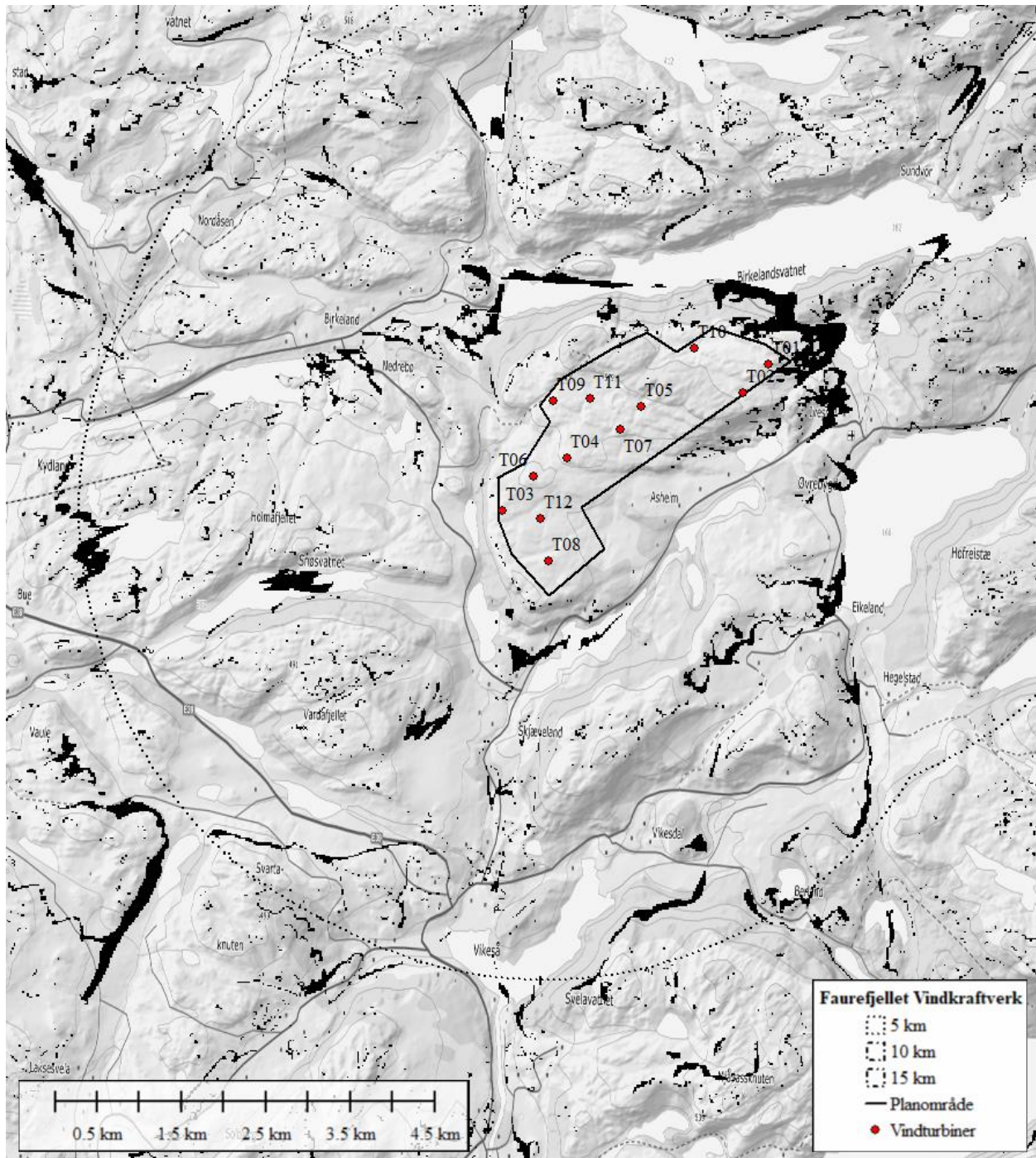
Generelt kan man si at synlighetskart som strekker seg ut til 20 km radius, med få unntak er lite relevante i konsekvensutredninger av enkeltanlegg. Synlighetskartet kan gi et misvisende bilde av konfliktgraden i de perifere områdene rundt vindkraftverket. Fargesignaturen skjeler ikke mellom visuell effekt av nære objekter og av turbiner som står kilometervis unna.



Figur 11 – Synlighetskart for 12 turbiner med totalhøyde på 200 m (hovedalternativet)

Som det fremgår av kartene er omfanget av synligheten for de to løsningene nokså likt. Økt høyde på turbinene i omsøkt utbyggingsløsning (hovedalternativet) medfører at turbinene blir synlige flere steder enn for utbyggingsløsningen som lå til grunn for konsekvensutredningen (0-alternativet), mens et større antall turbiner i 0-alternativet generelt resulterer i at flere turbiner ville vært synlige med denne løsningen.

For å lettere kunne vurdere endringen i synlighet fra 0-alternativet sammelignet med hovedalternativet er avviket mellom dem presentert i Figur 12 under. Områder merket med sort er områder hvor det nå vil være synlige turbiner, mens ingen turbiner fra den tidligere løsningen ville vært synlige.



Figur 12 - Områder hvor vindkraftverket blir synlig som følge av de omsøkte endringene.

Som det fremgår av figuren er områdene hvor synligheten endres som følge av den nye utbyggingsløsningen relativt små og avgrensede. I all hovedsak ligger områdene langsmed heidrag og dalførere, mens for de fleste heidragene i nærområdet vil vindturbinene være synlige uansett

utbyggingsløsning. Som det fremgår av Figur 12 vil det være en betydelig økning i synlighetsgrad for området nordøst for planområdet (Ivesdal/ned mot Birkedalsvatnet), samt en konsentrasjon mot Skjæveland-området. Der vil også være en fragmentert økning i synlighetsgrad ved Nedrebø-Birkeland-området.

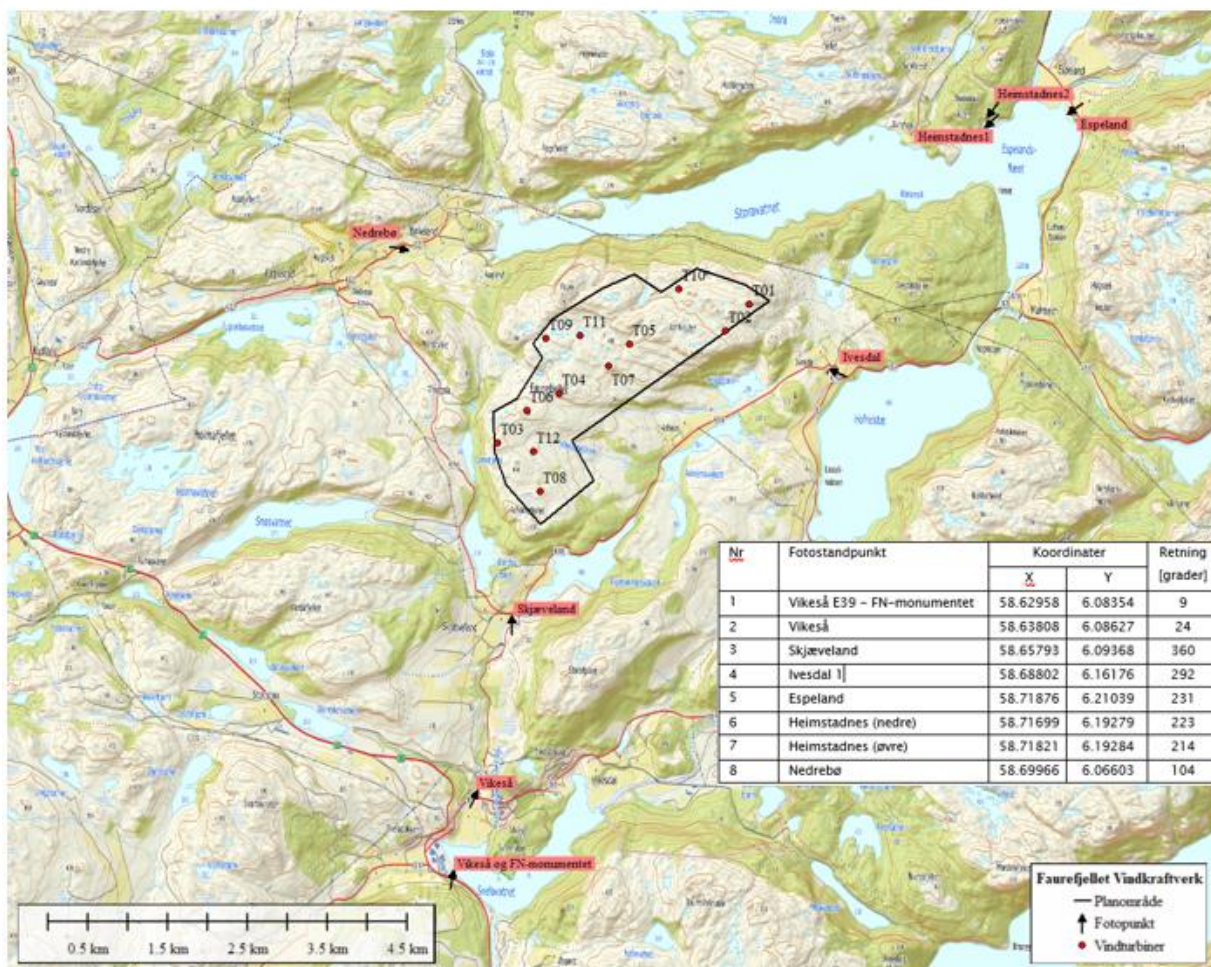
4.3 Visualiseringer – Faurefjellet vindkraftverk

4.3.1 Fotostandpunkt

I denne rapporten fremstilles konsekvensen i landskapsopplevelsen ved den endring som vil påvirke den visuelle opplevelsen mellom den tidligere konsesjonsgitte utbyggingsløsning (0-alternativet) og den nå oppdaterte utbyggingsløsningen (hovedalternativet).

Sammenligningen gjøres ved å visualisere de planlagte turbinpunkter for planområdet slik at man oppnår en så nært som mulig visuell oppfatning av turbinenes høyde og plassering i terrenget sett i forhold til den visuelle opplevelsen ved ulike synsposisjoner (fotostandpunkter) av det omsøkte tiltaket.

Fotostandpunktene som er benyttet er markert på kartet i Figur 13 under.



Figur 13 – Markering av fotostandpunkter for oppdaterte visualiseringer.

Fotostandpunktene som er benyttet er valgt i samråd med tiltakshaver. De eksakte fotostandpunkt som ble benyttet ved konsekvensutredningen av 0-alternativet i 2009 har ikke vært mulig å fremskaffe. Det er derfor tatt nye bilder med omtrentlig sammenfallende fotostandpunkter, men hvor da turbinpunkter er fotomontert med koordinater for turbinposisjoner for begge utbyggingsløsningene for å gi et reelt sammenligningsgrunnlag.

Ved hjelp av fotorealistiske visualiseringer vil tiltakets visuelle virkninger synliggjøres fra relativt nær avstand (opp til ca. 2–3 km) og til midlere avstand (fra ca. 2–3 og opp til ca. 10–12 km). Det legges vekt at visualiseringer gjøres på områder med bebyggelse, samt områder eller lokaliteter med nasjonal og/eller lokal/regional verdi. Vi mener at disse billedmontasjene gir et mer realistisk inntrykk av de visuelle virkningene.

4.3.2 Usikkerhet i datagrunnlaget

Det må påregnes en viss usikkerhet i datagrunnlaget til denne vurderingen, som at f.eks.:

- Fotostandpunktene benyttet til visualiseringen er kun omtrentlig sammenfallende med dokumentasjonen fra konsesjonssøknaden (0-alternativet) og bidrar til noe usikkerhet i sammenlikningen av synlighet og skalaforhold.
- Endring i vegetasjonen fra fotostandpunkter over tid påvirker den visuelle effekten gitt informasjonen presentert i konsesjonssøknad for 0-alternativet.
- Nye installasjoner/bygninger/naturinngrep/vegetasjon kan være kommet til over tid og kan/vil endre/påvirke landskapets visuelle karakter.
- Ved klar og lys bakgrunn vil lyse turbiner ikke gi god nok eller virkelighetsnær nok synlighet i fotomontasjen.
- Skyet bakgrunn (tåke/dis) vil også kunne redusere turbinenes synlighet.
- Turbinprodusenter kan benytte ulike fargekoder på sine turbiner avgrenset til de valgmuligheter som er definert i 'Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder' (FOR-2014-07-15-980).

4.4 Visualisering av endringer i prosjektene

I dette kapitlet visualiseres endringen mellom 0-alternativet og hovedalternativet. For hvert fotostandpunkt vil hovedalternativet være representert i det første (øverste) bilde.

Der ikke annet er angitt er foto tatt og visualiseringer utført av Anne Haaland Simonsen, Meventus AS.

Visualiseringspunkt - E39 Vikeså/FN-monumentet

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 9 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 4.9 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 7 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 4.9 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



Visualiseringspunkt – Vikeså

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 4 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 4.0 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 2 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 4.0 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



Visualiseringspunkt – Skjæveland

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 2 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 1.7 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 2 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 1.7 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



Visualiseringspunkt – Ivesdal

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 4 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 1.4 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 4 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 1.5 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



Visualiseringspunkt - Espeland

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 6 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 4.9 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 6 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 5.0 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



Visualiseringspunkt – Heimstadnes

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 2 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 3.8 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 2 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 4.0 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



Visualiseringspunkt – Nedrebø

Hovedalternativet (12 x 200 m totalhøyde) / 5 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 2.1 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



0-alternativet (20 x 120.5m totalhøyde) / 4 turbiner er helt eller delvis synlige. Nærmeste turbin står 2.1 km unna. Svart oval markerer hvor turbinene blir plassert.



4.5 Lysmerking

Vindturbiner er definert som luftfartshinder og utløser dermed krav om lysmerking («Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder» (FOR-2014-07-15-980) [16]).

Etter gjeldende regelverk skal vindturbiner med totalhøyde på 150 m og høyere merkes med høyintensitet hinderlys (100 000 candela hvitt blinkende lys i dagslys, 2000 candela hvitt eller rødt blinkende lys i mørket). Hver merkepliktig turbin skal ha to hinderlys plassert på toppen av nacellen. Luftfartstilsynet kan godkjenne at kun vindturbiner som representerer vindkraftverkets ytterpunkter blir merket.

Sterke og blinkende lys kan oppleves som forstyrrende element i landskap som til vanlig er lite preget av lyssetting og bør tas med i denne landskapsvurderingen. Lysmerkingen kan bidra til at vindkraftverket blir visuelt dominerende over større avstander enn hva som vil kunne være tilfelle ved dagslys («Temarapport om nabovirkninger», NVE, 2018 [10]).

For å redusere miljøbelastningen og opplevelsen av forstyrrende element ved lysmerking på turbinene, vil et avbøtende tiltak kunne være å la et utvalg av turbinene utstyres med et radarsystem som gjør at lys kun tennes når det er luftfartøy i nærheten. Ved bruk av lysmerking med et slikt system som bare tennes med fly i nærheten, er det å anta at den visuelle forstyrrelsen blir sterkt redusert. Det er å anta at konsekvensen av dette tiltaket kan oppleves som positiv.

Vindkraftverket må merkes i henhold til Luftfartstilsynets forskrift BSL E 2-2 [10].

Det er en forutsetning at systemet godkjennes av Avinor.

5 Konsekvenser

5.1 Visuelle virkninger i influenssonen

Visuelle virkninger forstås her som virkninger som følge av synlighet fra bebyggelse (fast bosetting og fritidsbebyggelse) og oppholdsområder nær et vindkraftverk. Dette er virkninger som påvirkes av topografi og landskapstyper. De visuelle virkningene omfatter eksponering og opplevelse av vindturbinene.

For influensområdet generelt vil vindkraftverket være synlig over lange avstander, men særlig viktige landskapsområder vil i liten grad berøres av tiltaket. Tiltaket vil likevel ha en betydelig negativ virkning i forhold til viktige utsiktspunkter, sentrumsnære friluftsområder, bosettingsområder og viktige sikrede rekreasjonsområder. Hvordan landskapet blir oppfattet, tolket og vurdert er avhengig av observatøren.

En konsekvensvurdering vil måtte baseres dels på faglig skjønn, dels på sammenligning av mer eller mindre målbare størrelser. Vurdering av konsekvens blir dermed en analyse der både objektive kriterier og faglig skjønn legges til grunn. Et mål for en konsekvensutredning er å gi vurderinger av positive og negative virkninger av tiltaket som omsøkes.

For å unngå subjektive vurderinger baserer denne rapporten seg på å benytte kriterier definert i Statens Vegvesens håndbok 140 [1] for vurdering av de ikke-prissatte konsekvenser. Det er her benyttet et metodesett som er tilnærmet lik disse, inndelt etter verdi, omfang og konsekvens

Til vindkraftverkets plassering og utforming er det to faktorer som sannsynligvis betyr mest for den visuelle opplevelsen; antall synlige turbiner og avstanden til disse (ref. NVE, Visuelle virkninger av vindkraft, Einar Berg, Norconsult, 2017 [6]). Store visuelle kontraster oppstår der man opplever en massevirkning av et stort antall synlige turbiner, eller der hvor det er kort avstand mellom turbinene og betrakteren.

Vurderingen av den visuelle virkningen av dagens aktuelle utbyggingsløsning (hovedalternativet) er søkt sammenstilt i Tabell 1, med påfølgende konsekvensvurdering i Tabell 2. Vurderingene er basert på oppdaterte synlighetskart, samt de aktuelle fotomontasjene presentert i kapittel 4.4. Antall synlige turbiner for hvert område er basert på synlighetskartet for det aktuelle området. Dette kan anses som et verste tilfelle, ettersom skjermingseffekten av vegetasjon og lokale terrengformasjoner ikke er hensyntatt. I realiteten vil omfanget av synlige turbiner for de fleste av områdene være mindre enn det som fremgår av tabellen.

Tabell 1- Visuelle virkninger for planområdet og en del viktige punkter og steder i influensområdet

Landskaps- områder/ fotopunkter	Avstand til nærmeste turbin	Antall synlige turbiner (Hovedalt.)		Kommentar
		Helt	Delvis	
INNGREPSSONEN	0-1 km			
Planområdet og tilgrensede arealer	0-1 km		Generelt	Turbinene okkuperer omgivelsene og landskapsbildet totalt. Vindturbinenes størrelse gjør at de skalamesig er de største elementer i landskapet. Vingenes rotasjon fanger oppmerksomheten og virker overveldende og påtrengende. Ingen fast bosetting eller fritidsboliger i planområdet p.t. Noe spredt gårdbebyggelse og et fåtall hytter innenfor 1 km fra plangrensene
NÆRSONEN	1-4 km			
	1-4 km		Generelt	Turbinens store dimensjoner oppfattes tydelig. På grunn av størrelsen vil turbinene skalmessig være et dominerende innslag i landskapsbildet. Turbinene vil være synlige under de fleste vær- og siktforhold. Turbinenes størrelse, farge og detaljutforming kan tydelig oppfattes. Vingenes rotasjon fanger oppmerksomheten.
Asheim (gård/grend)	1 km	8-9	2-3	De fleste turbiner vil være synlige, men begrenset til øvre deler av et flertall av disse. Turbinene vil avtegne seg i silhuett mot himmelen. Vindkraftverkets totale visuelle inntrykk vil være meget dominerende. Rotasjonen vil være vesentlig for inntrykket. Terrenget skrår lett oppover mot planområdet og blikket må løftes noe for å fange turbinene i synsfeltet.
Fuglestad-Nedrebø- Byrkjeland	1.5 - 3 km	1-7	2-5	Planområdet framstår som et markant høydedrag i forhold til disse områdene, og topografien vil skjerme, slik at bare noen få turbiner vil være synlige. Turbinenes dimensjoner gjør at disse vil virke svært dominerende. Topografien vil delvis skjerme og gjøre rotasjonen ufullstendig. Utsynet fra bebyggelsen er vendt sørover mot planområdet, noe som øker konfliktomfanget.
Skjæveland	1 - 2.3 km	0-4	0-3	Det fremgår på synlighetskartet at få eller ingen turbiner vil være synlige fra bebyggelsen tettest opp mot prosjektområdet, men antallet synlige turbiner er større i sørlige del av området. I fotopunktet fremgår det at kun de nærmeste turbinene vil være synlige i silhuett mot himmelen. Rotasjonen vil være brutt. Inntrykket vil være mindre dominerende her enn på Asheim og Nedrebø. Utsynet fra bebyggelsen er naturlig vendt utover og vekk fra planområdet. Blikket må løftes noe for å fange turbinene i synsfeltet.

Ivesdal (gård/grend)	1.3 - 1.8 km	1-4	1-5	2 turbiner vil være fremtredende i dette området, mens flere turbiner kan sees fra deler av området. I henhold til synlighetskartet vil færrest turbiner være synlige i øvre del av Ivesdal, mens synligheten øker med avstanden fra fjellområdet.
Ivesdal kapell	1.4 km	3-4	1-2	Avhengig av plassering ved kirken vil 3-6 turbiner være helt eller delvis synlige.
Storafjellet (tursmål/utsiktspunkt)	2.4 km	12	-	Fra Storafjellet er utsikten god i alle retninger. Navet på samtlige 12 turbiner vil være synlige, og totaliteten av vindkraftverket vil være et mektig innslag i landskapsbildet mot nord og omfatte en forholdsvis stor sektor. Siden Storafjellet er høyere enn planområdet vil turbinene i hovedsak avtegnes mot terrenget.
Eikeland (gård/grend)	2.5 km	0-1	0-3	Noen få turbiner vil være synlige, men utsynet på Eikeland er naturlig ut over mot vannet Hofreistæ. En del skog og vegetasjon vil skjerme.
Sundvor (gård/grend og hyttefelt)	3 - 3.5 km	2-5	2-5	Ytterst på Sundvor vil en del turbiner være synlige i silhuett mot himmelen. Lokal topografi og vegetasjon vil imidlertid skjerme en del lengre inn. Hyttefeltene i og ved Sundvor vil også bli noe berørt.
Malmein (gård/grend)	3.5 km	0-1	0-2	Noen få turbiner vil være synlige i silhuett over fjellkammen.
Vikeså (tettsted)	3.5 - 5 km	0-4	0-4	Stedet dekker et forholdsvis stort område, og virkningene vil fortone seg noe ulikt. Flere turbiner vil være helt eller delvis synlige fra den vestlige delen av området.. Det naturlige utsynet for det meste av bebyggelsen er imidlertid ut mot Svelavatnet slik at den visuelle influensen her vil være beskjeden. Mye av bebyggelsen mellom sentrum og Vikesdal vil være skjermet mot innsyn.
MELLOMSONEN	4-10 km			
			Generelt	Turbinenes størrelse er fortsatt tydelig, og turbinene vil fremdeles være fremtredende elementer i landskapet. Skalamessig balanse i forhold til andre landskaps-elementer kan oppleves. Vingenes rotasjon fanger fremdeles oppmerksomheten. Turbinenes utforming oppfattes, men detaljene sløres. Siktforholdene i lufta begynner å spille en viktig rolle for synlighetsgraden. Terrengformer og vegetasjon vil ofte skjule turbinene helt eller delvis.
FN-monumentet, Vikeså	4.9 km	7	2-3	9-10 turbiner vil være helt eller delvis synlige, øvrige turbiner skjermes av Storafjellet. Utsynet er naturlig mot vannet og i retning Storafjellet og planområdet. Turbinenes størrelse er fortsatt tydelig, og rotasjonen vil fremdeles være en vesentlig del av inntrykket. Turbinene vil derfor være et betydelig innslag i landskapsbildet og vil fange oppmerksomheten.

Espeland	5 km	4-5	4-5	Visualiseringen viser at flere turbiner vil være synlig i silhuett mot himmelen. Visualiseringen illustrerer også at turbinenes dimensjoner fremdeles gjør at turbinene vil være et dominerende innslag i landskapsbildet i vest.
Kydland – Søyland	6 – 6.3 km	0-8	2-4	Terrengformer og vegetasjon vil sannsynligvis virke til at det i stor grad er toppene av turbinene som vil være synlige. På denne avstanden vil turbinene fremdeles være et fremtredende element i landskapsbildet.
Solbjørgnipa (tursmål/utsiktspunkt)	7.9 km	12	-	Herfra er det god utsikt over store deler av Bjerkreim og tilgrensede områder. Vindkraftverket vil være et meget synlig innslag i landskapsbildet mot nordvest, men vil omfatte en meget liten sektor av rundskuet. Vindkraftverket vil framstå som en samlet enhet som skalamessig er i balanse med andre landskapselementer. De hvite turbinene vil være godt markert mot det mørkere terrenget bakenfor. Turmålet er nok mest besøkt når det er godt vær og god sikt.
Dyrskog (nasjonalt viktig kulturlandskap)	8.5 – 9.5 km		Ingen turbiner	Ingen influens.
Kløgtvedttunet (kulturmiljø)	9.8 km		Ingen turbiner	Ingen influens.
Ulvarudli – Lågeliheiene	9-13 km		0-11	Synlighetskartet viser at flertallet av vindturbiner vil være synlige fra enkelte av fjelltoppene i dette området, mens det i lavereliggende terreng ikke vil være mulig å se turbinene.
Bjerkreimselva fra Ytra Vinjavatn til Eikjevatnet og Fotlandsvatnet	2-22 km		0-12	Vindturbinene vil være godt synlige langs store deler av dalføret innenfor 5 km fra anlegget. Ytre Vinjavatn vil ligge noe skjermet og vil ha lite synlighet mot anlegget, mens turbinene vil være relativt godt synlige i dalføret sør for Vikeså. Sør for Bjerkreim går dalføret noe mer mot sørvest og blir liggende mer skjermet bak høyereliggende terreng. Få eller ingen turbiner vil kunne skimtes i dette området.
FJERNSONEN	>10 km			
			Generelt	Vindturbinene er fortsatt synlige, men er ikke lenger det dominerende landskapselement. Vindturbinene påvirker ikke landskapsopplevelsen i vesentlig grad. Vingenes rotasjon har ingen påvirkning.
Bjerkreim (grend, tettstedsbebyggelse)	10 km		Få/ingen turbiner	Synlighetskartet viser at noen få turbiner teoretisk vil kunne være synlige. Storfjellet rett sør for planområdet vil i hovedsak skjerme, og dalføret videre langs Bjerkreimselva er forholdsvis smalt. Det er stedvis også en del trær og skog nedover, slik at influens vil være svært liten. På denne avstanden vil eventuelle synlige turbiner ha svært liten innvirkning på landskapsopplevelsen. Influensen er antatt mindre enn det synlighetskartet illustrerer.

Vinjakula (tursmål/utsiktspunkt)	10.5 km		Alle/de fleste turbiner	Vindkraftverket vil være godt synlig, men ikke dominerende i landskapsbildet i vest. Vindkraftverket vil omfatte en liten sektor av rundskuet, og vil i beskjeden grad påvirke landskapsopplevelsen.
Trollakyrkja (tursmål/utsiktspunkt)	10.5 km		Alle/de fleste turbiner	Vindkraftverket vil være godt synlig, men ikke dominerende i landskapsbildet i vest. Vindkraftverket vil omfatte en liten sektor av rundskuet, og vil i beskjeden grad påvirke landskapsopplevelsen.
Ålgård (tettsted)	15 km		Få turbiner	Noen får turbiner vil stedvis være synlige i en svært beskjeden sektor i sørøstlig retning. Avstanden er så stor at siktforhold har stor betydning. Skjerming og støy fra omgivende bebyggelse og veier vil ha langt større betydning i forhold til inntrykket av omgivelsene.
Limavatnet	10-15 km		Få/ingen turbiner	Synlighetskartet viser at ingen turbiner vil være synlige fra selve Limavatnet. Dette ligger skjermet bak høyereliggende terreng i sørøst. Fra de høyestliggende toppene innenfor det registrerte området (Figur 6) vil imidlertid de fleste turbinene være synlige.
Ørsdalsvatnet - øst	10-13 km		Ingen turbiner	Synlighetskartet viser at ingen turbiner vil være synlige i dette området.
Ognadalen	12-17 km		0-11	Synlighetskartet viser at det flere steder i den sørlige og østlige delen av Ognadalen vil være mulig å se de fleste vindturbinene, mens få eller ingen turbiner vil være synlige i den vestlige delen av området.
Gyadalen	16-18 km		Ingen turbiner	Selve Gyadalen ligger skjermet for utsyn mot vindkraftverket. På flere av fjelltoppene på sørsiden av dalen vil imidlertid et flertall av turbinene være synlige.
Kvitladalen - Bjordalen	15 - 20+ km		Ingen turbiner	Synlighetskartet viser at ingen turbiner vil være synlige i dette området.
Urådalen	14-17 km		Få/Ingen turbiner	Synlighetskartet viser at få eller ingen turbiner vil være synlige i dette området.
Frafjord	16-22 km		Ingen turbiner	Synlighetskartet viser at ingen turbiner vil være synlige i dette området.
Bynuten - Lauvik	16-22 km		Få/Ingen turbiner	Synlighetskartet viser at enkelte turbiner vil kunne være synlige i den sørlige delen av området.
Synesvarden - Hellandsmyra	13-21 km		0-12	Synlighetskartet viser at et flertall av vindturbinene vil kunne være synlige fra høyereliggende deler av området.

Av andre forhold som har betydning for den visuelle opplevelsen er naturlig utsynsretning i og fra delområder, vindkraftverkets utstrekning og skala (topografi, vegetasjon og synsfelt), terreng-tilpasning og utforming av infrastruktur (inkludert veier og nettilknytning).

En grafisk fremstilling av resultatene er presentert i Figur 15 (konsekvensvifta) hvor den kvalitative vurderingen er kvantifisert og sammenlignet med konsekvensvurderingen som lå til grunn for konsesjonssøknaden ved 0-alternativet.

5.2 Konsekvenser for verdifulle landskapsområder

Konsekvens vurderes ved å sammenligne et delområdes verdi med tiltakets påvirkning på det gitte delområdet. Til vurderingen benytter vi den såkalte konsekvensvifta i håndbok V712 [2].

Konsekvensvurderingene for viktige landskapsverdier i influensområdet er sammenstilt i Tabell 2 under. Tiltakets virkningsomfang varierer innenfor de fleste beskrevne og vurderte landskapsområder, og omfatter gjerne hele skalaen fra stort negativt til intet/ubetydelig omfang i forskjellige deler av området. Konsekvensnivå settes etter en samlet vurdering [7]. Vurderingene er gjort for både 0-alternativet og hovedalternativet.

Tabell 2 – Konsekvensvurdering av landskapsområder

Område	Verdi	0-alternativ *		Hovedalternativ	
		Omfang (negativt)	Konsekvens (negativ)	Omfang (negativ)	Konsekvens (negativ)
INON	Liten	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
1. Dalføret langs Bjerkreimselva til Ytre Vinjavatn	Middels - stor	Middels	Middels	Middels - Stort	Middels
2. Dalføret Oslandsvatnet – Røyslandsvatnet	Middels - stor	Lite/middels	Liten	Middels	Liten
3. Ulvarudla – Lågliheiene	Middels - stor	Lite/middels	Liten	Middels	Liten
4. Ognadalen	Middels - stor	Lite	Liten	Lite	Liten
5. Ørsdalsvatnet – Ørsdal	Stor	Ubetydelig / intet	Ubetydelig	Lite	Liten
6. Gloppedalen (Vinjavatn – Byrkjedal – Gilja)	Stor	Middels	Middels	Middels - Stort	Middels - Stor
Dalfører generelt	Middels	Lite	Lite	Lite	Liten
Fjell- og heiområder generelt	Middels	Stort	Middels	Stort	Stor

* Vurdering ved 0-alternativet er overført fra tabell 5.5 i Fagrapport 2008 [7]

5.3 NVE og OEDs merknader for godkjenning av det omsøkte tiltak

I NVEs dokument om bakgrunnen for vedtak om godkjenning av konsesjonssøknaden [11] vektlegges det at de viktigste negative virkningene av tiltaket etter NVEs vurdering er knyttet til de visuelle virkninger, både av tiltaket alene og sett i sammenheng med annen vindkraftutbygging i regionen. NVE konstaterte at Bjerkreim kommune og fylkeskommunen var positive til tiltaket. Fylkesmannen fremmet innsigelse og da hovedsakelig ut fra en samlet vurdering av tiltakets virkning bl.a. for landskapet. NVE oversendte innsigelsen sammen med øvrige klager til Olje- og Energidepartementet (OED) for endelig behandling.

OED arrangerte klagebefaring ifm. saksbehandlingen [12]. Det konstateres at planområdet for vindkraftverket er av slik karakter at det blir godt eksponert i landskapet fra store omkringliggende områder.

Etter en helhetsvurdering finner OED at fordelene ved utbygging av Faurefjellet vindkraftverk overstiger de skader og ulemper utbyggingen kan medføre. NVEs vedtak for å innvilge konsesjon opprettholdes. Departementet setter derimot tilleggsvilkår for Faurefjellet vindkraftverk som vil ha konsekvens for landskapsopplevelsen:

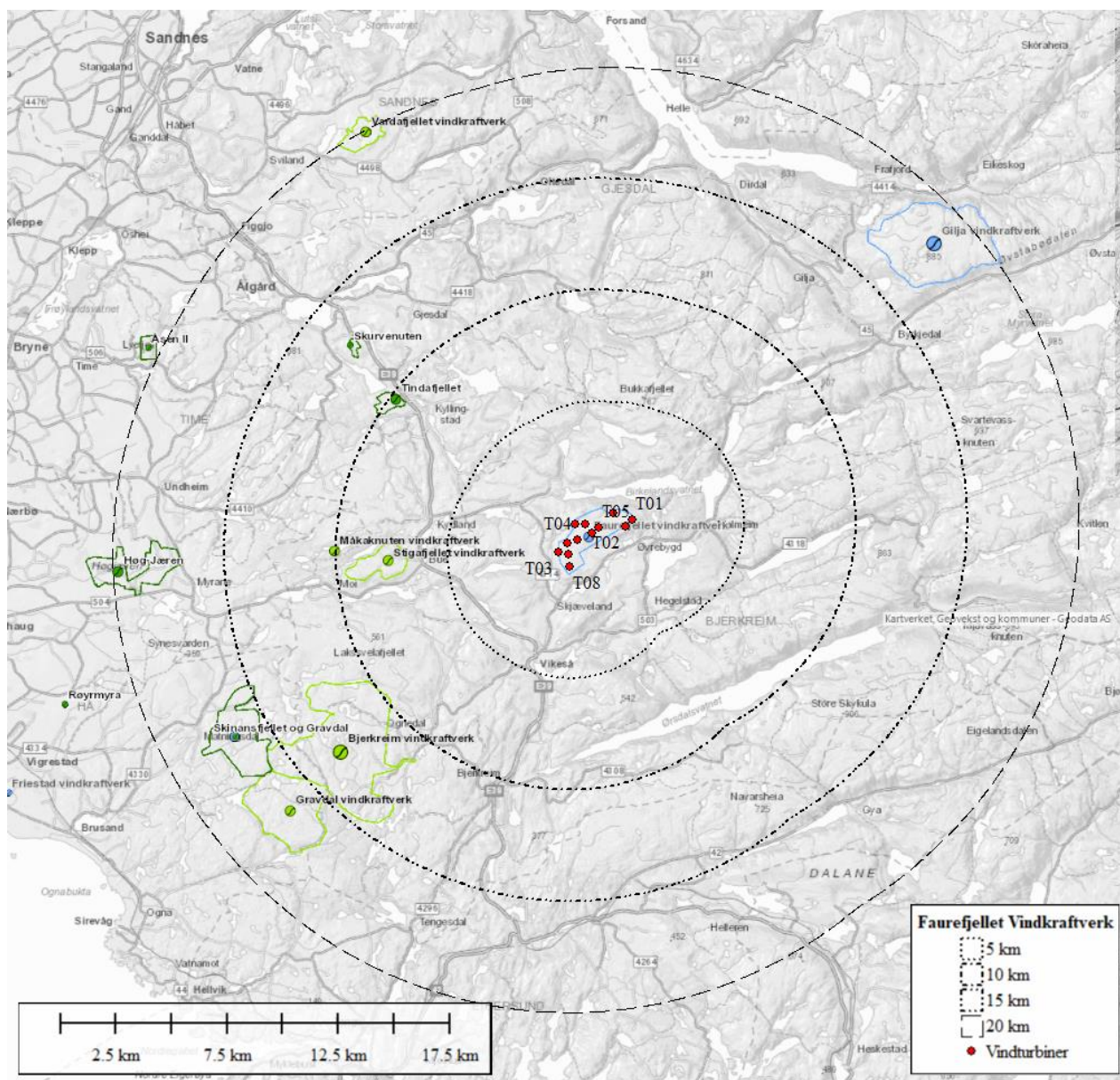
'I detaljprosjekteringen skal det søkes å begrense terrenginngrepene ved internveiene i størst mulig grad, og særlig for området nordøst for Trodlanuten og Jonilknuten. Ved godkjenning av detaljplan kan NVE av hensyn til landskapet, ta ut turbinpunkter i dette området, dersom etableringen krever særlig store inngrep.'

Tiltakshaver gjør oppmerksom på at det for aktuell utbyggingsløsning (hovedalternativet) ikke er planlagt turbinplasseringer i de høyestliggende områdene av Faurefjellet. Tre turbiner er planlagt i den nordøstlige delen av prosjektområdet, og veitraséen mellom disse turbinene og øvrige deler av anlegget er planlagt å gå i dalføret mellom Trodlanuten og Trodlatjørna. For øvrig vil det ikke være terrenginngrep på det høyestliggende plataået, noe som reduserer synligheten i omkringliggende terreng. En reduksjon i antall turbiner fra 20 til 12 i forhold til tidligere utbyggingsløsning (0-alternativet), vil også medføre at planlagt lengde med internveier reduseres fra ca. 13 km til 8.3 km. OEDs oppfordring til begrensnig av terrenginngrep og konkretisering av visuelle hensyn i dette området anses med dette å være godt ivaretatt.

5.4 Samlet belastning (sumvirkninger)

I områder hvor flere vindkraftverk etableres nært hverandre, vil man få overlappende visuell påvirkning og sumvirkninger.

Det er prosjektert, planlagt og bygd flere vindkraftverk i de sentrale delene av Rogaland de senere årene. En oversikt over eksisterende og planlagte vindkraftverk innenfor 20 km radius fra de planlagte vindturbinene på Faurefjellet er presentert i Figur 14. En liste over de aktuelle vindkraftverkene er også inkludert i Tabell 3, med tilhørende avstand og retning fra de planlagte vindturbinene på Faurefjellet.



Figur 14 – Oversikt over nærliggende vindkraftverk i regionen til Faurefjellet vindkraftverk (sentralt i bildet). Bildene er hentet fra NVE Atlas (<https://atlas.nve.no>)

Tabell 3 – Oversikt over samtlige planlagte og eksisterende vindkraftverk innenfor 20 km fra Faurefjellet

Vindkraftverk	Avstand [km]	Retning
Stigafjellet vindkraftverk	7	Vest-sørvest
Måkaknuten vindkraftverk	8	Vest-sørvest
Bjerkreim vindkraftverk (Bjerkreim, Gravdal og Skinansfjellet)	10	Sørvest
Tindafjellet vindkraftverk	10	Nordvest
Skurvenuten vindkraftverk	13	Nordvest
Gilja vindkraftverk	16	Nordøst
Høg-Jæren vindkraftverk	17	Vest-sørvest
Vardafjellet vindkraftverk	19	Nordvest
Åsen II vindkraftverk	20	Nordvest

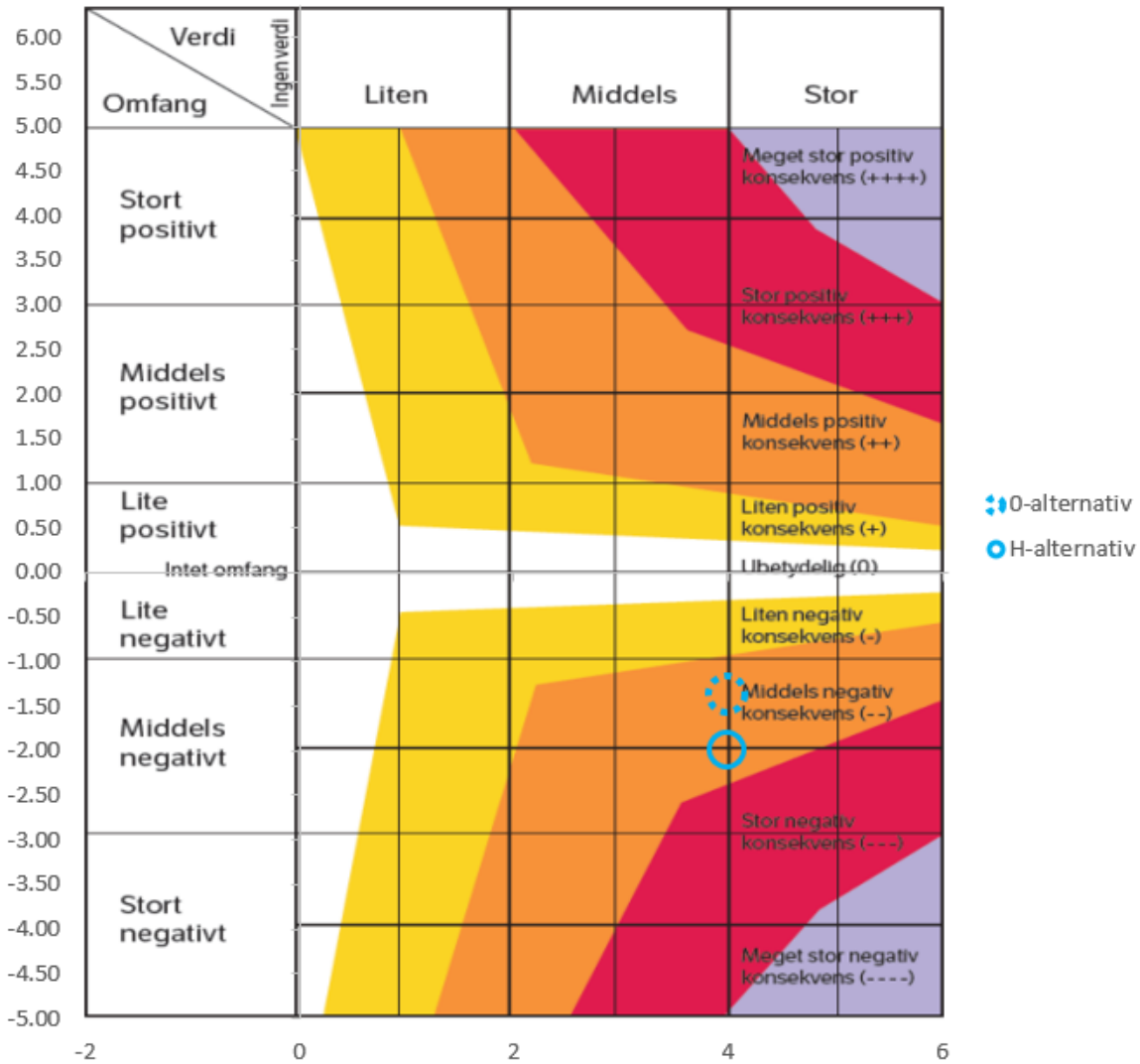
5.5 Konsekvens for landskap

Etablering av et vindkraftverk med vindturbiner, veier og annen infrastruktur vil naturligvis påvirke den visuelle opplevelsen av landskapet i det berørte området. Området vil endre karakter fra forholdsvis urørt område til et område som vil domineres av store tekniske inngrep. Ved siden av selve vindturbinene vil tiltaket føre til etablering av bl.a. atkomstveier, oppstillingsplasser, trafostasjoner og tilhørende kraftledninger. Vindturbiner med høyde over 120–150 meter er eksempelvis langt høyere enn de høyeste bygninger i norske byer, slik at et mellomstort til stort vindkraftverk med tilsvarende og høyere turbinhøyder vil derfor bli et vesentlig naturinngrep uansett landskap.

For å utnytte vindpotensialet i et område er det selvsagt avgjørende at turbinene plasseres på vindutsatte steder, men for landskapet er det gjerne synlighet og visuelle virkninger som regnes som de største konsekvensene som følge av en vindkraftutbygging. I motsetning til andre tekniske inngrep som kraftledninger og veier som kan skjermes eller plasseres slik at de kan skjules noe av landskapet, må vindturbinene etableres synlig. En slik eksponering medfører store negative konsekvenser for både opplevelsen og bruken av influensområdet.

Samlet sett ble konsekvensgraden for 0-alternativet vurdert til å være middels negativt (--)»

Det reviderte prosjektet (hovedalternativet) innebærer færre, men betydelig større vindturbiner. Vår vurdering er at konsekvensgraden blir noe mer negativ sammenlignet med 0-alternativet. Dette skyldes i hovedsak at vindturbinene vil bli synlige i områder hvor de tidligere ikke var synlige og at de ved enkelte posisjoner vil oppleves som sterkt fremtredende (som f.eks. ved Ivesdal). Den reviderte utbyggingen medfører imidlertid færre turbiner og noe endret layout, slik at vindkraftverket på noe avstand vil fremstå som mindre fremtredende i landskapet. Vår vurdering er at konsekvensgraden for fagtema landskap ved denne endringen blir noe mer negativ, men for hovedalternativet vurderes den fortsatt å ligge innenfor området **middels negativ** (--), se grafisk fremstilling av konsekvensgrad vist i Figur 15.



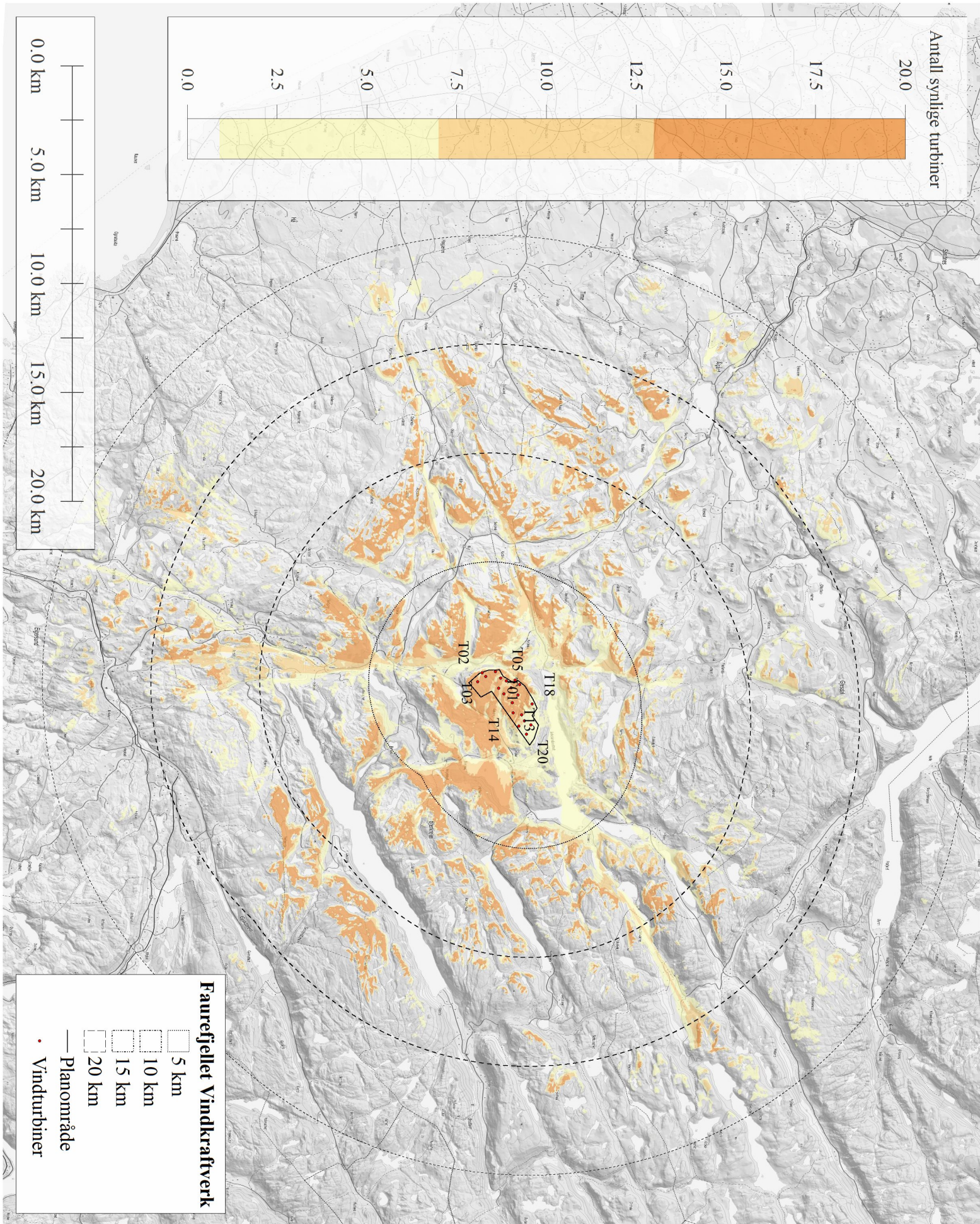
Figur 15 – Vurdering og endring i konsekvensvurdering av landskap fra hhv. konsesjonsgitt utbyggingsløsning (0-alternativet) sammenlignet med dagens aktuelle utbyggingsløsning (hovedalternativet).

Konsekvensvurderingene i denne utredning tar ikke hensyn til om implementering av avbøtende tiltak blir gjennomført.

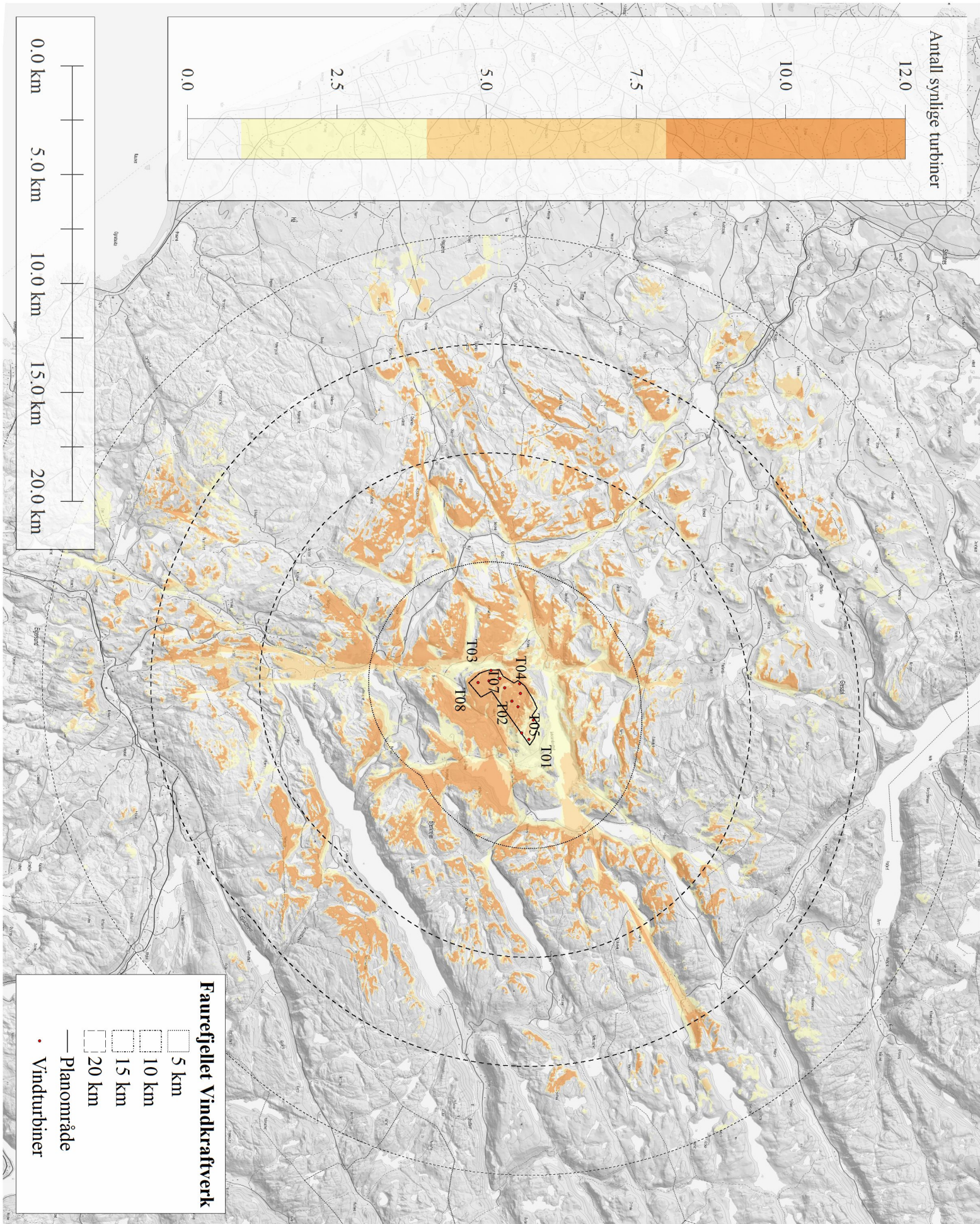
6 Referanser

- [1] Håndbok 140 Konsekvensanalyser, Statens Vegvesen, 2006.
- [2] Håndbok V712, Konsekvensanalyser, veileder, Statens Vegvesen, 2018.
- [3] Konsesjonssøknad for Faurefjellet Vindpark, HybridTech Renewable Energy, 07.11.2013
- [4] Visualisering av planlagte vindkraftverk, Veileder nr. 5/2007. NVE.
- [5] Faggrunnlag – Landskap, Underlagsdokument til nasjonal ramme, Rapport M-1312/2019. Miljødirektoratet/Riksantikvaren.
- [6] Visuelle virkninger av vindkraft. Momenter til vurdering av vindkraftverks visuelle påvirkning på naboskap. Einar Berg, Norconsult, Rapport 5176376, 2017. NVE.
- [7] Fagrapport – Konsekvenser for landskap ved utbygging av Faurefjellet vindkraftverk, Bjerkreim kommune, Ambio, Rapport nr. 25643–3, 2009.
- [8] Forslag til Nasjonal ramme for vindkraft, NVE, 01.04.2019
- [9] Temarapport om nabovirkninger, NVE Rapport nr. 72/2018
- [10] Forskrift om merking av luftfartshinder (BSL E 2–2), Luftfartstilsynet, 2003
- [11] NVEs vedtak om konsesjon, 15.09.2014, ref.: NVE 200709319–87. 201307009–26, 27/2014
- [12] OED_vedtak i klagesak vedr HybridTech – konsesjonssøknad for Faurefjellet vindkraftverk, ref. 16/531, 16.11.2017
- [13] ‘Vakre landskap i Rogaland’, utredning, Rogaland fylkeskommune, 1995
- [14] Synlighetskart (Anne Haaland Simonsen, Meventus 2019)
- [15] Visualiseringer (Anne Haaland Simonsen, Meventus 2019)
- [16] Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder (FOR–2014–07–15–980), Samferdselsdepartementet, 2014

Vedlegg 1.1- Synlighetskart for tidligere utbyggingsløsning (20 turbiner med 120.5 m totalhøyde)



Vedlegg 1.2- Synlighetskart for aktuell utbyggingsløsning (12 turbiner med 200 m totalhøyde)



Vedlegg 2.1- WindPRO-rapport med visualiseringer for aktuell utbyggingsløsning

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

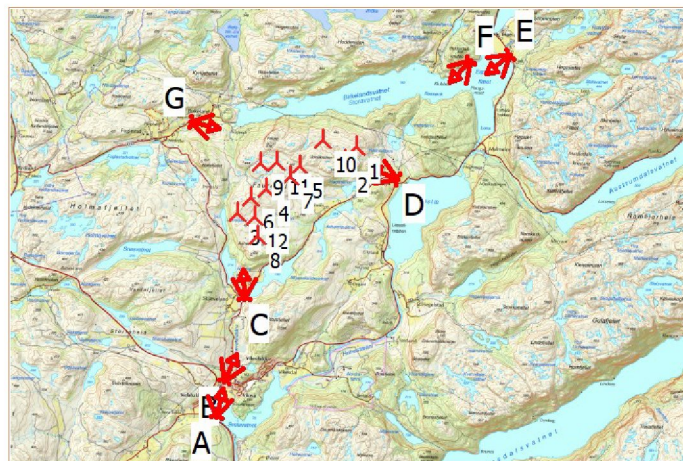
07.10.2019 15:16/3.2.743

VISUAL - Main result

Calculation: 201910_Visualiseringer for Faurefjellet Vindkraftverk (12 x 6.0 MW med 200 m totalhøyde)

WTG siting

WTG type	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Distance to camera						
							A	B	C	D	E	F	G
1 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	8,066	7,146	5,018	1,397	4,745	3,807	4,437
2 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	7,627	6,703	4,567	1,496	5,180	4,252	4,210
3 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	5,444	4,491	2,294	4,357	8,354	7,398	2,719
4 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	6,187	5,228	2,976	3,495	7,367	6,404	2,694
5 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	7,012	6,059	3,825	2,632	6,305	5,336	3,116
6 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	5,898	4,940	2,704	3,923	7,829	6,865	2,573
7 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	6,675	5,720	3,478	2,862	6,656	5,695	3,007
8 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	4,942	3,983	1,731	4,005	8,219	7,310	3,505
9 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	6,832	5,873	3,630	1,678	7,212	6,215	2,146
10 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	7,878	6,932	4,719	2,243	5,436	4,447	3,539
11 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	6,945	5,985	3,733	3,254	6,808	5,818	2,513
12 New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	5,412	4,452	2,206	3,928	8,009	7,072	3,040



Scale 1:200,000

New WTG

Camera

A 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Vikeså_E39



UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Clear sky (SW) Landscape picture file: 4022 x 3024 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 0°

B 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Vikeså



UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Clear sky (SW) Landscape picture file: 4022 x 3024 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 22°

C 12xSG155_5.5MW_120.9mHH_Skjæveland



UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Clear sky (SW) Landscape picture file: 4022 x 3024 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 38°

D 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Ivesdal



UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Clear sky (SW) Landscape picture file: 4022 x 3024 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 30°

E 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Espeland



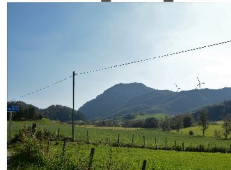
UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Clear sky (SW) Landscape picture file: 4022 x 3024 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 0°

F 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Heimstadnes



UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Clear sky (SW) Landscape picture file: 4022 x 3024 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 22°

G 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Nedrebø



UTM County WGS84 Zone 32 East North 2 Clouds Partly covered with clouds (SW) Landscape picture file: 3681 x 2761 pixels Eye level 220.000 6.502.407 76.8 Visibility 1000m Light beam 190, 4700-Downward, 200 Horizontal Field of view: 63.4°x33.0° Lens: 28 mm Focal: 35.028 mm Photo dir: 0°



Project: Faurefjellet_32
WTGs: 12

Recommended observation distance: 20 cm

Photo exposed: 27.08.2019 09:01:54
Field of view: 63.4°x18.0° Lens: 28 mm Film: 35x26 mm Pixels: 4032x2532
Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 330,680 North: 6,502,487
Wind direction: 0° Direction of photo: 7°
Camera: 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Vikeså_E39
Photo: X:\...\201908_Visualiseringer\Photos\IMG_4748 (VikesåE39-1).JPG

Created by:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com



Project: Faurefjellet_32
WTGs: 12

Recommended observation distance: 20 cm

Photo exposed: 27.08.2019 09:10:48
Field of view: 63.4°x18.0° Lens: 28 mm Film: 35x26 mm Pixels: 4032x2532
Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 330,880 North: 6,503,426
Wind direction: 0° Direction of photo: 22°
Camera: 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Vikeså
Photo: X:\...\1 Report\201908_Visualiseringer\Photos\IMG_4751 (Vikeså1).JPG

Created by:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com

Vedlegg 2.1- WindPRO-rapport med visualiseringer for aktuell utbyggingsløsning



Project:	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Distance [m]
Faurefjellet_32	3 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,294
	4 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,976
	5 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,825
	6 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,704
	7 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,478
	8 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	1,731
	9 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,630
	10 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	4,719
	11 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,733
	12 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,206

Recommended observation distance: 22 cm

Photo exposed: 27.08.2019 09:23:00
 Field of view: 61.0°x18.0° Lens: 29 mm Film: 35x26 mm Pixels: 4032x2532
 Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 331,405 North: 6,505,616
 Wind direction: 0° Direction of photo: 357°
 Camera: 12xSG155_5.5MW_120.9mHH_Skjæveland
 Photo: X:\...\201908_Visualiseringer\Photos\IMG_4758 - Skjægeland1.JPG

Created by:
 Meventus AS
 Kongsård Allé 59
 NO-4632 Kristiansand
 +47 3860 7115
 Data / data@meventus.com

Vedlegg 2.1- WindPRO-rapport med visualiseringer for aktuell utbyggingsløsning



Project:	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Distance [m]		
Faurefjellet_32	1	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	1,397
	2	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	1,496
	4	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,495
	5	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,632
	6	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,923
	7	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,862
	9	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,678
	10	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,243
	11	New	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,254

Recommended observation distance: 20 cm

Photo exposed: 27.08.2019 11:07:03

Field of view: 63.4°x18.0° Lens: 28 mm Film: 35x26 mm Pixels: 4032x2532

Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 335,495 North: 6,508,796

Wind direction: 0° Direction of photo: 290°

Camera: 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Ivesdal

Photo: X:\...\1 Report\201908_Visualiseringer\Photos\IMG_4807-Ivesdal1.JPG

Created by:

Meventus AS

Konsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com



Project: WTGs: 12
Faurefjellet_32

Recommended observation distance: 20 cm

Photo exposed: 27.08.2019 09:46:40
Field of view: 63,4°x18,0° Lens: 28 mm Film: 35x26 mm Pixels: 4032x2532
Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 338,455 North: 6,512,099
Wind direction: 0° Direction of photo: 229°
Camera: 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Espeland
Photo: X:\...\1 Report\201908_Visualiseringer\Photos\IMG_4766-Espeland1.JPG

Created by:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com



Project: Faurefjellet_32
WTGs: 12

Recommended observation distance: 20 cm

Photo exposed: 27.08.2019 10:33:29
Field of view: 63.4°x18.0° Lens: 28 mm Film: 35x26 mm Pixels: 4032x2532
Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 337,428 North: 6,511,944
Wind direction: 0° Direction of photo: 220°
Camera: 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Heimstadnes
Photo: X:\...\201908_Visualiseringer\Photos\IMG_4786-Heimstadnes1.JPG

Created by:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com

Vedlegg 2.1- WindPRO-rapport med visualiseringer for aktuell utbyggingsløsning



Project:	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Distance [m]
Faurefjellet_32	1 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	4,437
	2 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	4,210
	4 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,694
	5 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,116
	7 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,007
	9 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,146
	10 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	3,539
	11 New Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-155-NV-6,000	6,000	155.0	122.5	2,513

Recommended observation distance: 21 cm

Photo exposed: 27.08.2019 11:05:41
 Field of view: 62.9°x18.0° Lens: 30 mm Film: 36x24 mm Pixels: 5685x3571
 Eye point: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 330,005 North: 6,510,330
 Wind direction: 0° Direction of photo: 101°
 Camera: 12xSG155_6.0MW_122.5mHH_Nedrebø
 Photo: X:\...\201908_Visualiseringer\Photos\Photos_HighQuality\DSC_2576.JPG

Created by:
 Meventus AS
 Kongsård Allé 59
 NO-4632 Kristiansand
 +47 3860 7115
 Data / data@meventus.com

Vedlegg 2.1- WindPRO-rapport med visualiseringer for aktuell utbyggingsløsning

Project:
Faurefjellet_32

Licensed user:
Meventus AS
 Kongsgård Allé 59
 NO-4632 Kristiansand
 +47 3860 7115
 Data / data@meventus.com
 Calculated:
 07.10.2019 15:16/3.2.743

VISUAL - Map

Calculation: 201910_Visualiseringer for Faurefjellet Vindkraftverk (12 x 6.0 MW med 200 m totalhøyde)



Map: Bitmap map: Oversiktskart_Faurefjellet.tif , Print scale 1:75,000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 334,230 North: 6,507,293

▲ New WTG ◀ Camera





Faurefjellet Vindkraftverk

Rapport skyggekast



Til	Per Ove Skorpen, Norsk Vind Faurefjellet AS
Fra	Meventus AS
Dato	27.09.2019
Rapportens tittel	Faurefjellet Vindkraftverk – Rapport skyggekast
Rapportnr.	2019-016
Skrevet av	Anne Haaland Simonsen

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Anne Haaland Simonsen	27.09.2019	
Godkjent av	Mads V. Sørensen	27.09.2019	

De presenterte resultatene er basert på informasjon som refereres til i dette dokumentet ved hjelp av kjente analysemetoder og industristandarder og betyr ikke at ikke noe informasjon kan endres. Alle estimater eller beregninger innebærer usikkerhet, og ingenting i dette dokumentet garanterer noen bestemt vindhastighet eller vindforhold. Meventus skal ikke være ansvarlig for fremtidig bruk av resultater i dette dokumentet, eller for direkte eller indirekte tap som kan skyldes mulige feil i dokumentet.

Sammendrag

Omfang av skyggekast fra en utbyggingsløsning bestående av 12 vindturbiner på Faurefjellet er beregnet for nærliggende nabobebyggelse. Beregningene er utført for en aktuell turbintype med rotordiameter 153 ± 5 m og en totalhøyde på 200 m. Dette gir et konservativt estimat på skyggekastbelastningen, da bruken av en mindre rotor vil redusere virkningene (gitt av totalhøyden er den samme).

Skyggekastberegningene er gjennomført i henhold til gjeldende retningslinje (Skyggekast fra vindkraftverk (NVE 2014_02)).

I henhold til retningslinjen er omfang av skyggekast beregnet for samtlige bygg med skyggekastfølsomt bruk innenfor 1500 meter fra turbinene, dette omfatter 32 bygg. Av disse vil 9 bygg få skyggekastbelastning over anbefalt grenseverdi for faktisk skyggekast (8 timer per år).

Skyggekast fra Faurefjellet vindkraftverk er tidligere vurdert i forbindelse med en konsekvensanalyse fra 2010. Hovedalternativet til utbyggingsløsning bestod da av 20 turbiner med en totalhøyde på 120.5 m. For sammenligning er det utført oppdaterte beregninger av forventet skyggekast for tidligere utbyggingsløsning. Beregningene viser at den økte rotorstørrelsen medfører en signifikant økning i omfang av skyggekast for nærliggende bebyggelse.

For 8 av de 9 byggene hvor forventet omfang av faktisk skyggekast er over anbefalt grenseverdi er overskridelsen liten, og omfanget kan med enkle avbøtende tiltak ligge innenfor grenseverdien. For det mest utsatte bygget er det inngått en minnelig avtale med eier.

Ved implementering av et kontrollsystem som stenger ned turbiner i de tilfeller faktisk skyggekast overskrider grenseverdien, vil kravene kunne overholdes.

Innhold

Sammendrag	3
1 Innledning	5
2 Beregningsmetodikk	7
2.1 Retningslinje for skyggecast	7
2.2 Metode og parametervalg	7
2.3 Turbindata	8
3 Resultater	8
3.1 Beregnet omfang av skyggecast	8
3.2 Sammenligning med tidligere resultater	11
3.3 Forslag til avbøtende tiltak	13
3.4 Konklusjon	15
4 Referanser	16

VEDLEGG

Vedlegg 1.1: Turbinposisjoner

Vedlegg 2.1: Beregningsrapport Skyggecast

Vedlegg 2.2: Beregningsrapport Skyggecast (med curtailment-strategi)

Vedlegg 3.1: Skyggecastkart for sannsynlig skyggecast

Vedlegg 3.2: Skyggecastkart for teoretisk maksimalt skyggecast

1 Innledning

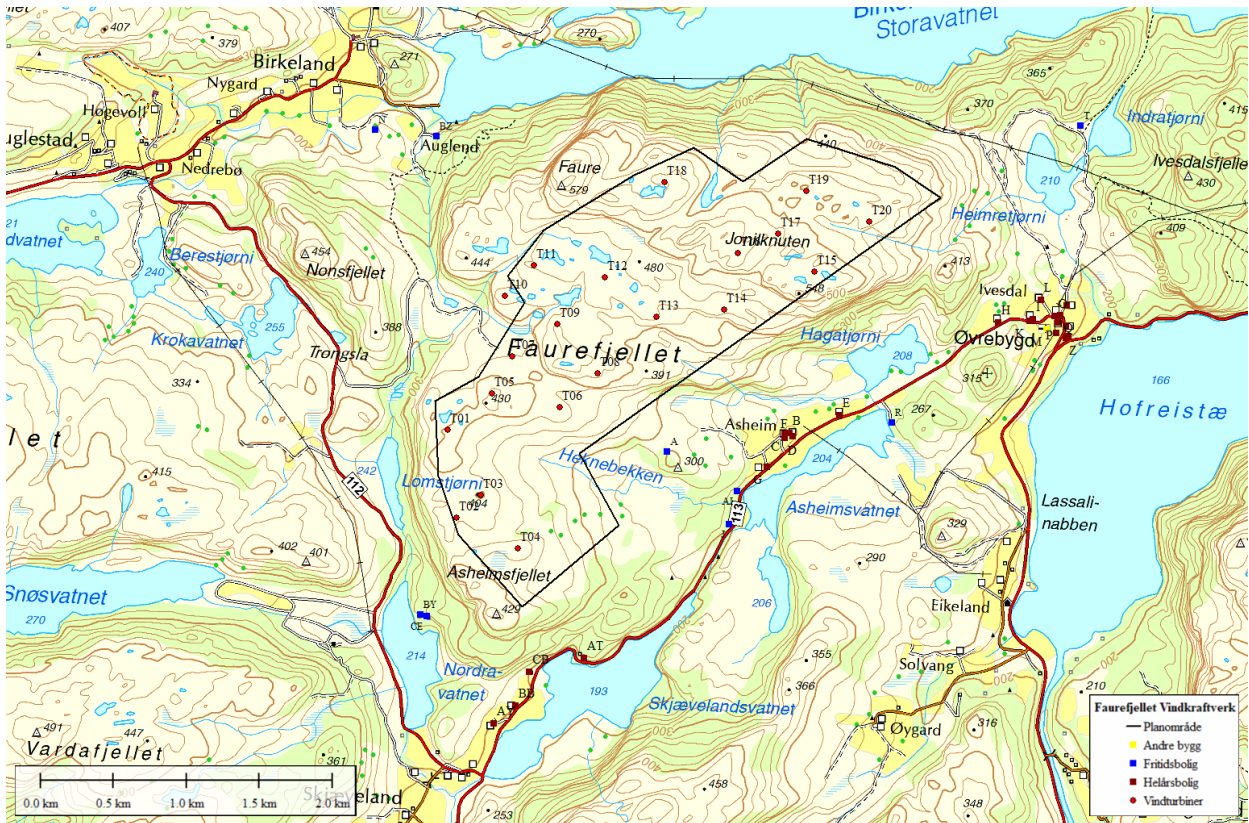
Anleggskonsesjon til å bygge og drive Faurefjellet vindkraftverk i Bjerkreim kommune ble gitt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 15.09.2014. Konsesjonen ble videre stadfestet av Olje- og energidepartementet 16.11.2017 og oppdatert anleggskonsesjon etter OEDs vedtak ble tildelt av NVE 01.12.2017. Blant konsesjonsvilkårene er det oppgitt at det i anleggets detaljplan skal fremlegges oppdaterte skyggekastberegninger for tiltaket. Det skal her redegjøres for antall boliger og fritidsboliger med skyggekastomfang over NVEs anbefalte grenseverdier og for eventuelle avbøtende tiltak.

Meventus AS har fått i oppdrag fra tiltakshaver å beregne omfang av skyggekast fra de planlagte vindturbinene.

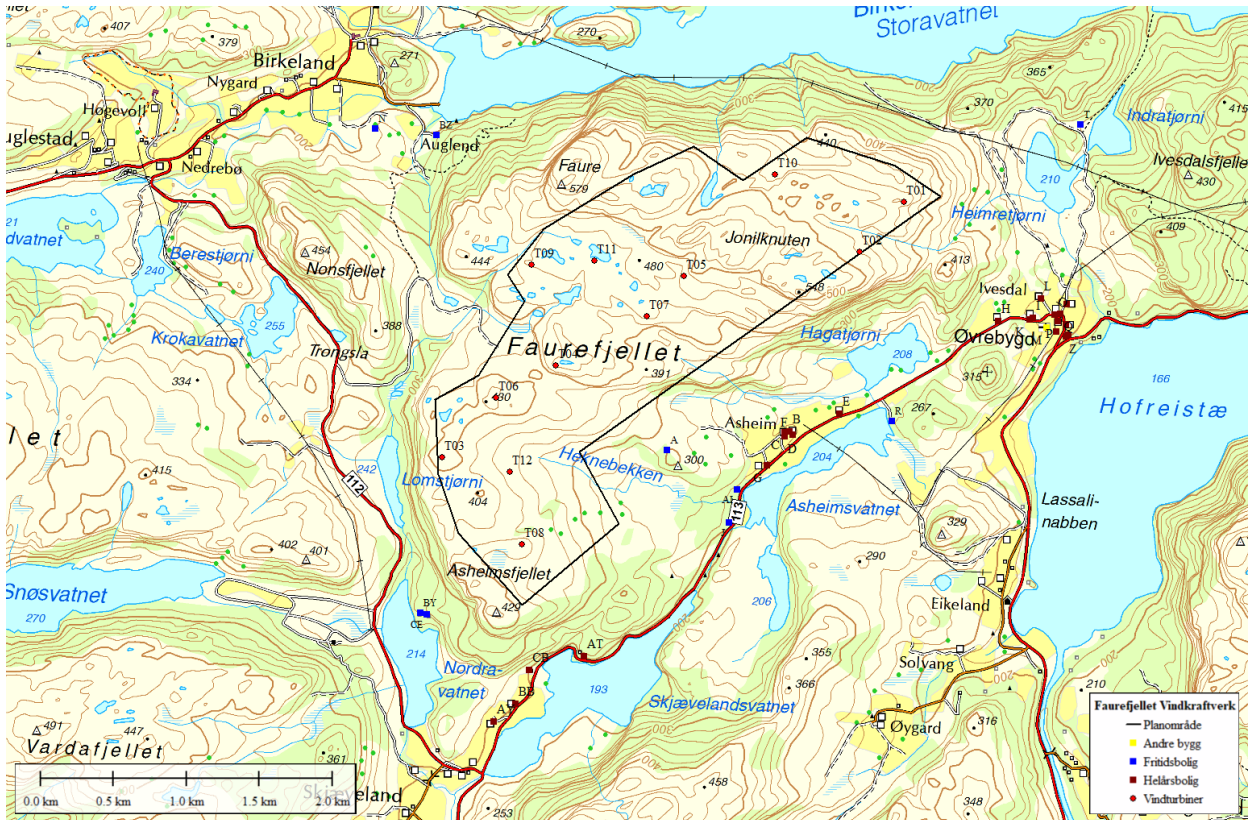
Omfang og konsekvenser av skyggekast fra vindturbiner i Faurefjellet vindkraftverk er tidligere vurdert i en fagrapport [2] i forbindelse med konsekvensutredningen for prosjektet i 2010. På bakgrunn av teknologiutviklingen som har vært de senere årene består dagens aktuelle utbyggingsløsning av færre, men større turbiner enn det som var aktuelt tidligere. Mens hovedalternativet fra 2009 bestod av 20 2.3MW-turbiner med 71 m rotordiameter og en totalhøyde på 120.5 m, består gjeldende utbyggingsløsning i dag av 12 turbiner med rotordiameter i størrelsesorden 153 ± 5 m og totalhøyde på 200 m.

Tidligere hovedalternativ for utbyggingsløsning presentert i Figur 1, mens dagens aktuelle utbyggingsløsning er presentert i Figur 2. Plangrense og nabobebyggelse innenfor 1500 meter fra nærmeste turbin (både permanente boliger og hytter) er også markert på kartet.

Omfanget av skyggekast beregnet for dagens aktuelle utbyggingsløsning er presentert i seksjon 3.1, mens disse beregningene er sammenlignet med beregnet skyggekast for tidligere utbyggingsløsning i seksjon 3.2.



Figur 1 – Tidligere hovedalternativ til utbyggingsløsning med 20 x 2.3MW-turbiner med totalhøyde på 120.5m.



Figur 2 – Dagens aktuelle utbyggingsløsning med 12 x 5.0-6.0MW-turbiner med totalhøyde på 200m.

2 Beregningsmetodikk

Skyggekast oppstår når en vindturbin i drift blir stående mellom solen og et mottakerpunkt, og det dannes roterende skygger fra rotorbladenes bevegelser. Hvor og når skyggekast inntreffer avhenger blant annet av lokal topografi, tidspunkt på dagen, sesong og mottakerpunktets lokalisering i forhold til vindturbinen.

2.1 Retningslinje for skyggekast

Skyggekastberegningene er gjennomført i henhold til gjeldende retningslinje («Skyggekast fra Vindkraftverk, NVE 2/2014»).

Den aktuelle retningslinjen inkluderer grenser for maksimalt teoretisk («worst case») og sannsynlig («real case») scenario. I henhold til retningslinjen skal det ved beregning av sannsynlig skyggekast legges til grunn en konstant solsinssannsynlighet på 0.5 og forventet sektorvis antall driftstimer for turbinene skal benyttes. Maksimalt teoretisk skyggekast er derimot kun basert på solens posisjon relativ til vindturbinen, hvor det antas at solen alltid skinner, turbinene er i drift hele tiden og vindretningen er slik at turbinene alltid står vendt mot skyggekastmottaker. I tråd med retningslinjen beregnes skyggekastbelastningen kun for naboer som ligger mindre enn 1500 m fra nærmeste turbin, da skyggekastvirkningene blir neglisjerbare på lengre avstand.

NVE legger i sin veileder [1] til grunn en anbefalt grenseverdi for faktisk skyggekast («real case») inntil 8 timer per år eller for maksimalt teoretisk skyggekast («worst case») inntil 30 timer per år eller inntil 30 minutter per dag. Grenseverdien for maksimalt teoretisk skyggekast kan fravikes dersom faktisk skyggekast begrenses til under 8 timer per år og 30 minutter per dag gjennom avbøtende tiltak.

2.2 Metode og parametervalg

Beregningene er utført i beregningsmodulen SHADOW i programvaren WindPRO versjon 3.2.743. Følgende antagelser er lagt til grunn i beregningene:

- Standard faktor for solskinnssannsynlighet på 0.5.
- 12 sektors vindretningsfordeling.
- Årlig driftstid på 7000 timer.
- Skyggekast inntreffer ikke når solen står lavere enn 3 grader over horisonten.
- Beregninger av teoretisk skyggekast er basert på drivhustilstand, det vil si at bygningene ikke har én bestemt retning mot turbinene og at mottakeren har vinduer i alle retninger. Mottakeren er angitt som en vertikal flate på 2x2 m hevet 2 meter over bakken.

Terrengets høydeprofil, høyde for skyggekastmottaker og skjermingseffekten av mellomliggende terreng er hensyntatt i beregningene. Det er benyttet en terrengmodell med 10 m oppløsning (DTM

data fra Statens kartverk). Det tas i beregningene ikke direkte hensyn til innflytelsen av skog og trær. Enkelte skyggekastmottakere kan dermed i realiteten være skjult bak skog, mens beregningene feilaktig viser at bygget vil bli påvirket av skyggekast.

Skyggekastmottakerne er lokalisert basert på N50 kartdata fra Statens Kartverk, men justert i henhold til flyfoto og befaring av området. Samtlige skyggekast-sensitive bygg som ligger inntil 1500 m fra nærmeste vindturbiner er inkludert i beregningene, dette omfatter 32 bygninger.

2.3 Turbindata

Skyggekastberegningene er utført for et aktuelt utbyggingsalternativ med 12 vindturbiner med rotordiameter 158 meter og en navhøyde på 121 meter. Dette gir et konservativt estimat på skyggekastbelastningen, da bruken av en mindre rotor vil redusere virkningene (gitt at totalhøyden er den samme).

I henhold til gjeldende retningslinje er det lagt til grunn en årlig driftstid på 7000 timer i beregningene. Retningsfordeling av driftstimene er basert på 3 år med lokale vindmålinger fra en nærliggende 50 m høy målemast (mast 4808), ekstrapolert til en 20-års tidsperiode med referansedata fra datasettet EMDConWX. Fordeling av driftstimer basert på de langtidskorrigerede vinddataene er vist i Tabell 1. Kun vinddata innenfor turbinens operasjonelle rekkevidde er inkludert.

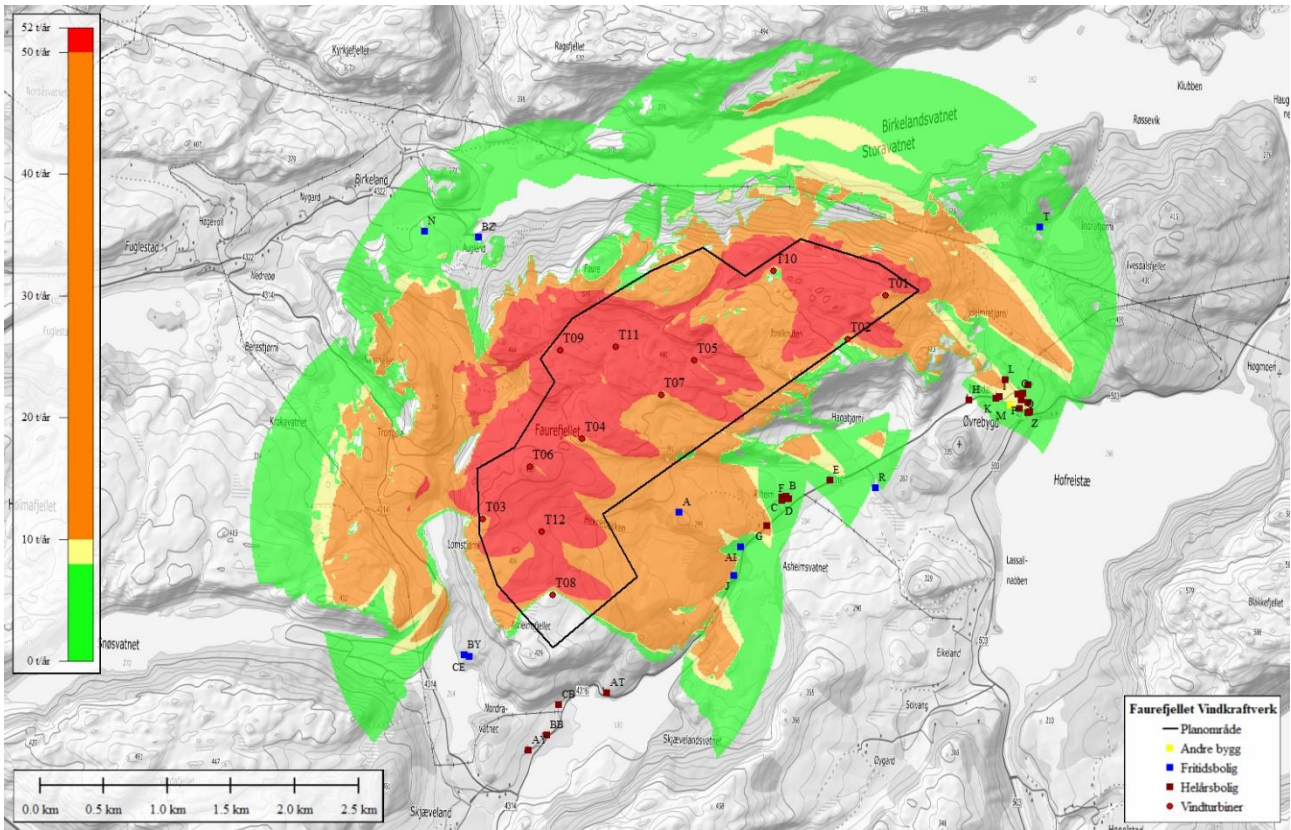
Tabell 1 – Retningsfordeling av driftstimer for turbinene

	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
Driftstimer	195	96	156	656	1032	1005	595	463	364	419	748	1272	7000

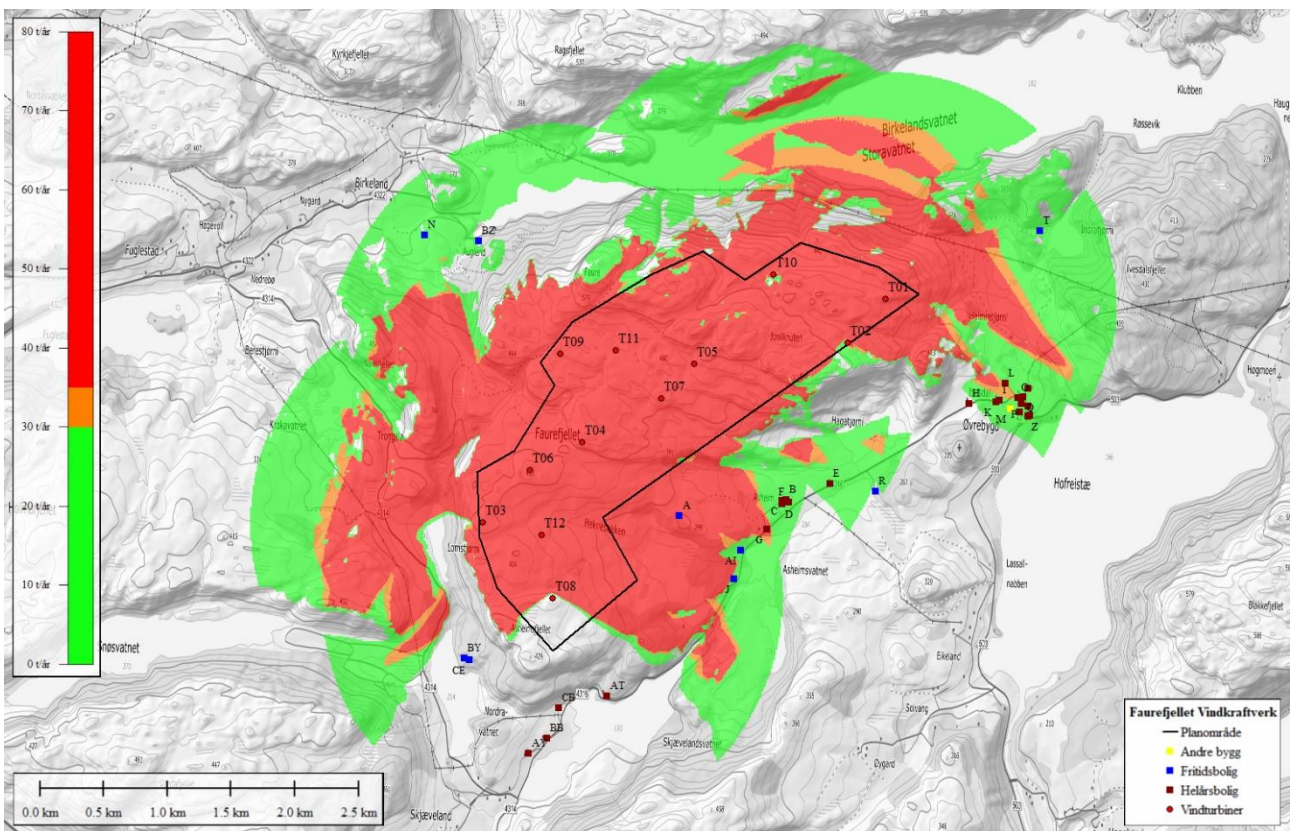
3 Resultater

3.1 Beregnet omfang av skyggekast

Resultatet av skyggekastberegningene for aktuelt utbyggingsalternativ er i presentert i form av skyggekastkart for sannsynlig skyggekast (Figur 3) og teoretisk maksimalt skyggekast (Figur 4). Områder som ventes å oppleve skyggekast er fargelagt. Grønne områder er områder som er eksponert for skyggekast, men hvor omfanget er under nåværende grenseverdi. Skyggekastomfanget i gule, oransje og røde områder er eksponert over anbefalt grenseverdi i retningslinjen fra NVE. Helårsboliger er markert med mørkerøde firkanter, fritidsboliger med blå firkanter og annen bebyggelse med skyggekastfølsomt bruk er markert med gule firkanter.



Figur 3 – Skyggecastkart for sannsynlig skyggecast (t/år) fra Faurefjellet Vindkraftverk



Figur 4 – Skyggecastkart for teoretisk maksimalt skyggecast (t/år) fra Faurefjellet vindkraftverk

Beregnet omfang av skyggekast for samtlige skyggekastssensitive bygg innenfor 1500 m fra nærmeste vindturbin er presentert i Tabell 2 under. Verdier som overstiger gjeldende grenseverdier er markert med gult.

Fullstendig beregningsrapport for skyggekast er lagt ved denne rapporten som vedlegg 2.1.

Tabell 2 – Beregnet omfang av skyggekast for bebyggelse innenfor 1500 m fra nærmeste turbin

Bygg (som angitt i skyggekast-kartene)	Avstand fra turbiner	Type bygg	Adresse	Beregnet sannsynlig skyggekast	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast
	[m]			[timer/år]	[timer/år]	[minutter/dag]
A	926	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 588	18:07	66:12	00:48
B	1255	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 606	03:31	11:32	00:23
C	1234	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 592	03:46	12:19	00:23
D	1254	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 594	03:54	12:41	00:23
E	1115	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 640	06:38	21:06	00:27
F	1285	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 608	03:29	11:24	00:23
G	1309	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 552	11:43	39:19	00:25
H	1045	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 768	00:00	00:00	00:00
I	1191	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 784	08:28	27:13	00:30
J	1428	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 528	06:32	22:25	00:26
K	1182	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 786	07:32	24:11	00:30
L	1148	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 800	09:31	31:16	00:29
M	1301	Kirke	4389 Vikeså	08:01	25:42	00:28
N	1416	Fritidsbolig	Birkelandsvegen 137	05:31	17:45	00:43
O	1290	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 804	09:07	29:35	00:27
P	1336	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 811	08:57	28:56	00:27
Q	1317	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 812	07:26	24:14	00:27
R	1183	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 669	00:00	00:00	00:00
S	1316	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 814	05:15	17:17	00:26
T	1322	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 818	04:24	18:41	00:27
U	1371	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 809	08:05	25:54	00:27
V	1393	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 820	08:23	27:05	00:26
Z	1442	Helårsbolig	Gloppedalsvegen 750	07:42	24:42	00:26
AB	1449	Helårsbolig	Gloppedalsvegen 752	07:56	25:28	00:25
AI	1337	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 552	02:23	09:15	00:24
AT	875	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 368	00:00	00:00	00:00
AY	1230	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 300	00:00	00:00	00:00
BB	1094	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 310	00:00	00:00	00:00
BY	838	Fritidsbolig	Hytte ved Nordravannet	00:00	00:00	00:00
BZ	1100	Fritidsbolig	Birkelandsvegen 145	00:00	00:00	00:00
CB	860	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 334	00:00	00:00	00:00
CE	809	Fritidsbolig	Hytte ved Nordravannet	00:00	00:00	00:00

Som det fremgår av Tabell 2 vil 23 av de 32 skyggekastmottakerne være eksponert for skyggekast fra de prosjekterte turbinene. Av disse forventes 9 nabobygg å bli eksponert for faktisk skyggekast

over anbefalt grenseverdi på 8 timer per år, mens 3 av disse forventes å bli eksponert for teoretisk maksimalt skyggekast over grenseverdien på 30 timer per år. Teoretisk maksimalt skyggekast vil overskride 30 minutter per dag for 2 av nabobyggene.

3.2 Sammenligning med tidligere resultater

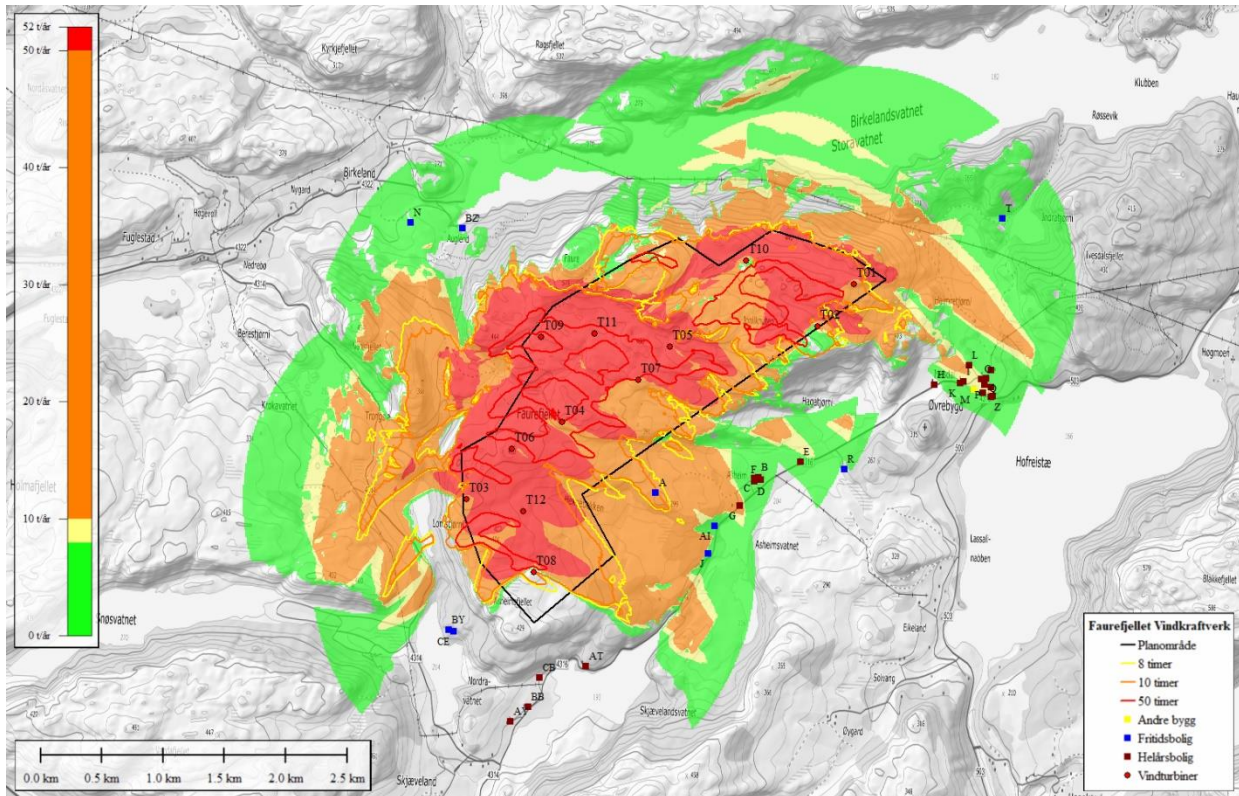
Omfang og konsekvenser av skyggekast fra turbiner i Faurefjellet vindkraftverk er tidligere vurdert i en fagrapport [2] i forbindelse med konsekvensutredningen for prosjektet i 2010. På bakgrunn av teknologiutviklingen som har vært de senere årene består dagens aktuelle utbyggingsløsning av færre, men større turbiner enn det som var aktuelt tidligere.

Mens hovedalternativet fra 2010 bestod av 20 2.3MW-turbiner med 71 m rotordiameter og en totalhøyde på 120.5 m, består gjeldende utbyggingsløsning i dag av 12 turbiner med rotordiameter i størrelsesorden 153 ± 5 m og totalhøyde på 200 m.

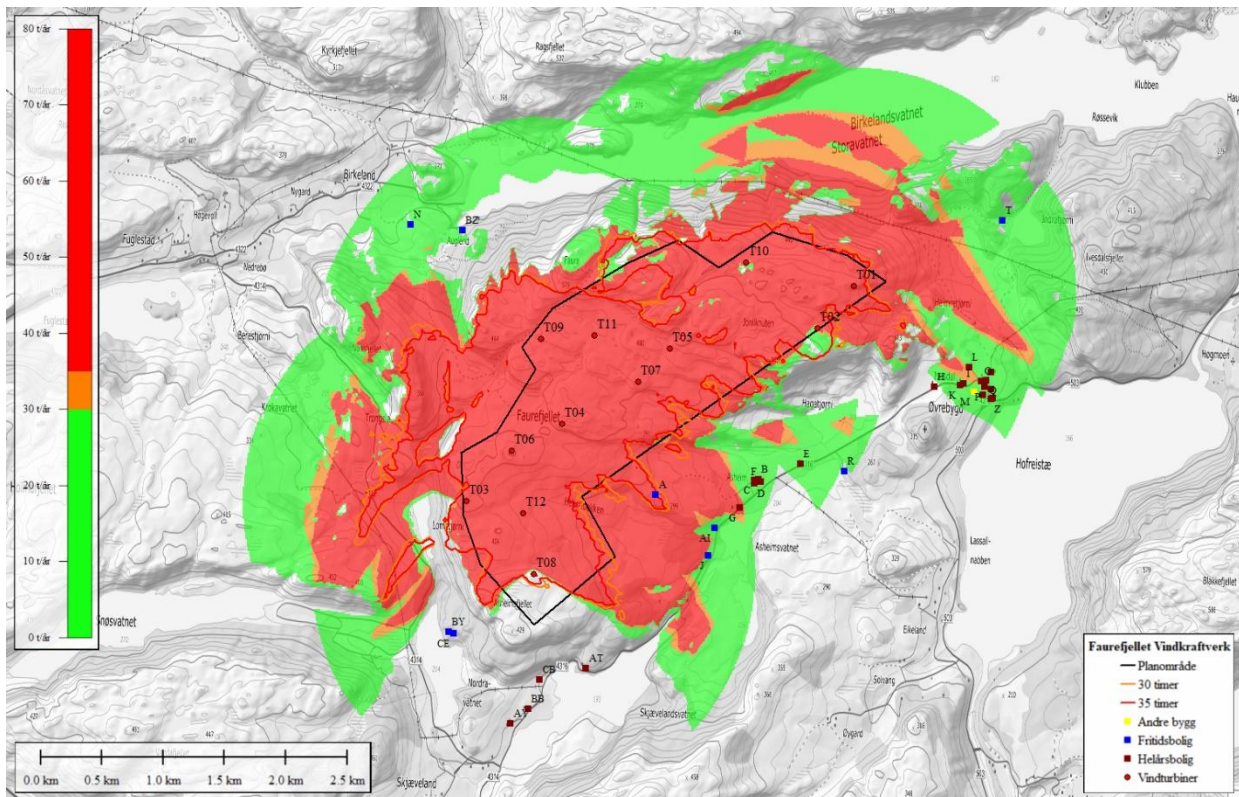
Beregnete verdier av skyggekast oppgitt i fagrapporten fra 2010 er ikke direkte sammenlignbare med de oppdaterte resultatene på grunn av forskjeller i datagrunnlaget som er benyttet, samt endret beregningsmetodikk. Eksempelvis benyttes det nå en mer konservativ sannsynlighet for solskinn på 0.5, sammenliknet med faktiske data fra nærliggende meteorologiske stasjoner som ble benyttet tidligere. Dette innebærer at resultatene som fremkommer er konservative.

For å kunne vurdere de endrede virkningene er omfang av skyggekast for utbyggingsløsningen fra 2010 beregnet i henhold til dagens retningslinje. Resultatene er presentert i form av skyggekastkart for sannsynlig skyggekast i Figur 5 og teoretisk maksimalt skyggekast i Figur 6, hvor omfang av skyggekast fra dagens utbyggingsløsning er markert med fargelagte områder, mens linjene på kartet viser omfang av skyggekast fra utbyggingsløsningen fra 2010.

Beregnet omfang av skyggekast for samtlige skyggekastutsatte bygg er også sammenliknet med beregninger basert på den tidligere utbyggingsløsningen i Tabell 3.



Figur 5 – Beregnet sannsynlig skyggekast ("Real case") for dagens utbyggingsløsning (fargelagte områder) versus tidligere utbyggingsløsning (fargede linjer)



Figur 6 – Beregnet sannsynlig skyggekast ("Worst case") for dagens utbyggingsløsning (fargelagte områder) versus tidligere utbyggingsløsning (fargede linjer)

Tabell 3 – Sammenligning av beregnet skyggekast – Tidligere vs dagens aktuelle utbyggingsløsning

Bygg (som angitt i skyggekast kartene)	Sted	Tidligere layout (20x2.3MW)			Aktuell layout (12x5.5MW)		
		Beregnet sannsynlig skyggekast	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast	Beregnet sannsynlig skyggekast	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast
		[timer/år]	[timer/år]	[minutter/dag]	[timer/år]	[timer/år]	[minutter/dag]
A	Asheim	12:06	40:40	00:37	18:07	66:12	00:48
B	Asheim	01:47	05:53	00:13	03:31	11:32	00:23
C	Asheim	01:55	06:18	00:13	03:46	12:19	00:23
D	Asheim	01:55	06:18	00:13	03:54	12:41	00:23
E	Asheim	02:04	06:37	00:13	06:38	21:06	00:27
F	Asheim	01:44	05:42	00:13	03:29	11:24	00:23
G	Asheim	02:38	08:28	00:13	11:43	39:19	00:25
H	Ivesdal	01:42	05:37	00:13	00:00	00:00	00:00
I	Ivesdal	00:50	02:47	00:11	08:28	27:13	00:30
J	Asheim	00:36	02:11	00:12	06:32	22:25	00:26
K	Ivesdal	00:54	03:00	00:12	07:32	24:11	00:30
L	Ivesdal	01:15	04:06	00:11	09:31	31:16	00:29
M	Ivesdal	00:00	00:00	00:00	08:01	25:42	00:28
N	Birkeland	00:44	02:30	00:12	05:31	17:45	00:43
O	Ivesdal	00:00	00:00	00:00	09:07	29:35	00:27
P	Ivesdal	00:00	00:00	00:00	08:57	28:56	00:27
Q	Ivesdal	01:08	03:39	00:10	07:26	24:14	00:27
S	Ivesdal	02:42	08:40	00:12	05:15	17:17	00:26
T	Indratjørni	00:25	01:48	00:11	04:24	18:41	00:27
U	Ivesdal	00:00	00:00	00:00	08:05	25:54	00:27
V	Ivesdal	00:01	00:04	00:02	08:23	27:05	00:26
Z	Ivesdal	00:00	00:00	00:00	07:42	24:42	00:26
AB	Ivesdal	00:00	00:00	00:00	07:56	25:28	00:25
AI	Asheim	00:28	01:52	00:11	02:23	09:15	00:24

Som det fremgår av skyggekastkartene og verdiene i Tabell 3 medfører den økte rotorstørrelsen en signifikant økning i omfang av skyggekast for nærliggende bebyggelse. Særlig gjelder dette bebyggelse i Ivesdal og enkelte bygg på Asheim. Det er imidlertid viktig å påpeke at omfanget av skyggekast for flertallet av de berørte byggene er moderat og at nivået med enkle tiltak vil ligge innenfor anbefalt grenseverdi.

3.3 Forslag til avbøtende tiltak

For bebyggelse hvor skyggekastbelastningen er beregnet å ligge over anbefalte grenseverdier må det gjøres tiltak for å redusere omfang av skyggekast til akseptabelt nivå.

Et eksempel på avbøtende tiltak kan være å benytte styring av spesifikke turbiner der turbinene blir stengt ned i perioder der det finnes risiko for at det vil oppstå skyggekast på bygningene der det er forventet overskridelse.

Beregningene som er utført viser at 10 av 12 turbiner i perioder vil medføre skyggekast for nærliggende bebyggelse, med størst bidrag fra turbinene T02, T04, T08 og T12. Det er derfor i hovedsak disse turbinene som vil kreve turbinstyring.

For ett av byggene, nabobygg A, er det inngått en minnelig avtale mellom tiltakshaver og eier. For de øvrige byggene er det satt opp et forslag til nedstengingsplan som vil redusere omfang av faktisk skyggekast under gjeldende grenseverdi. Forventet omfang av skyggekast som følge av foreslått avbøtende tiltak er presentert i Tabell 4 under. En mer nøyaktig beskrivelse av antall timer vindturbinene er nedstengt vises i vedlegg 2.2.

Tabell 4 – Forventet skyggekast for eksponerte nabobygg etter forslag til avbøtende tiltak

Bygg (som angitt i skyggekast-kartene)	Avstand fra turbiner [m]	Type bygg	Adresse	Beregnet sannsynlig skyggekast [timer/år]	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast [timer/år]	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast [minutter/dag]
B	1255	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 606	03:31	11:32	00:23
C	1234	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 592	03:46	12:19	00:23
D	1254	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 594	03:54	12:41	00:23
E	1115	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 640	06:38	21:06	00:27
F	1285	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 608	03:29	11:24	00:23
G	1309	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 552	07:52	25:05	00:25
I	1191	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 784	05:09	16:35	00:30
J	1428	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 528	06:32	22:25	00:26
K	1182	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 786	05:22	17:14	00:30
L	1148	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 800	05:59	19:41	00:16
M	1301	Kirke	4389 Vikeså	06:41	21:27	00:28
N	1416	Fritidsbolig	Birkelandsvegen 137	05:31	17:45	00:43
O	1290	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 804	02:21	07:39	00:17
P	1336	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 811	04:08	13:23	00:20
Q	1317	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 812	00:00	00:00	00:00
S	1316	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 814	02:46	09:08	00:22
T	1322	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 818	04:24	18:41	00:27
U	1371	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 809	06:56	22:14	00:26
V	1393	Helårsbolig	Skjævelandsvegen 820	04:16	13:48	00:17
Z	1442	Helårsbolig	Gloppedalsvegen 750	07:03	22:37	00:25
AB	1449	Helårsbolig	Gloppedalsvegen 752	06:49	21:52	00:24
AI	1337	Fritidsbolig	Skjævelandsvegen 552	01:59	07:42	00:24

Foreslåtte tiltak vil påvirke produksjonen i anlegget, ettersom turbinene må stenges ned i korte perioder. Beregning basert på årsproduksjon per turbin og tilhørende omfang av turbinans viser at foreslåtte tiltak vil kunne medføre et produksjonstap i størrelsesorden 0.1 %. Det påpekes at dette er et konservativt forslag til nedstengingsplan, og at faktiske tap sannsynligvis vil bli mindre.

Planen for nedstenging av turbiner er satt opp basert på omfang av sannsynlig skyggekast. Som det fremgår av tabellen, er forventet omfang av teoretisk maksimalt skyggekast per dag over grenseverdien på 30 minutter for ett nabobygg (N). Det påpekes at endelig tidsperiode med nedstenging av turbiner vil være avhengig av de faktiske solskinnsforholdene i området. For å sikre at grenseverdiene i retningslinjen er overholdt vil det benyttes et overvåkingssystem for skyggekast i anlegget. Dette systemet vil stilles inn slik at faktisk skyggekast holdes innenfor 8 timer per år og 30 minutter per dag for samtlige nabobygg med skyggekastsensitivt bruk, med unntak hvor det er inngått eventuelle minnelige avtaler med eier.

3.4 Konklusjon

Forventet omfang av skyggekast fra vindturbinene på Faurefjellet er beregnet til å overstige gjeldende grenseverdi for faktisk skyggekast (8 timer per år) for 9 nabobygg. Økningen i skyggekastomfang fra tidligere konsekvensutredede utbyggingsløsningen fra 2010 er signifikant, men det påpekes at for flertallet av byggene er overskridelsen av grenseverdien liten og skyggekastbelastningen kan med enkle tiltak reduseres slik at denne er i tråd med gjeldende retningslinje.

Ved nedstenging av turbiner i korte perioder vil omfanget av skyggekast reduseres slik at retningslinjen overholdes. Dette kan gjøres ved installasjon av et overvåkingssystem som stenger ned vindturbiner i tilfeller hvor skyggekast inntreffer.

Med foreslåtte avbøtende tiltak anses omfanget av skyggekast fra vindturbinene i Faurefjellet vindkraftverk å være innenfor gjeldende grenseverdier.

4 Referanser

- [1] Skyggekast fra vindkraftverk. Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis, NVE, 2014
- [2] Fagrapport - Skyggekast - Faurefjell Vindpark, Jærconsult AS, Revisjon A - 05.01.2010.
- [3] WindPRO Manual. SHADOW-Module, EMD International A/S
<http://www.emd.dk/windpro/windpro-modules/environment-modules/shadow/>

Vedlegg 1.1 – Turbinposisjoner

Tabell 5 – Turbinposisjoner – utbyggingsløsning med 12 turbiner

Turbinnr.	Koordinater (UTM sone 32, WGS 84)		Høyde [m.o.h.]
	X	Y	Z
T01	334390	6509650	475
T02	334090	6509310	475
T03	331231	6507903	415
T04	332010	6508530	440
T05	332886	6509143	458
T06	331602	6508313	420
T07	332634	6508870	440
T08	331778	6507306	389
T09	331842	6509220	439
T10	333510	6509840	455
T11	332273	6509247	445
T12	331695	6507803	353

Project:
Faurefjellet_32

Licensed user:
Meventus AS
 Kongsgård Allé 59
 NO-4632 Kristiansand
 +47 3860 7115
 Data / data@meventus.com
 Calculated:
 25.09.2019 15:38/3.2.743

SHADOW - Main Result

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 3 °
 Day step for calculation 1 days
 Time step for calculation 1 minutes

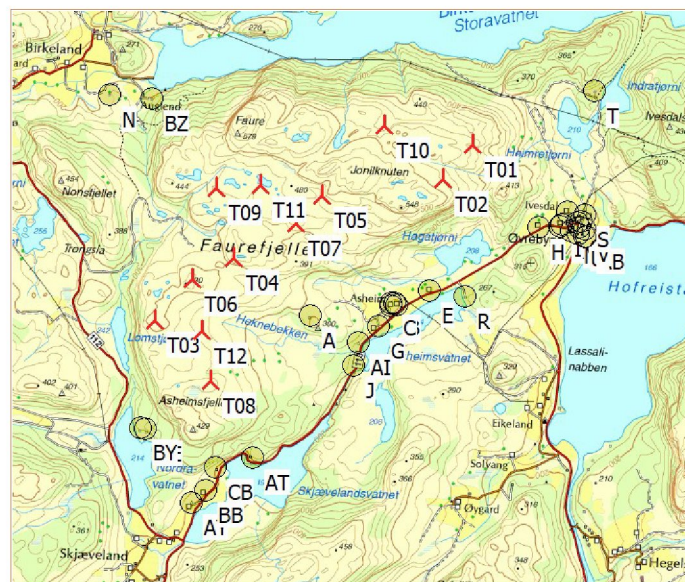
Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50

Operational time
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
 195 96 156 656 1,032 1,005 595 463 364 419 748 1,272 7,001

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
 Height contours used: DTM_10x10m
 Obstacles used in calculation
 Eye height for map: 1.5 m
 Grid resolution: 1.0 m

All coordinates are in
 UTM (north)-WGS84 Zone: 32

WTGs



Scale 1:75,000
 ▲ New WTG ● Shadow receptor

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
T01	334,390	6,509,650	474.6	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T02	334,090	6,509,310	475.3	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T03	331,231	6,507,903	414.7	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T04	332,010	6,508,530	440.3	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T05	332,886	6,509,143	458.2	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T06	331,602	6,508,313	420.1	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T07	332,634	6,508,870	440.3	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T08	331,778	6,507,306	389.0	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T09	331,842	6,509,220	438.7	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T10	333,510	6,509,840	454.8	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T11	332,273	6,509,247	445.1	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T12	331,695	6,507,803	352.7	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0

Shadow receptor-Input

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
A	332,771	6,507,954	292.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
B	333,610	6,508,081	220.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
C	333,576	6,508,073	220.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
D	333,578	6,508,044	220.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
E	333,953	6,508,203	213.9	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
F	333,629	6,508,057	220.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
G	333,454	6,507,850	216.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
H	335,040	6,508,832	225.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
I	335,278	6,508,857	218.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
J	333,198	6,507,458	211.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
K	335,255	6,508,845	220.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
L	335,328	6,508,988	216.2	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
M	335,367	6,508,791	215.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
N	330,776	6,510,152	210.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
O	335,425	6,508,880	211.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
P	335,449	6,508,835	209.5	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Q	335,463	6,508,887	209.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0

To be continued on next page...

Vedlegg 2.1 - Beregningsrapport Skyggekast

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

25.09.2019 15:38/3.2.743

SHADOW - Main Result

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

...continued from previous page

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation	Slope of	Direction mode	Eye height
						a.g.l.	window		(ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
R	334,309	6,508,148	202.9	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
S	335,506	6,508,953	207.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
T	335,600	6,510,183	219.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
U	335,437	6,508,765	208.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
V	335,503	6,508,812	204.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Z	335,501	6,508,731	197.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AB	335,517	6,508,740	197.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AI	333,251	6,507,684	214.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AT	332,203	6,506,541	204.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AY	331,587	6,506,091	206.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BB	331,736	6,506,213	204.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BY	331,084	6,506,836	237.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BZ	331,195	6,510,109	197.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
CB	331,826	6,506,447	204.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
CE	331,128	6,506,824	238.5	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	66:12	148	0:48	18:07
B	11:32	40	0:23	3:31
C	12:19	41	0:23	3:46
D	12:41	42	0:23	3:54
E	21:06	57	0:27	6:38
F	11:24	39	0:23	3:29
G	39:19	123	0:25	11:43
H	0:00	0	0:00	0:00
I	27:13	63	0:30	8:28
J	22:25	70	0:26	6:32
K	24:11	58	0:30	7:32
L	31:16	90	0:29	9:31
M	25:42	63	0:28	8:01
N	17:45	40	0:43	5:31
O	29:35	83	0:27	9:07
P	28:56	78	0:27	8:57
Q	24:14	78	0:27	7:26
R	0:00	0	0:00	0:00
S	17:17	52	0:26	5:15
T	18:41	60	0:27	4:24
U	25:54	66	0:27	8:05
V	27:05	80	0:26	8:23
Z	24:42	66	0:26	7:42
AB	25:28	69	0:25	7:56
AI	9:15	30	0:24	2:23
AT	0:00	0	0:00	0:00
AY	0:00	0	0:00	0:00
BB	0:00	0	0:00	0:00
BY	0:00	0	0:00	0:00
BZ	0:00	0	0:00	0:00
CB	0:00	0	0:00	0:00
CE	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
T01	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (775)	11:35	2:47
T02	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (776)	80:42	24:21
T03	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (777)	9:32	2:44
T04	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (778)	41:47	12:59
T05	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (779)	0:00	0:00

To be continued on next page...

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

25.09.2019 15:38/3.2.743

SHADOW - Main Result

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

...continued from previous page

No.	Name		Worst case [h/year]	Expected [h/year]
T06	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (780)		22:36	6:56
T07	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (781)		21:06	6:38
T08	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (782)		41:51	10:21
T09	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (783)		10:42	3:18
T10	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (784)		0:00	0:00
T11	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (785)		7:03	2:13
T12	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (786)		37:24	10:43

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.



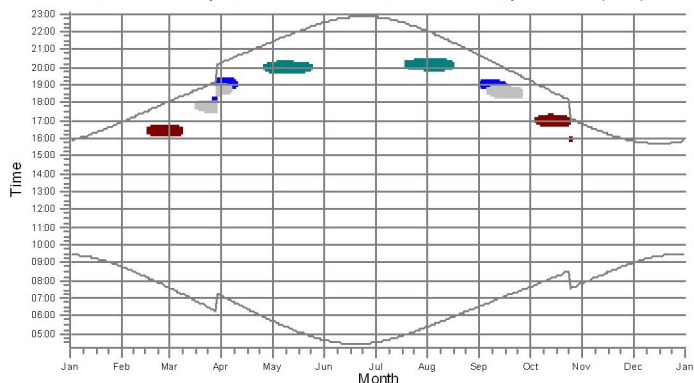
Project:
Faurefjellet_32

Licensed user:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com
Calculated:
25.09.2019 15:38/3.2.743

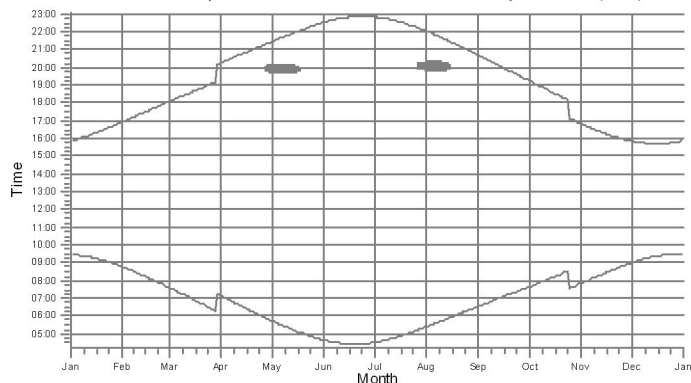
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

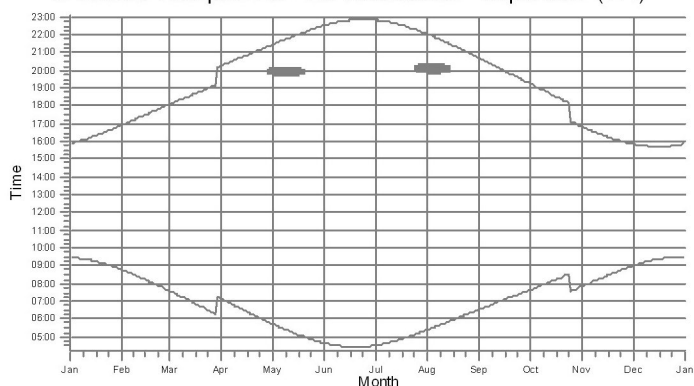
A: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (172)



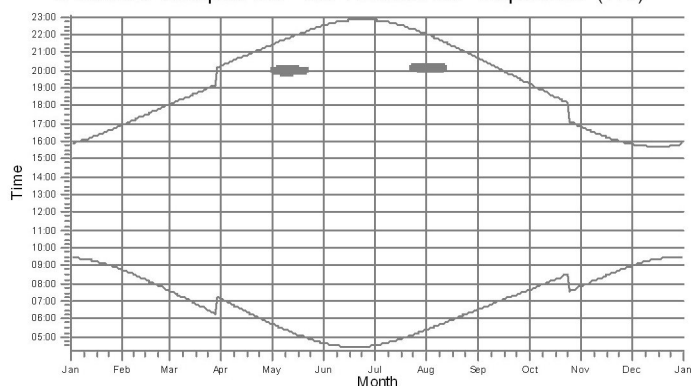
B: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (173)



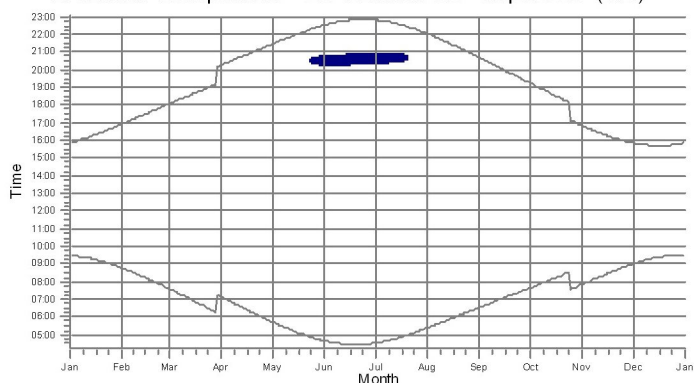
C: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (174)



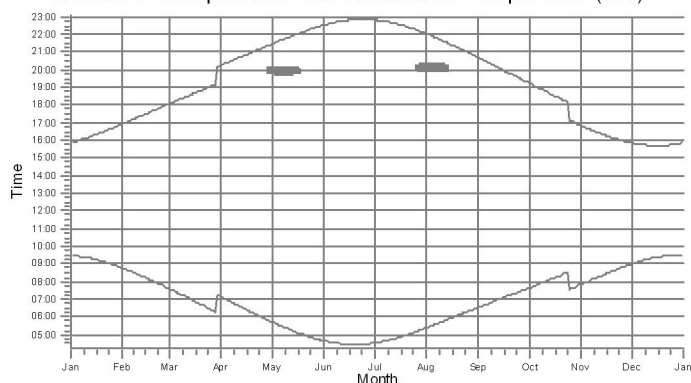
D: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (175)



E: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (176)



F: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (177)



WTGs

- T03: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (777)
- T04: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (778)
- T06: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (780)

- T07: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (781)
- T08: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (782)
- T12: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (786)

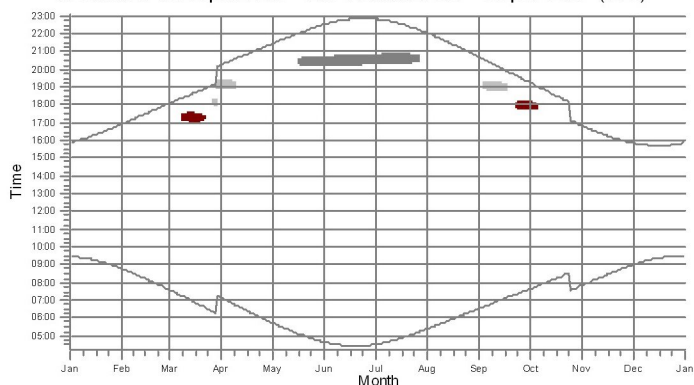
Project:
Faurefjellet_32

Licensed user:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com
Calculated:
25.09.2019 15:38/3.2.743

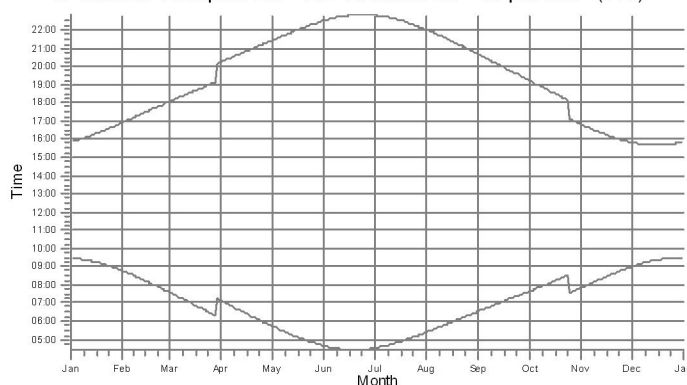
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

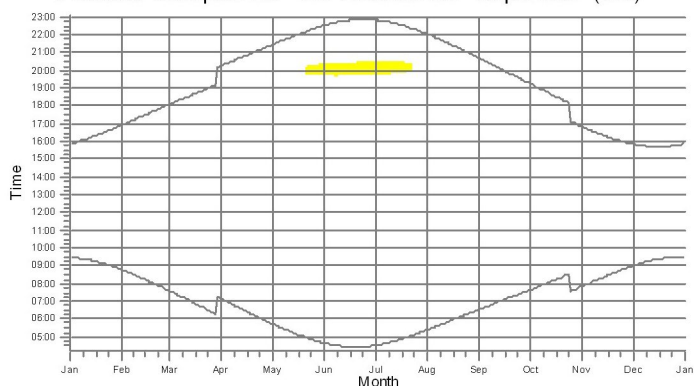
G: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (178)



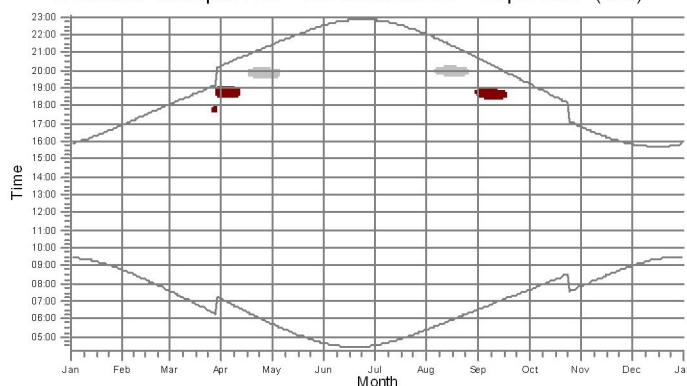
H: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (179)



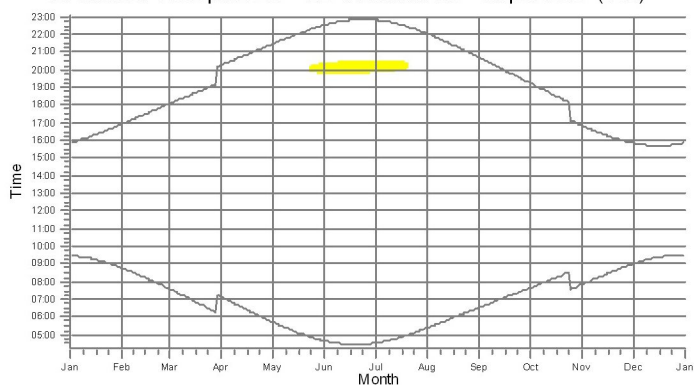
I: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (180)



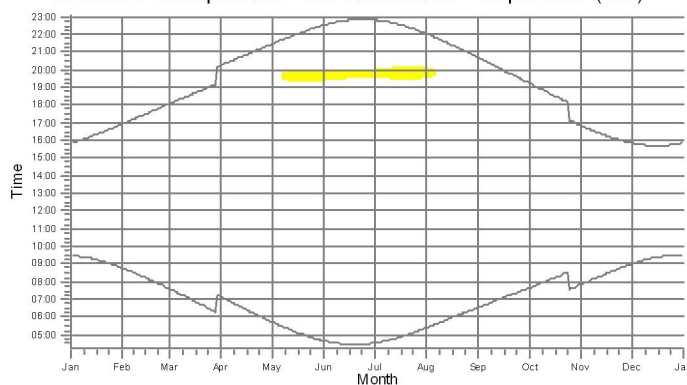
J: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (181)



K: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (182)



L: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (183)



WTGs

T02: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (776)
 T04: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (778)

T08: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (782)
 T12: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (786)

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

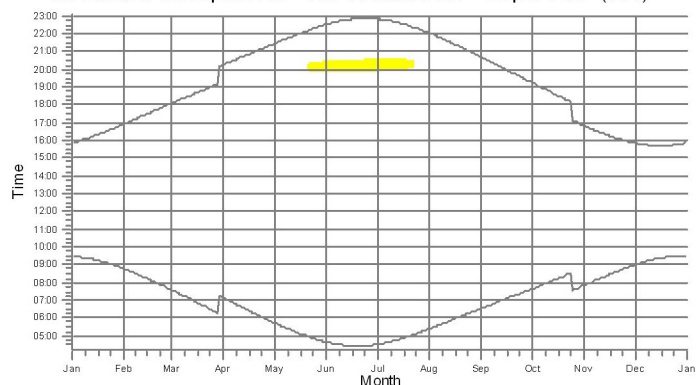
Calculated:

25.09.2019 15:38/3.2.743

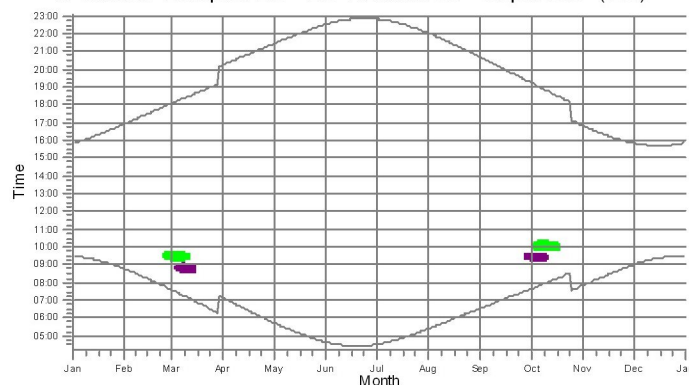
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

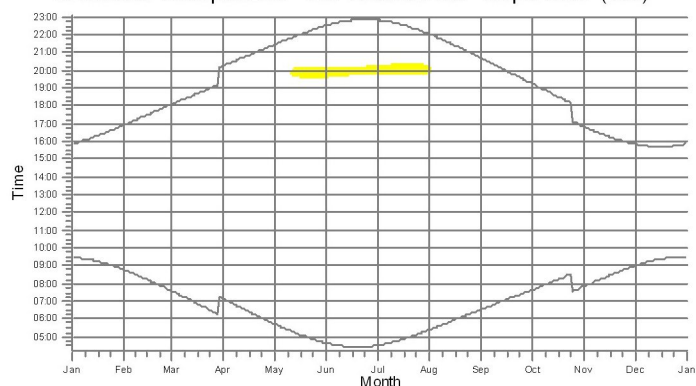
M: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (184)



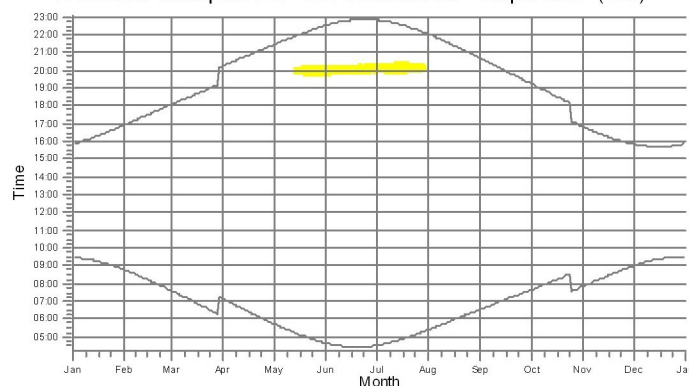
N: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (185)



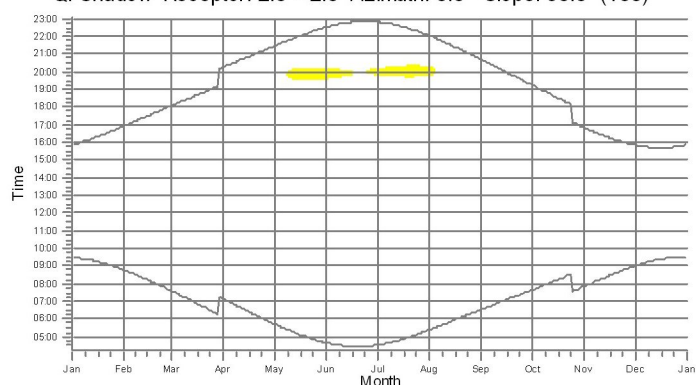
O: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (186)



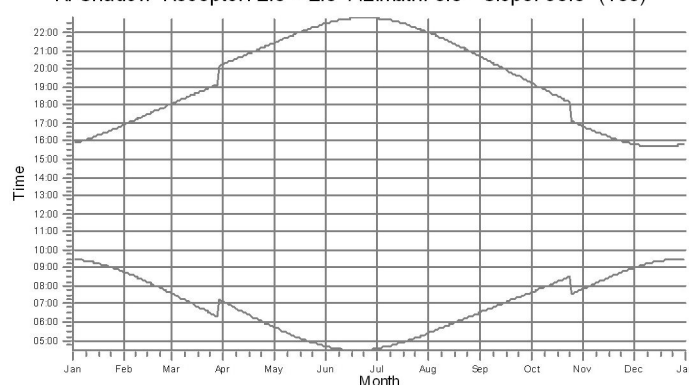
P: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (187)



Q: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (188)



R: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (189)



WTGs

T02: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IO! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (776)

T09: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IO! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (783)

T11: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IO! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (785)

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

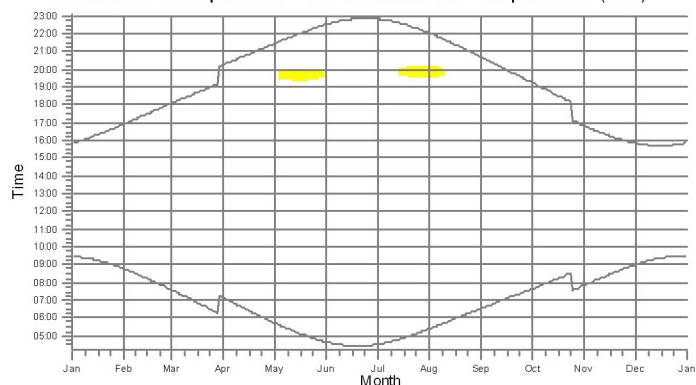
Calculated:

25.09.2019 15:38/3.2.743

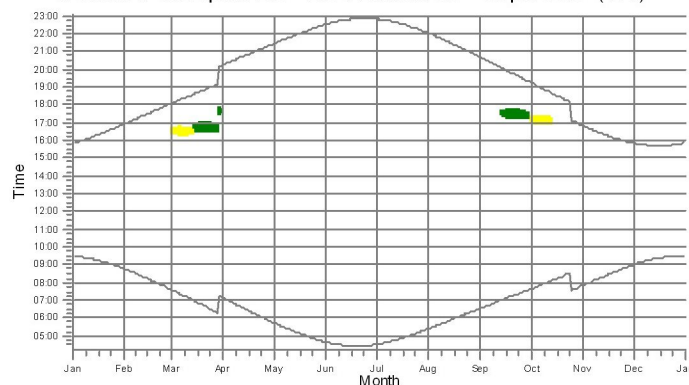
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

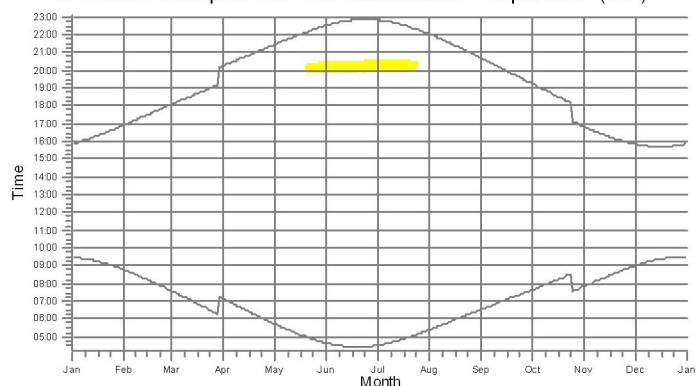
S: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (190)



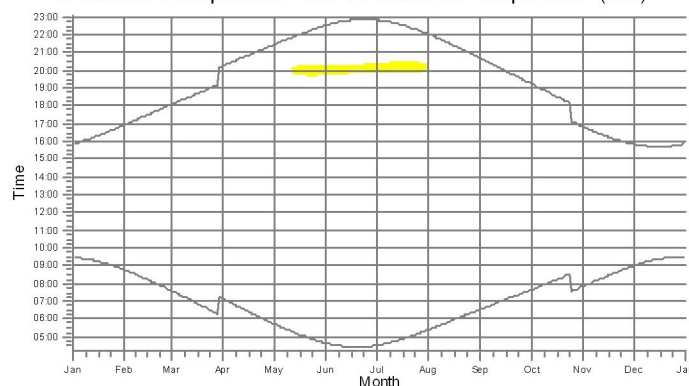
T: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (191)



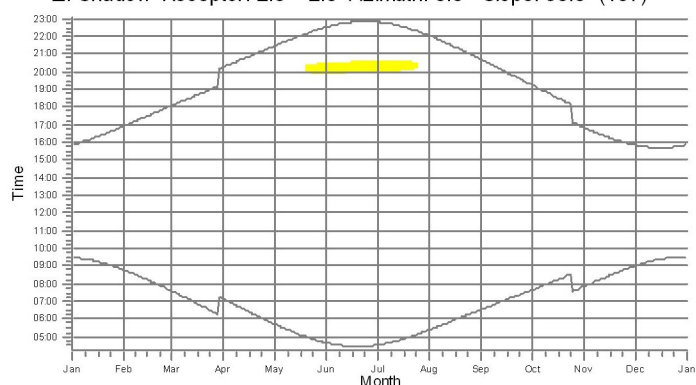
U: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (192)



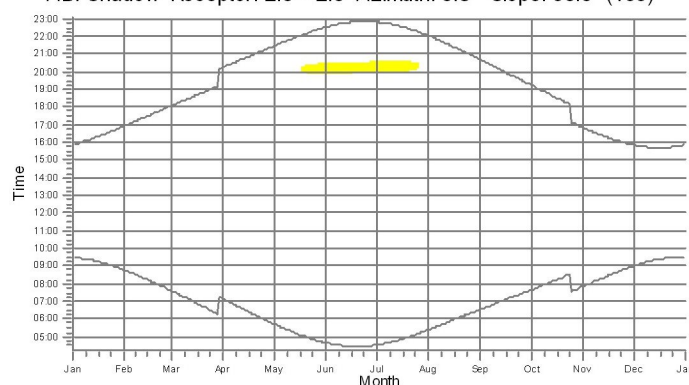
V: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (193)



Z: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (197)



AB: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (199)



WTGs

■ T01: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (775)

■ T02: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (776)

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

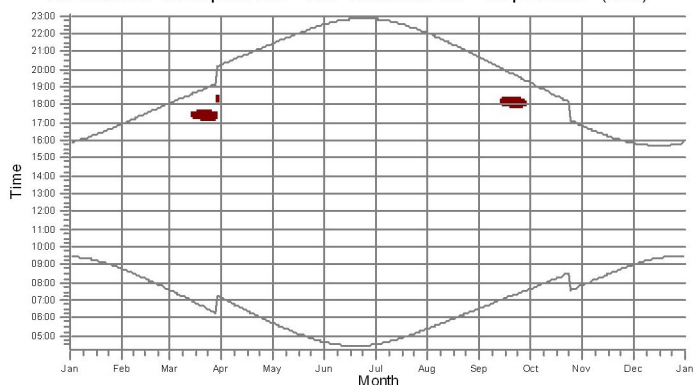
Calculated:

25.09.2019 15:38/3.2.743

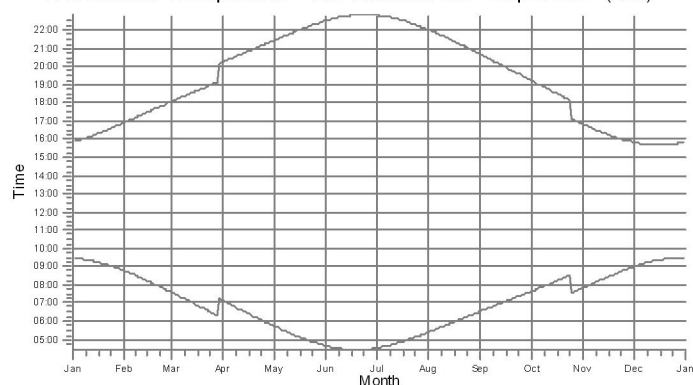
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

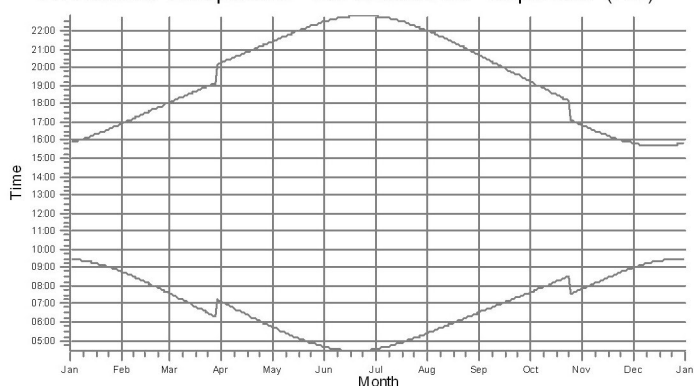
AI: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (206)



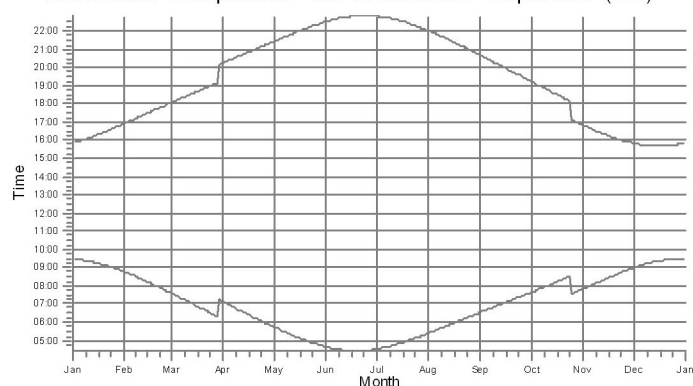
AT: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (217)



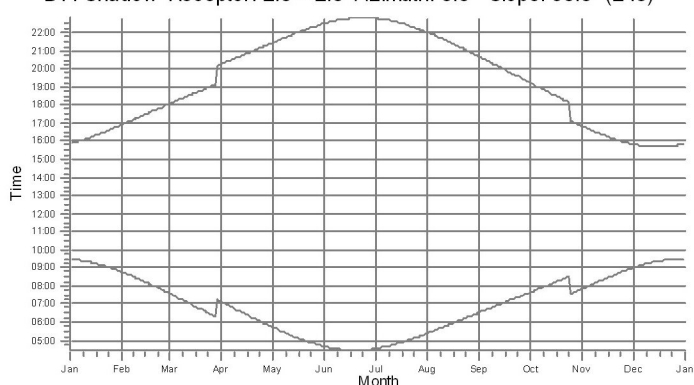
AY: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (222)



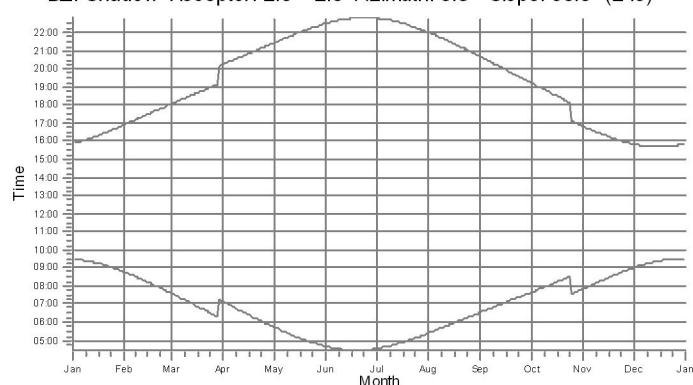
BB: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (225)



BY: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (248)



BZ: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (249)



WTGs

T08: GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 IOI hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (782)

Vedlegg 2.1 - Beregningsrapport Skyggekast

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

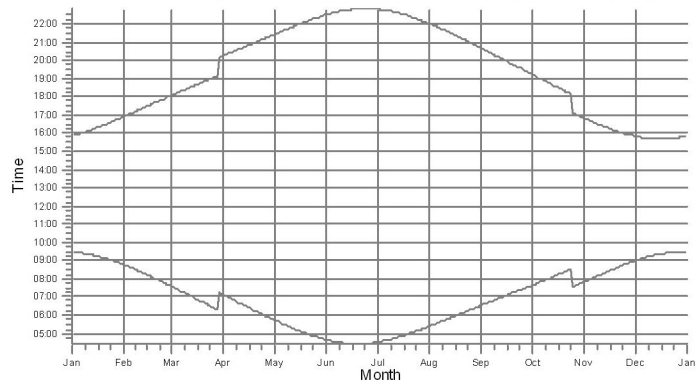
Calculated:

25.09.2019 15:38/3.2.743

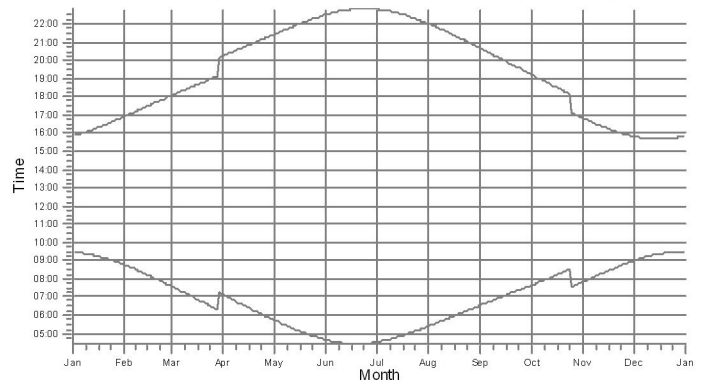
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH

CB: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (251)



CE: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (254)



WTGs

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS
 Kongsgård Allé 59
 NO-4632 Kristiansand
 +47 3860 7115
 Data / data@meventus.com
 Calculated:
 25.09.2019 13:55/3.2.743

SHADOW - Main Result

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH_Curt

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 3 °
 Day step for calculation 1 days
 Time step for calculation 1 minutes

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

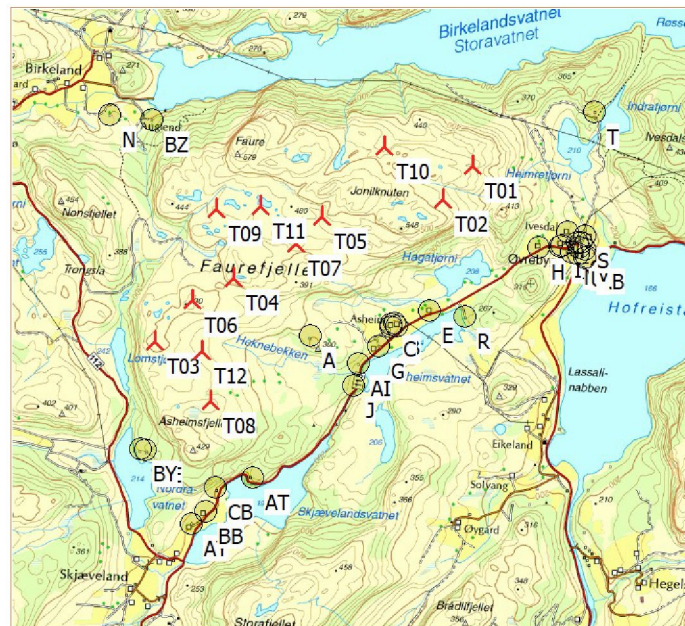
Operational time
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
 195 96 156 656 1,032 1,005 595 463 364 419 748 1,272 7,001

Flicker curtailment by stopping specific turbines

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:

Height contours used: DTM_10x10m
 Obstacles used in calculation
 Eye height for map: 1.5 m
 Grid resolution: 1.0 m

All coordinates are in
 UTM (north)-WGS84 Zone: 32



Scale 1:75,000
 ▲ New WTG ● Shadow receptor

WTGs

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
T01	334,390	6,509,650	474.6	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T02	334,090	6,509,310	475.3	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T03	331,231	6,507,903	414.7	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T04	332,010	6,508,530	440.3	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T05	332,886	6,509,143	458.2	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T06	331,602	6,508,313	420.1	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T07	332,634	6,508,870	440.3	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T08	331,778	6,507,306	389.0	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T09	331,842	6,509,220	438.7	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T10	333,510	6,509,840	454.8	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T11	332,273	6,509,247	445.1	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0
T12	331,695	6,507,803	352.7	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrus...	Yes	GE WIND ENERGY	5.5-158 Thrust 700-5,500	5,500	158.0	120.9	1,819	0.0

Shadow receptor-Input

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
A	332,771	6,507,954	292.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
B	333,610	6,508,081	220.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
C	333,576	6,508,073	220.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
D	333,578	6,508,044	220.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
E	333,953	6,508,203	213.9	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
F	333,629	6,508,057	220.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
G	333,454	6,507,850	216.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
H	335,040	6,508,832	225.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
I	335,278	6,508,857	218.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
J	333,198	6,507,458	211.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
K	335,255	6,508,845	220.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
L	335,328	6,508,988	216.2	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
M	335,367	6,508,791	215.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
N	330,776	6,510,152	210.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
O	335,425	6,508,880	211.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0

To be continued on next page...

Vedlegg 2.2 - Beregningsrapport Skyggekast (med curtailment-strategi)

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Konsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

25.09.2019 13:55/3.2.743

SHADOW - Main Result

Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH_Curt

...continued from previous page

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
P	335,449	6,508,835	209.5	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Q	335,463	6,508,887	209.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
R	334,309	6,508,148	202.9	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
S	335,506	6,508,953	207.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
T	335,600	6,510,183	219.1	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
U	335,437	6,508,765	208.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
V	335,503	6,508,812	204.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Z	335,501	6,508,731	197.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AB	335,517	6,508,740	197.0	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AI	333,251	6,507,684	214.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AT	332,203	6,506,541	204.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AY	331,587	6,506,091	206.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BB	331,736	6,506,213	204.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BY	331,084	6,506,836	237.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BZ	331,195	6,510,109	197.3	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
CB	331,826	6,506,447	204.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
CE	331,128	6,506,824	238.5	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values			
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Avoided hours per year [h/year]	Avoided days per year [days/year]	Shadow hours per year [h/year]	Avoided hours per year [h/year]
A*	66:12	148	0:48			18:07	
AB*	21:52	69	0:24	3:36		6:49	1:07
AI*	7:42	29	0:24	1:33	1	1:59	0:23
AT	0:00	0	0:00			0:00	
AY	0:00	0	0:00			0:00	
B	11:32	40	0:23			3:31	
BB	0:00	0	0:00			0:00	
BY	0:00	0	0:00			0:00	
BZ	0:00	0	0:00			0:00	
C	12:19	41	0:23			3:46	
CB	0:00	0	0:00			0:00	
CE	0:00	0	0:00			0:00	
D	12:41	42	0:23			3:54	
E	21:06	57	0:27			6:38	
F	11:24	39	0:23			3:29	
G*	25:05	71	0:25	14:14	52	7:52	3:50
H	0:00	0	0:00			0:00	
I*	16:35	61	0:30	10:38	2	5:09	3:18
J	22:25	70	0:26			6:32	
K*	17:14	57	0:30	6:57	1	5:22	2:10
L*	19:41	90	0:16	11:35		5:59	3:31
M*	21:27	63	0:28	4:15		6:41	1:19
N	17:45	40	0:43			5:31	
O*	7:39	74	0:17	21:56	9	2:21	6:45
P*	13:23	78	0:20	15:33		4:08	4:48
Q*	0:00	0	0:00	24:14	78	0:00	7:26
R	0:00	0	0:00			0:00	
S*	9:08	51	0:22	8:09	1	2:46	2:28
T	18:41	60	0:27			4:24	
U*	22:14	66	0:26	3:40		6:56	1:08
V*	13:48	80	0:17	13:17		4:16	4:06
Z*	22:37	66	0:25	2:05		7:03	0:39

* Receptors where shadow flicker is reduced by curtailment

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Stopped due to flicker curtailment [h/year]	Expected [h/year]
T01	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (775)	11:35		2:47
T02	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (776)	56:28	24:14	16:50

To be continued on next page...

Vedlegg 2.2 - Beregningsrapport Skyggekast (med curtailment-strategi)

Project:

Faurefjellet_32

Licensed user:

Meventus AS

Konsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

25.09.2019 13:55/3.2.743

SHADOW - Main Result

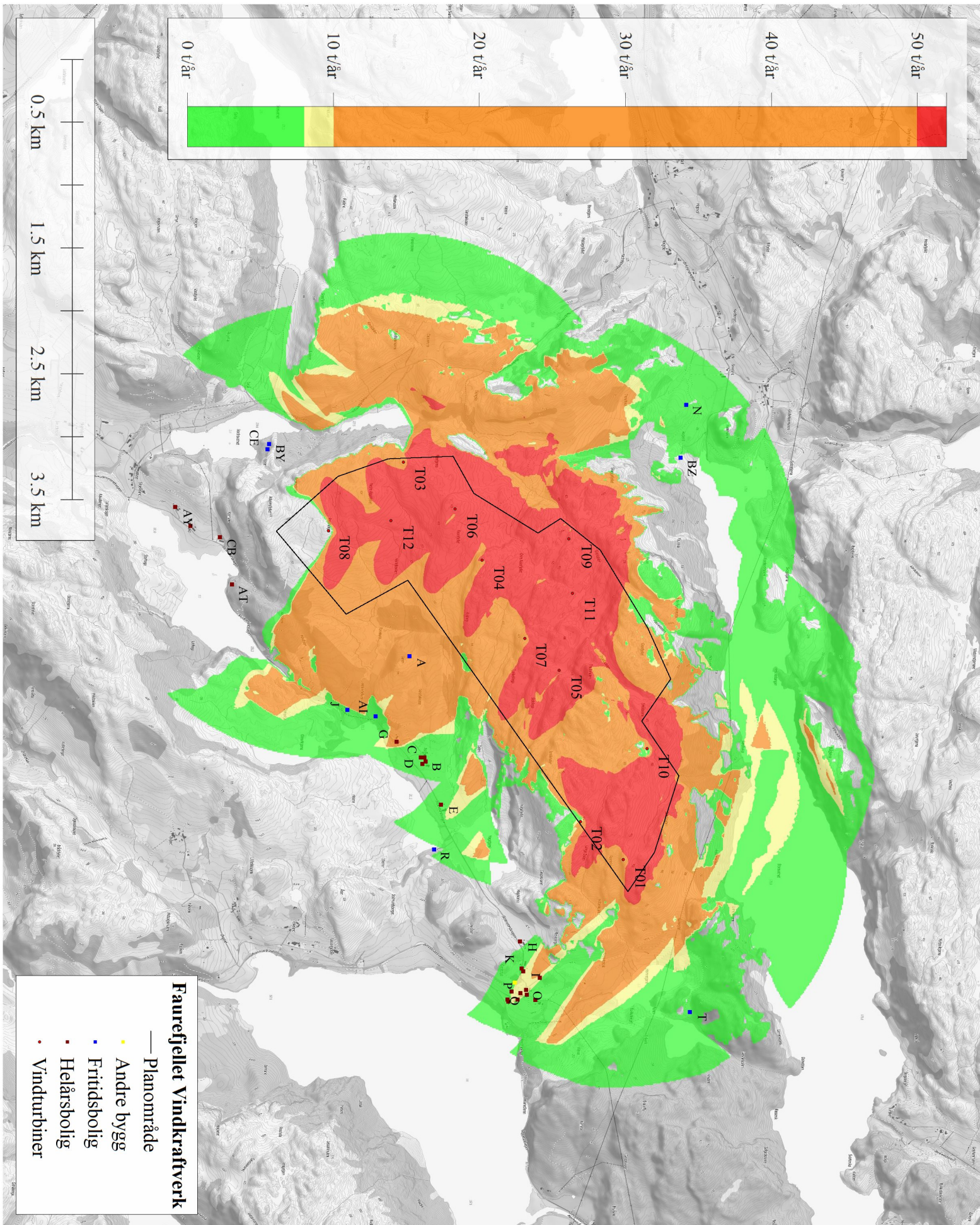
Calculation: 201909_Faurefjellet_12xGE158_5.5MW_120.9mHH_Curt

...continued from previous page

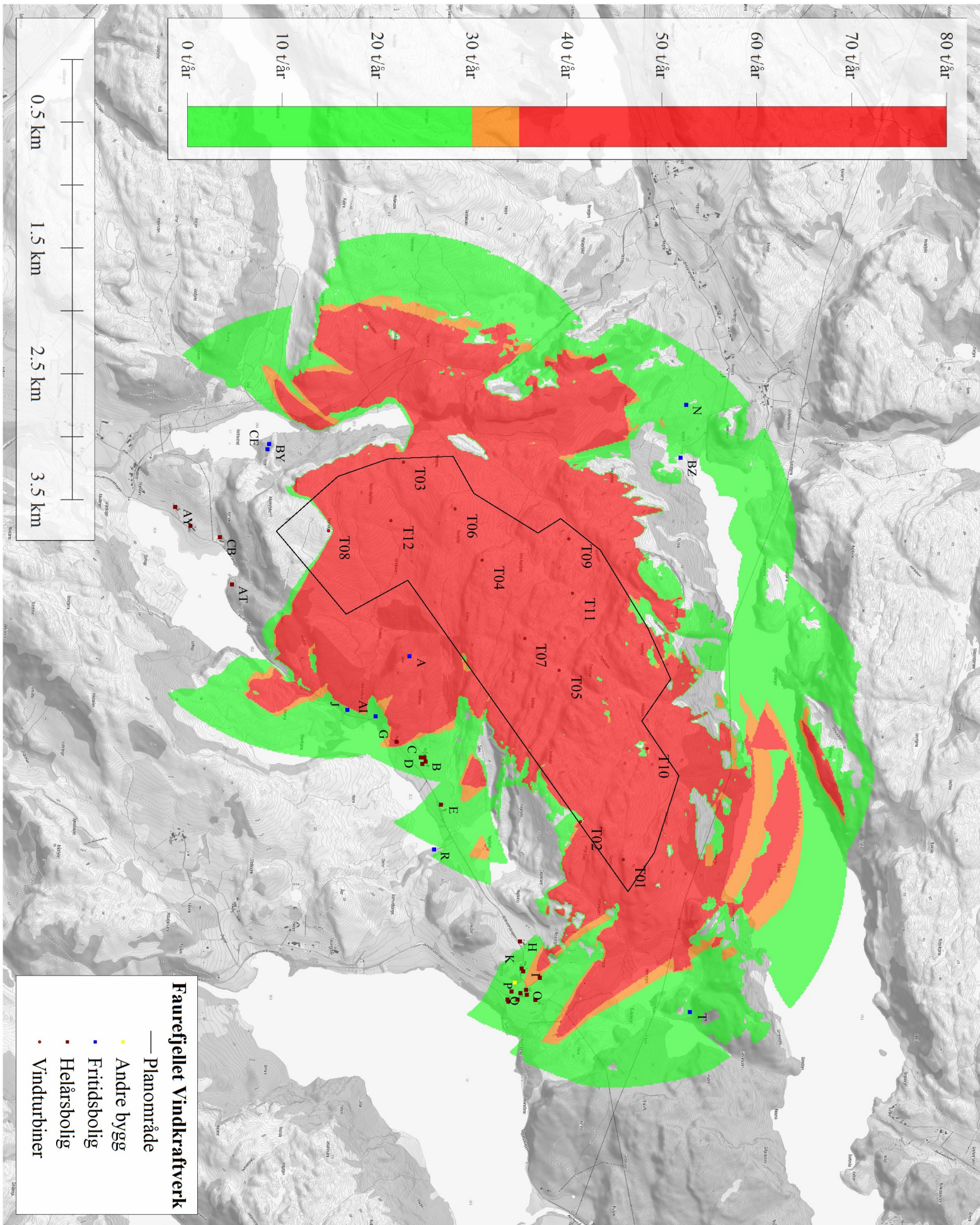
No.	Name	Worst case [h/year]	Stopped due to flicker curtailment [h/year]	Expected [h/year]
T03	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (777)	9:32		2:44
T04	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (778)	41:47		12:59
T05	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (779)	0:00		0:00
T06	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (780)	22:36		6:56
T07	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (781)	21:06		6:38
T08	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (782)	34:53	6:58	8:35
T09	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (783)	10:42		3:18
T10	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (784)	0:00		0:00
T11	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (785)	7:03		2:13
T12	GE WIND ENERGY 5.5-158 Thrust 700 5500 158.0 !O! hub: 120.9 m (TOT: 199.9 m) (786)	30:08	7:16	8:36

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Vedlegg 3.1 - Skyggekastkart for sannsynlig skyggekast



Vedlegg 3.2 - Skyggekastkart for teoretisk maksimalt skyggekast



Faurefjellet vindkraftverk: Konsekvenser for fugler med endret utbyggingsløsning



Sandnes, 3,10.2019

Toralf Tysse

Faurefjellet vindkraftverk: Konsekvenser for fugler med endret utbyggingsløsning

Ecofact rapport: 705

www.ecofact.no

Referanse til rapporten:	Tysse, T. 2019. Faurefjellet vindkraftverk: Konsekvenser for fugler med endret utbyggingsløsning. Ecofact rapport 705. 47 sider.
Nøkkelord:	Vindkraftverk, turbinstørrelse, fugler
ISSN:	ISSN 1891-5450
ISBN:	978-82-8262-703-0
Oppdragsgiver:	Norsk Vind Faurefjellet
Prosjektleder hos Ecofact AS:	Toralf Tysse
Prosjektmedarbeidere:	
Kvalitetssikret av:	Sina Thu Randulff
Forside:	

www.ecofact.no

INNHold

FORORD	4
SAMMENDRAG	5
1 INNLEDNING	6
2 REVIDERTE TILTAKSPLANER	6
2.1 ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER	6
2.2 TURBINENE.....	7
2.3 TEKNISKE DATA – EN SAMMENLIGNING	8
2.4 OPPSUMMERING	9
3 METODER	11
3.1 DATAGRUNNLAG	11
3.2 METODER FOR VURDERING AV VERDI, PÅVIRKNING OG KONSEKVENSER	11
3.2.1 <i>Vurdering av verdi</i>	12
3.2.2 <i>Vurdering av påvirkning</i>	13
3.2.3 <i>Vurdering av konsekvens</i>	14
4 PLANOMRÅDET	16
4.1 BELIGGENHET.....	16
4.2 AREALBRUK.....	17
5 FOREKOMST AV FUGLER I TILKNYTNING TIL PLANOMRÅDET	18
5.1 HEKKEFUGLER.....	18
5.1.1 <i>Planområdet</i>	18
5.1.2 <i>Tilgrensende områder</i>	18
5.2 TREKK OG OVERVINTRING.....	19
5.2.1 <i>Vårtrekk</i>	19
5.2.2 <i>Høsttrekk</i>	19
5.2.3 <i>Overvintring</i>	22
5.3 BETYDNING OG VERDI	22
5.3.1 <i>Landskapsøkologiske funksjonsområder</i>	22
5.3.2 <i>Økologiske funksjonsområder i tilknytning til planområdet</i>	22
5.4 RØDLISTEARTER	25
6 PROBLEMSTILLINGER	26
6.1 EMPIRI PÅ VINDKRAFTVERK OG FUGL.....	26
6.2 PROBLEMSTILLINGER KNYTTET TIL STØRRE TURBINER I FAUREFJELLET VINDKRAFTVERK.....	30
7 PÅVIRKNING OG KONSEKVENSER	32
7.1 PÅVIRKNING	32
7.1.1 <i>Landskapsøkologiske funksjonsområder</i>	32
7.1.2 <i>Økologiske funksjonsområder for hekkefugler</i>	32
7.1.3 <i>Økologiske funksjonsområder for trekkende fugler</i>	35
7.1.4 <i>Økologiske funksjonsområder for overvintrende ørner</i>	37
7.2 KONSEKVENSER	37
7.2.1 <i>Landskapsøkologiske funksjonsområder</i>	37

7.2.2 Økologiske funksjonsområder	37
8 SAMMENLIGNING MED 0-ALTERNATIVET.....	39
8.1 HEKKEFUGLER.....	39
8.2 TREKKENDE OG OVERVINTRENDE FUGLER.....	40
9 SAMLET BELASTNING	42
9.1 STATUS.....	42
9.2 PROBLEMSTILLINGER	42
9.3 VURDERINGER	43
9.4 KUNNSKAPSGRUNNLAGET (§8 I NATURMANGFOLDLOVEN)	44
10 AVBØTENDE TILTAK.....	45
11 REFERANSER.....	45

FORORD

Norsk Vind Faurefjellet har gjennom MTA-planen søkt om å benytte større og færre turbiner i Faurefjellet vindkraftverk enn det som ble lagt til grunn i konsesjonen. Denne endringen skyldes teknologiutviklingen som har skjedd i perioden siden prosjektet ble konsesjonssøkt.

Foreliggende rapport belyser konsekvensene for fuglelivet ved å benytte større turbiner i Faurefjellet vindkraftverk. Kunnskapsgrunnlaget på fugl er i denne rapporten oppdatert i forhold til det som ble lagt til grunn i fagrappporten om naturmangfold fra 2009 (Tysse 2009). Det er også benyttet en ny håndbok for konsekvensanalyser (versjon V712, Statens vegvesen 2018) og den siste rødlista for trua arter (Artsdatabanken 2015).

I rapporten fokuseres det primært på status og virkninger for fuglelivet i og ved planområdet. Nettilknytning av vindkraftverket er ikke utredet, men atkomstveien er inkludert som en del av vurderingsgrunnlaget.

Vi takker oppdragsgiver Norsk Vind Faurefjellet as ved Per Ove Skorpen for godt samarbeid.

Sandnes, 3.10.2019

Toralf Tysse

SAMMENDRAG

Beskrivelse av oppdraget

HybridTech AS fikk den 15.9.2014 konsesjon til å bygge og drive Faurefjellet vindkraftverk. Konsesjonen gir en ramme på 60 MW installert effekt (NVE 2017). I konsesjonen står det ellers at konsesjonær skal legge frem en detaljplan som viser tiltakets endelige utforming. Dersom endringer av tiltaket medfører vesentlig endrede virkninger sammenlignet med det som ligger til grunn for gjeldende konsesjon, skal dette vurderes i detaljplanen.

Norsk Vind Energi AS kjøpte prosjektet Faurefjellet vindkraftverk i januar 2019, og har planer om å bygge ut vindkraftverket. I forbindelse med MTA-planen (detaljplanen) som tiltakshaver arbeider med, vil det søkes om å få benytte færre og større turbiner enn det konsesjonssøknaden la til grunn.

Da endring av layout kan medføre endrede miljøvirkninger, legges det opp til å beskrive dette i MTA-planen. Foreliggende fagrapport om fugler inngår som et underlag for denne MTA-planen.

Datagrunnlag

I forhold til rapporten om naturmangfold som ble utarbeidet for prosjektet i 2009, har foreliggende rapport om fugler oppdatert kunnskapsgrunnlaget, ny rødliste og litteraturreferanser. En egen undersøkelse av hubro i 2019 er også lagt til grunn for rapporten. Ellers baserer statusdelen seg på både eldre nyere opplysninger om fuglelivet knyttet til planområdet og det øvrige influensområdet. Det er ikke gjort eget feltarbeid i planområdet i 2019.

Resultat

Planområdet for Faurefjellet vindkraftverk omfatter et topografisk variert område som i stor grad består av kystlynghei, som er en truet naturtype.

Fuglelivet knyttet til planområdet vurderes som representativt for distriktet. Få arter er knyttet til området i hekketiden, og tetthetene av hekkende fugler er overveiende lav. Hekkende fuglearter i planområdet omfatter heippiplerke, steinskvett, løvsanger, ringtrost, jernspurv, orrfugl, tornsanger, trepiplerke, sivspurv, bergirisk m.fl. Planområdet inngår ellers i hekketerritorier for rovfuglene havørn, vandrefalk, kongeørn, hønsehauk og hubro. Alle disse artene hekker innenfor 1-5 km fra plangrensen. Det er ellers registrert en del trekkende rovfugler i området om høsten, og Faurefjellet ligger også sentralt til i forhold til overvintrende kongeørn og havørn.

Utbyggingen av Faurefjellet vindkraftverk med 12 stk. 200 meter høye turbiner vurderes samlet sett å gi **middels negativ konsekvens** for fugler. Konsekvensene for hubro er noe usikre, og kan i verste tilfelle bli større enn dette. Det vurderes å være små forskjeller mellom hovedalternativet og 0-alternativet (innvilget konsesjon), men sistnevnte vurderes som et dårligere alternativ for fugler som hekker i planområdet.

1 INNLEDNING

HybredTech as fikk den 15.9.2014 konsesjon på å bygge og drive Faurefjellet vindkraftverk. Konsesjonen gir en ramme på 60 MW installert effekt (NVE 2014). I konsesjonen står det ellers at konsesjonær skal legge frem en detaljplan som viser tiltakets endelige utforming. Dersom endringer av tiltaket medfører vesentlig endrede virkninger sammenlignet med det som ligger til grunn for gjeldende konsesjon, skal dette vurderes i detaljplanen.

Norsk Vind Energi kjøpte prosjektet i januar 2019, og har nå planer om å omsøke en endret utbyggingsløsning med færre og større turbiner. Denne fagrapporten om fugler inngår i grunnlaget for konsekvensutredningene i MTA-planen.

Som en del av grunnlaget for konsesjonssøknaden, ble det i 2009 utarbeidet en fagrapport på naturmangfold (Tysse 2009). Foreliggende rapport baserer seg i stor grad på fagrapporten fra 2009, men kunnskapsgrunnlaget er oppdatert. I rapporten vurderes det hvilken betydning en endret utbyggingsløsning har for fugler som er knyttet til utbyggingsområdet. Det nye hovedalternativet for utbyggingen (se kapittel 2) av Faurefjellet vindkraftverk er i denne rapporten sammenlignet med eksempellayout fra konsesjonssøknad i 2013. Sistnevnte alternativ defineres som 0-alternativet, dvs. en forventet utbygging av området dersom tiltaket (hovedalternativet) ikke blir gjennomført.

2 REVIDERTE TILTAKSPLANER

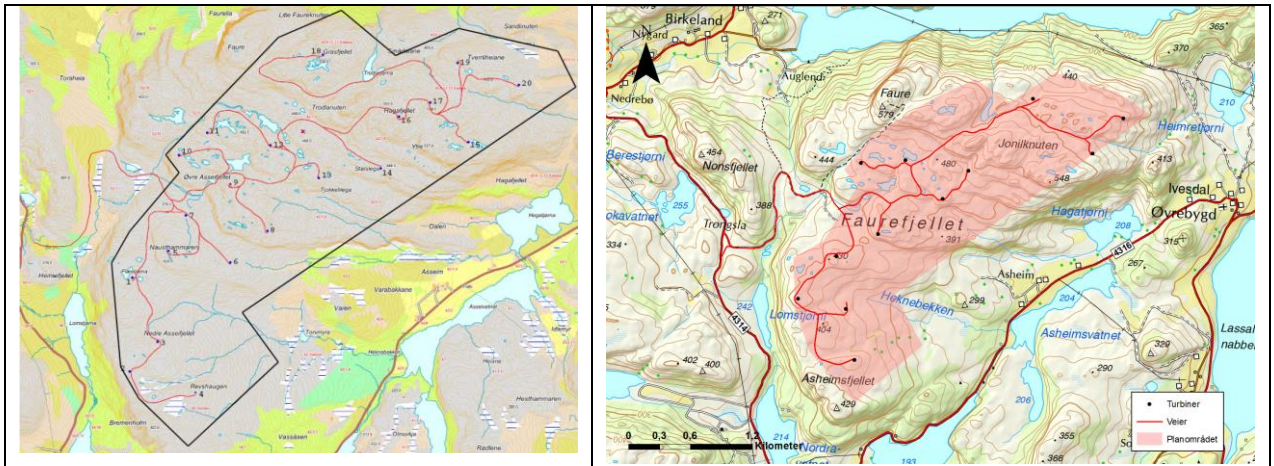
2.1 *Alternative utbyggingsløsninger*

Hovedalternativet for utbygging av Faurefjellet vindkraftverk omfatter 10-12 vindturbiner med 150 - 158 meters rotordiameter, totalhøyde på 200 meter og en installert effekt på 4,5 – 6 MW. Dette alternativet blir fremmet i prosjektets MTA- og detaljplan

0-alternativet vil i denne utredningen være en utbygging i tråd med eksempelløsningen som ble presentert i konsesjonssøknaden. Denne omfatter 20 stk. 2,3 MW vindturbiner med en rotordiameter på 71 meter og en totalhøyde på 120,5 meter.

I det videre vil det kort redegjøres for hvilke endringer som følger av de omsøkte utbyggingsløsningene, sammenliknet med eksempelløsningen som ble lagt frem i konsesjonssøknaden.

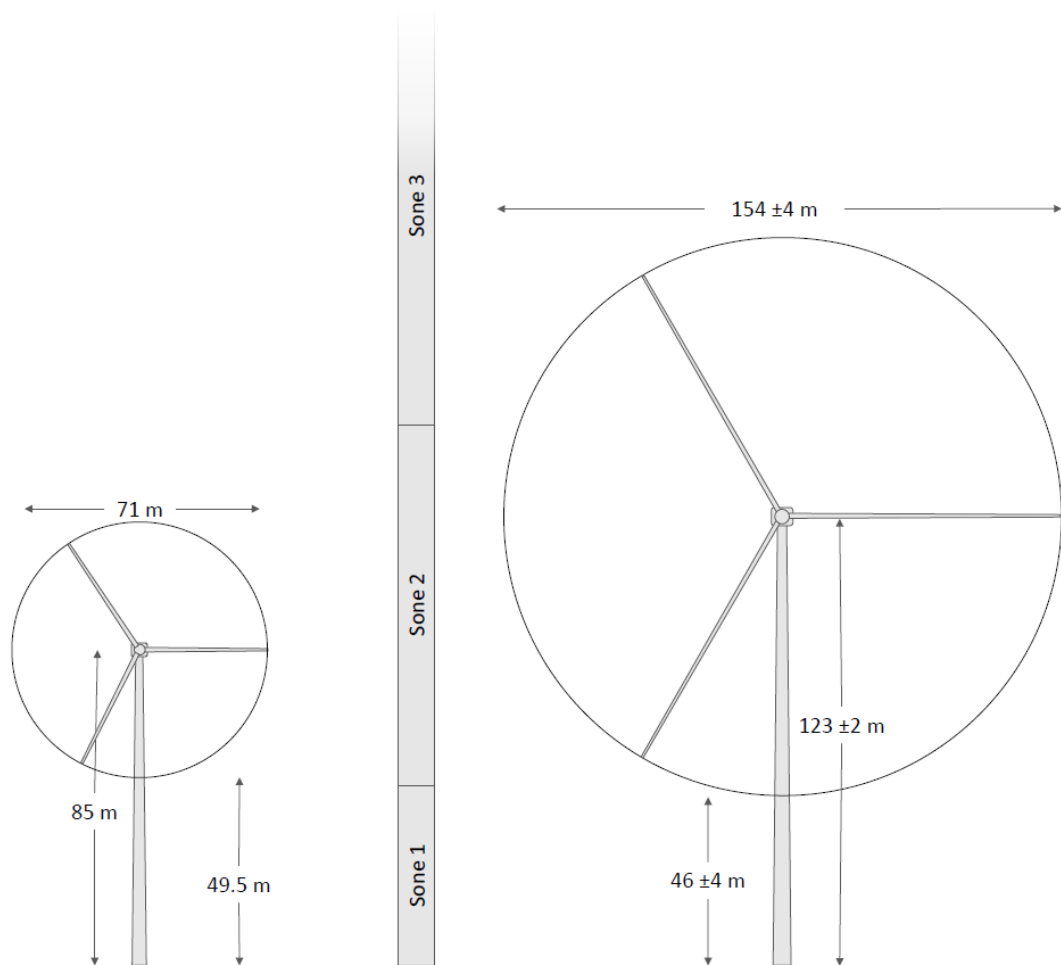
Figur 2.1 gir en oversikt over beliggenhet av turbiner med 0-alternativet og hovedalternativet, som her har maksimalt 12 turbiner.



Figur 2.1. Forskjeller i utbyggingsløsning mellom 0-alternativet (venstre) og hovedalternativet.

2.2 Turbinene

Turbinenes rotordiameter er økt fra 71 meter til om lag 154 meter. Samtidig er omdreiningshastigheten halvert ved lave vindhastigheter, mens maksimal omdreiningshastighet er redusert med over 50%. Avstanden fra nedre vingetupp til bakkenivå vil være tilnærmet lik med de to utbyggingsløsningene. Produksjonen per turbin er ellers mer enn doblet.



Forventet utbyggingsløsning i konsekvensutredning

Figur 2.2. Forskjeller i turbindimensjon mellom 0-alternativet (venstre) og hovedalternativet. Soneinndelingen som ble benyttet i forundersøkelsene for rovfugler i Sør-Rogaland (i 2011) er presentert i midten.

2.3 Tekniske data – en sammenligning

Tabell 2.1 gir en oversikt over tekniske data for to alternative utbyggingsløsninger av Faurefjellet vindkraftverk. Det er hovedalternativet som nå blir den nye omsøkte løsningen, mens 0-alternativet er ble konsekvensutredet.

Tabell 2.1. Tekniske data for ulike utbyggingsløsninger.

	Enhet	0-alternativet (konsekvensutredet)	Hovedalternativet
Antall turbiner	#	20	10 – 12
Rotordiameter	m	70	154 ± 4
Navhøyde	m	85	123 ± 2
Total høyde	m	120	200
Installert effect	MW	2.3 (2.3 – 3.0)	4,5 - 6
Rotorhastighet	o/min	9.9 – 18.4	~ 5 – 12
Produksjon per turbin	GWh/år	~ 8 *)	~ 18
Veiareal	daa	65,0	49,0
Arealbehov turbin og oppstillingsplass	daa	20,0	28,8
Arealbehov transformatorstasjon	daa	0,35	0,5
Totalt arealbeslag	daa	83,4	78,3

Kommentarer

Arealbeslagene omfatter ikke fyllinger og skjæringer.

Grunnet større løftehøyde for større turbiner, vil man måtte benytte en større kran for montasjearbeidet. Dette innebærer at arealbehovet per oppstillingsplass øker til ca. 1.9 dekar i gjennomsnitt. I tillegg kommer det et mellomlagringsareal på 6 dekar. Sistnevnte vil tilrettelegges der man uansett vil måtte etablere et massetak.

Hovedalternativet vil ha en veibredde på ca. 5,5 meter, og totalt 8,85 km vei, mens 0-alternativet vil tilsvarende ha 5 meter og 13 km. Eksisterende skogsbilveg på ca. 1,5 km er ikke tatt inn i regnestykket grunnet at dette arealet er beslaglagt fra før og kun skal oppgraderes.

Areal for transformatorstasjon er erfaringsmessig økt en del for å sikre tilstrekkelig manøvreringsareal for levering av trafo.

2.4 Oppsummering

Sammenligningen av eksempelløsningen og den reviderte utbyggingsløsningen fremhever følgende endringer:

- Total veilengde er redusert grunnet færre turbinposisjoner.
- Antall turbiner er redusert med 40%

- Turbinenes dimensjoner er økt, samtidig som omdreiningshastigheten er redusert
- Vindturbinenes plassering er justert som følge av færre turbiner og økt avstandskrav mellom vindturbinene
- Vindkraftverkets fotavtrykk er drøyt 93% sammenliknet med 0-alternativet
- Anleggets produksjon er økt med ca. 40%

3 METODER

3.1 Datagrunnlag

Det faglige grunnlaget for vurderingene i rapporten er, ved siden av oppdatert kunnskap om fuglelivet i influensområdet for Faurefjellet vindkraftverk, empirisk forskning.

I tabell 3.1 er det en oversikt over de viktigste kildene for statusdelen (kapittel 5), mens litteraturreferanser for vurderingene av tiltaket fremgår av kapittel 6.

Fagrappporten baserer seg på en gjennomgang av nettstedene Artskart og Naturbasen, intervju med ressurspersoner og noen gamle opplysninger fra fagrappporten som ble utarbeidet i 2009. Som en del av kunnskapsgrunnlaget er det også inkludert en egen hubroundersøkelse som Ecofact gjennomførte i 2019. Kildene for kunnskapsgrunnlaget som går på status fremgår av tabell 3.1.

Tabell 3.1. Kilder til kunnskapen om fugler i influensområdet.

Type kilde	Kilde
Litteratur	Tysse, T. 2018. Konsekvenser for biologisk mangfold ved utbygging av Faurefjellet vindkraftverk, Bjerkreim kommune. Ambio miljørådgivning as.
Personlige opplysninger	Bjarne Oddane, Rune Edvardsen, John Grønning, Kjell-Ove Hauge, Olav Nygård
Nettsteder	Naturbasen; https://kart.naturbase.no/ Artsobservasjoner; https://www.artsobservasjoner.no/ Artskart; https://artskart.artsdatabanken.no/
Feltarbeid	Feltregistreringer i juni og august 2019
Lyddoptak	Lyttebokser (for hubro) ble satt opp ved Faurefjellet i mars

Vurdering av materialet

Kunnskapsgrunnlaget på fugler i og ved planområdet vurderes å være bra for viktige forekomster, og da spesielt rovfugler. Da det ikke ble gjennomført hekkefuglundørsøkelser i planområdet i 2019, er det noe usikkerhet knyttet til hekkende fugler. Det er imidlertid mange registreringer av hekkende fugler som er lagt inn på nettstedet Artsobservasjoner. Alle registreringer tidligere vitner om at området har et ordinært fugleliv i planområdet, med lave tettheter av hekkende fugler.

3.2 Metoder for vurdering av verdi, påvirkning og konsekvenser

Statens vegvesen håndbok V712 (2018) er lagt til grunn for vurdering av verdi, påvirkning og konsekvenser av viktige forekomster av fugler. Temaet naturmangfold er ifølge håndboka et såkalt ikke-prissatt tema, dvs. at det skal legges til grunn gitte kriterier for fastsetting av verdi og påvirkning for å komme frem til konsekvens.

3.2.1 Vurdering av verdi

I revidert utgave av håndbok V712 er temaet naturmangfold inndelt i følgende enheter: Landskapsøkologiske funksjonsområder, vernet natur, viktige naturtyper, økologiske funksjonsområder for arter og geosteder.

I denne rapporten er det kun *landskapsøkologiske funksjonsområder* og *økologiske funksjonsområder for arter* som vil bli belyst.

I håndbok V712 er det presentert kriterier for verdiklassifisering av utredningskategoriene. I tabell 3.2 er det en oversikt over kriteriene for forekomster med noe, middels, stor og svært stor verdi. Alle forekomster som ikke oppfyller noen av disse kriteriene er vurdert å være *uten betydning*, dvs. en kategori med lavere verdi enn *noe verdi*.

Tabell 3.2. Kriterier for verdisetting av de aktuelle kartleggingsenhetene (etter håndbok V712).

Tema	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
Landskapsøkologiske funksjonsområder	Områder med mulig landskapsøkologisk funksjon. Små (lokalt viktige) vilt- og fugletrekk.	Områder med lokal eller regional landskapsøkologisk funksjon. Vilt- og fugletrekk som er viktig på lokalt/regionalt nivå. Områder med mulig betydning i sammenbinding av dokumenterte funksjonsområder for arter.	Områder med regional til nasjonal landskapsøkologisk funksjon. Vilt- og fugletrekk som er viktig på regionalt/nasjonalt nivå. Områder som med stor grad av sikkerhet bidrar til sammenbinding av dokumenterte funksjonsområder for arter.	Områder med nasjonal, landskapsøkologisk funksjon. Særlig store og nasjonalt/internasjonalt viktige vilt- og fugletrekk. Områder som med stor grad av sikkerhet bidrar til sammenbinding av verneområder eller dokumenterte funksjonsområder for arter med stor eller svært stor verdi.
Økologiske funksjonsområder for arter	Områder med funksjoner for vanlige arter (eks. høy tetthet av spurvefugl, ordinære beiteområder for hjortedyr, sjø/fjæreareal med få/små funksjoner). Funksjonsområder for enkelte vidt utbredte og alminnelige NT arter. Ferskvannsfisk: Vassdrag/ bestander i verdikategori «Liten verdi» (NVE rapport 49/201357).	Lokalt til regionalt verdifulle funksjonsområder. Funksjonsområder for arter i kategori NT. Funksjonsområder for fredede arter utenfor rødlista. Funksjonsområde for spesielt hensynskrevende arter Ferskvannsfisk: Vassdrag/ bestander i verdi-kategori «middels verdi» (NVE rapport 49/201357) samt vassdrag med forekomst av ål.	Viktige funksjonsområder region. Funksjonsområder for arter i kategori VU. Funksjonsområder for NT-arter der disse er norske ansvarsarter og/ eller globalt rødlistet. Ferskvannsfisk: Vassdrag/ bestander i verdikategori «stor verdi» (NVE rapport 49/201357) samt viktige vassdrag for ål.	Store, veldokumenterte funksjonsområder av nasjonal (nedre del) og internasjonal (øvre del) betydning Funksjonsområder for trua arter i kategori CR (øvre del). Nedre del: EN-arter og arter i VU der disse er norske ansvarsarter og/eller globalt rødlistet. Ferskvannsfisk: Vassdrag/bestander i verdikategori «svært stor verdi» (NVE rapport 49/201357).

For å komme frem til verdikategoriene økologiske funksjonsområder for arter, er DN-håndbok 11 (1996) og Norsk rødliste for arter 2015 (Henriksen og Hilmo 2015) benyttet.

3.2.2 Vurdering av påvirkning

Påvirkning er et uttrykk for de endringer som tiltaket vil medføre for berørte forekomster. Vurderinger av påvirkning relateres til den ferdig etablerte situasjonen og påvirkningen måles mot situasjonen i referansesituasjonen (0-alternativet). Det er kun områder som blir varig påvirket som skal vurderes. Alle tiltak som inngår i investeringskostnadene legges til grunn ved vurdering av påvirkning. Potensielle framtidige påvirkninger, som følge av andre/framtidige planer, inngår ikke i vurderingen.

Skalaen for påvirkning er inndelt i fem trinn og går fra sterkt forringet til forbedret, se tabell 3.3. Vurdering av påvirkning gjøres i forhold til situasjonen i referansealternativet. Dersom tiltaket ikke påvirker verdiene i nevneverdig grad, karakteriseres påvirkningen av delområdet som «ubetydelig». Det vises til kriteriene i tabell 3.2 for gradering av påvirkningen. Graden av påvirkning begrunnes av utreder i hvert enkelt tilfelle.

Påvirkning av naturmangfoldverdier handler om at biologiske funksjoner forringes (sjeldnere at de forbedres), eventuelt at sammenhenger helt eller delvis brytes (sjeldnere at de styrkes). De vanligste påvirkningsfaktorene på naturmangfold fra vei er arealbeslag, opprettelse av barrierer, fragmentering av leveområder, kanteffekter inn i naturområder og forurensning av vann og grunn. Det finnes også andre påvirkningsfaktorer som kan være viktig i enkelte prosjekter, for eksempel endret hydrologi, spredning av uønskede arter, kunstig belysning m.fl. Det er bare mulig å beskrive påvirkningen på en tilstrekkelig presis måte dersom en har god oversikt over hva tiltaket innebærer. Utreder må først sette seg inn i hva tiltaket representerer for det berørte delområdet. Virkning på økologiske funksjoner og sammenhenger omtales deretter. Tabell 3.3 gir veiledning i bruk av påvirkningsskalaen. For hver påvirkningsgrad er det tilstrekkelig at ett punkt oppfylles. Vurderinger må suppleres av faglig skjønn.

Tabell 3.3. Kriterier for påvirkning av naturmangfold (etter håndbok V712).

Påvirkning	Økologiske og landskapsøkologiske funksjonsområder for arter
Sterkt forringet	Splitter opp og/eller forringer arealer slik at funksjoner brytes. Blokkerer trekk/vandring hvor det ikke er alternativer.
Foringet	Splitter opp og/eller forringer arealer slik at funksjoner reduseres. Svekker trekk-/vandrings-mulighet, eventuelt blokkerer trekk-/vandrings-mulighet der alternativer finnes.
Noe forringet	Splitter sammen-henger/reduserer funksjoner, men vesentlige funksjoner opprettholdes i stor grad. Mindre alvorlig svekking av trekk/ vandringsmulighet og flere alternative trekk finnes.
Ubetydelig	Ingen eller uvesentlig virkning på kort eller lang sikt
Forbedret	Gjenoppretter eller skaper nye trekk-/vandrings-muligheter mellom leve-områder/biotoper (også vassdrag). Viktige biologiske funksjoner styrkes.

Kommentarer

Ved *sterkt forringet* er det en varig forringelse av høy alvorlighetsgrad. Eventuelt med lang/svært lang restaureringstid (>25 år).

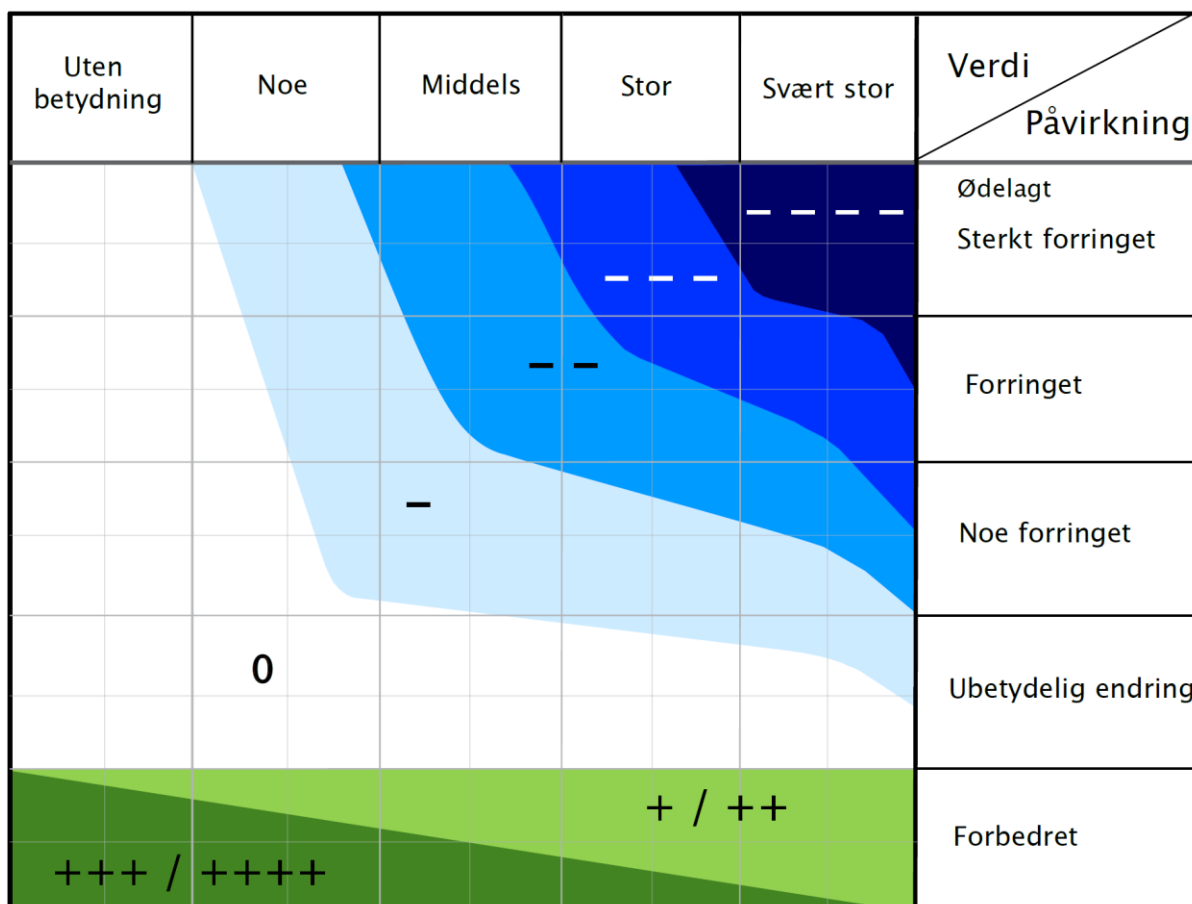
Ved *foringet* er det varig forringelse av middels alvorlighetsgrad, eventuelt mer alvorlig miljøskade med middels restaureringstid (>10 år).

Ved *noe forringet* er det en varig forringelse av mindre alvorlig art, eventuelt mer alvorlig miljøskade med kort restaureringstid (1-10 år).

3.2.3 Vurdering av konsekvens

Konsekvenser for delområder

Konsekvensgraden for hvert delområde fastsettes ved å sammenholde vurderingene om de berørte områdenes verdi og tiltakets påvirkningsgrad, slik det fremgår av figur 3.1. Figuren er hentet fra håndbok V712 (Statens vegvesen 2018). Skalaen for konsekvens går fra 4 minus til 4 pluss. De negative konsekvensene er knyttet til en verdiforringelse av hvert delområde, mens det være motsatt med de positive konsekvensene. Skala og veiledning for konsekvenser fremgår av tabell 3.4.



Figur 3.1. Konsekvensvifte (Statens vegvesen 2018).

Tabell 3.4. Skala og veiledning for konsekvensvurdering av delområder (Statens vegvesen 2018)

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.

Konsekvenser for alternativer

Etter at konsekvensen for hvert delområde er utredet, gjøres det en samlet konsekvensvurdering av hvert alternativ – inndelt i fagtema.

I tabell 3.5 er det angitt veiledende kriterier for vurdering av konsekvens for hele alternativer. Den samlede konsekvensen for hvert alternativ må vurderes ut fra kunnskap om hva som berøres. Utreder må begrunne den samlede konsekvensgraden slik at det kommer tydelig fram hva som er utslagsgivende.

Tabell 3.5. Kriterier for fastsettelse av konsekvens for hvert alternativ (Statens vegvesen 2018).

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	Fleire 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 underordnede.
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 underordnede.
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.

4 PLANOMRÅDET

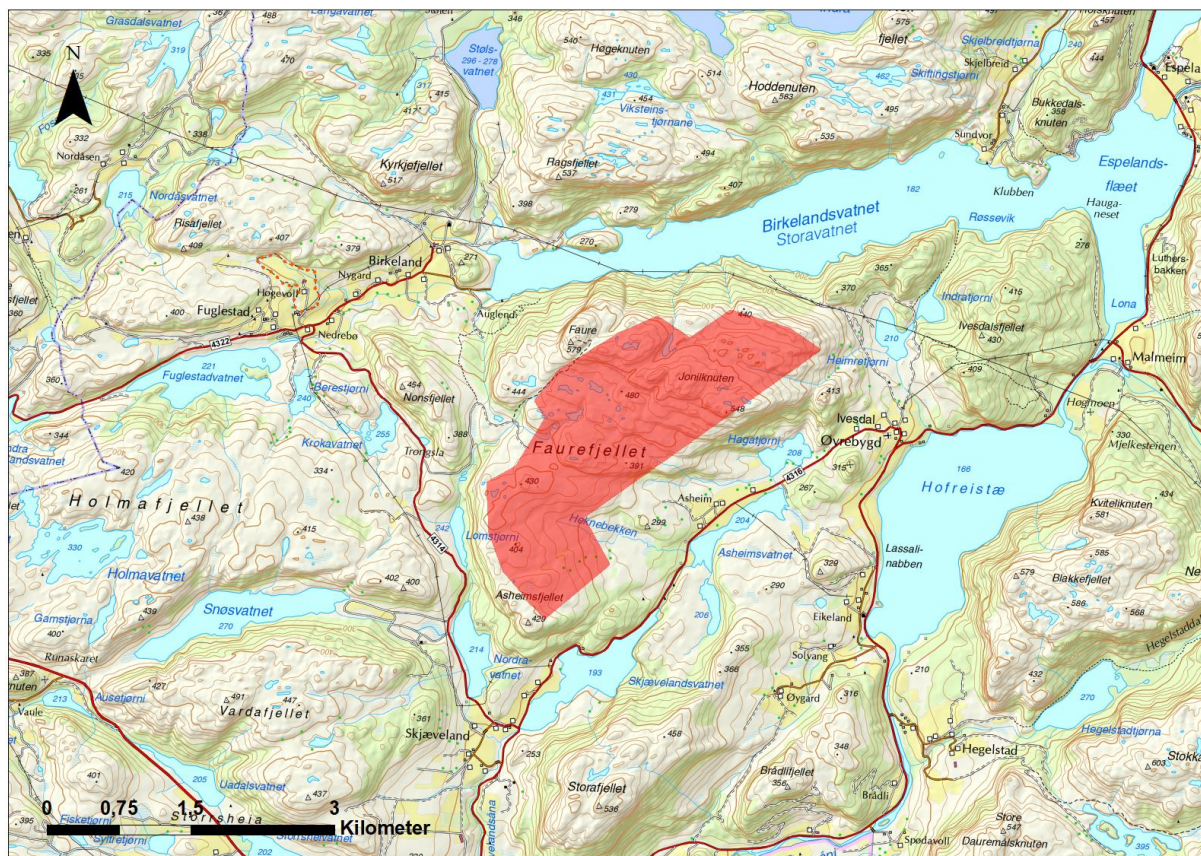
4.1 Beliggenhet

Tiltaksområdet ligger i den nordlige delen av Bjerkreim kommune, ca. 4 km nordøst for kommunesenteret Vikeså og knappe 4 mil SØ for Stavanger (figur 4.1). Planområdet dekker det meste av et relativt markert og topografisk variert høydedrag like sør for Byrkjelandsvatnet. Grendene Skjæveland, Asheim, og Ivesdal kraner høydedraget i sørlige retninger, mens grenda Nedrebø ligger like nordvest for området (se figur 4.2).

Høydedraget hvor utbyggingen er planlagt er på ca. 4,4 km², og omfatter toppene Revshaugen, Nedre Asseifjellet, Øvre Asseifjellet, Nausthammaren, Trodlanuten, Grasfjellet, Hagafjellet, Tverrliheiane, Stølsilega og Tjokkelilega. Alle toppene ligger mellom 420 - 560 moh. Like utenfor planområdet ligger toppen Faureknuten, som med sine 579 moh. er høyeste punkt på høydedraget.



Figur 4.1. Geografisk beliggenhet av planområdet.



Figur 4.2. Avgrensning av planområdet.

4.2 Arealbruk

Det er ingen bygninger, veier eller kraftledninger i planområdet. Området har ellers ingen innmarksbeiter eller dyrka mark, men deler av området benyttes som utmarksbeiter for småfe. Planområdet benyttes i begrenset grad til friluftsliv, men lokalbefolkningene bruker området i sporadisk grad. Det er ingen merkede ruter eller offentlig tilrettelagte friluftsområder innenfor området. Toppen på Faurefjellet har en viss bruksfrekvens som utsiktspunkt, men primært av lokale brukere.

Tilgrensende arealer til planområdet er i større grad påvirket av tyngre tekniske inngrep. En landbruksvei fører opp mot vestre delen av planområdet. Videre kranser fylkesvei 111 planområdet i vest og sør, og en 300 kraftledning går i kanten av planområdet i nord.

5 FOREKOMST AV FUGLER I TILKNYTNING TIL PLANOMRÅDET

5.1 Hekkefugler

5.1.1 Planområdet

Planområdets beliggenhet og naturtyper gir ikke grunnlag for et rikt fugleliv. Området er preget av mye berg i dagen og brattlendt areal, og variasjonen i naturtyper er begrenset. Det er også registrert få arter og overveiende lave tettheter av fugl. Selv om det i liten grad er dokumentert hekking i planområdet, er det, med få unntak, antatt at de fuglene som er registrert i egnet habitat i hekketiden, også hekker her.

Den tallmessig dominerende fuglegruppen i planområdet er spurvefugler, og med heipiplerke som den tallrikeste fuglearten. Heipiplerke er også den vanligste hekkefuglen på andre tilsvarende trefattige høydedrag i denne delen av landet (egne erfaringer). Minst 80 % av planområdets areal vurderes å være egnet habitat for denne arten i hekketiden.

Andre spurvefugler som hekker i området er orrfugl, steinskvett, ringtrost, løvsanger, trepiplerke, jernspurv og tornsanger. Dvergfalk er registrert i hekketiden i planområdet, og kan være en aktuell hekkeart her. Ravn kan også hekke innenfor området, selv om ingen reirplasser er kjent.

Planområdet inngår i hekketerritorier for hubro (1-2), kongeørn (1), havørn (1), vandrefalk (1) og hønehauk (2). Dette betyr at planområdet ligger i et område med relativt stor tetthet av hekkende rovfugler.

5.1.2 Tilgrensende områder

Det hekker flere arter rovfugler i tilgrensende områder til planområdet. Innenfor 1 – 3 km fra plangrensen er det kjent reirplasser for kongeørn, havørn, vandrefalk, hønehauk, hubro og kattugle. Området vurderes derfor som rikt på hekkende rovfugler.

I tilgrensende områder er det samlet sett et variert fugleliv knyttet til skog, jordbruksarealer, myrer og vann. Flere arter våtmarksfugler hekker innenfor en kilometer fra planområdet. Her finnes toppand, krikand, stokkand, heilo, rugde og enkeltbekkasin. Måkefugler som fiskemåke, sildemåke og svartbak blir regelmessig registrert her i hekketiden, men trolig hekker ingen av dem.

Øvrig fugleliv er dominert av spurvefugler, og de fleste vanlig forekommende hekkeartene i Bjerkreim kommune hekker i omgivelsene til Faurefjellet. Tallmessig dominerende hekkearter er løvsanger, tornsanger, bokfink, gjerdesmett, rødstrupe, bokfink, trepiplerke, heipiplerke, kjøttmeis, svarttrost, rødvingetrost, måltrost og jernspurv. Det inngår flere andre spurvefugler i området, men som er mer fåtallig forekommende. Ravn, kråke, skjære og stær er blant disse artene.

5.2 Trekk og overvintring

5.2.1 Vårtrekk

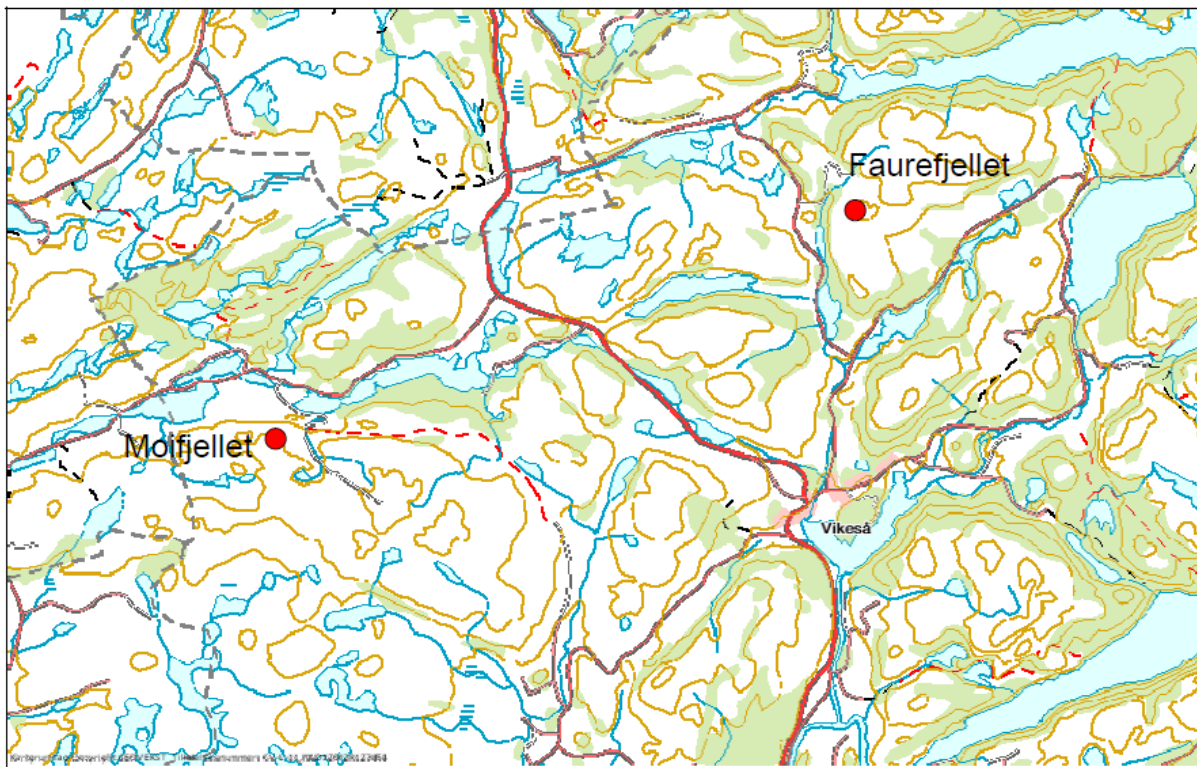
Det er ikke gjennomført registreringer av trekkende fugler om våren i eller ved planområdet. Området ved Faurefjellet har vært tilfeldig besøkt noen ganger av forfatter i løpet av de siste 40 årene. Ikke noe i dette observasjonsmaterialet, eller vårfunn på nettstedet Artskart, tilsier at området er viktig for trekkende fugler om våren. Det er uansett sjelden at denne type landskap i innlandet i vår del av Norge utgjør viktige trekkområder for fugler.

5.2.2 Høsttrekk

Rovfugltellinger høsten 2009

I løpet av fem dager høsten 2009 ble det gjennomført tellinger av trekkende rovfugler i tilknytning til Faurefjellet. Resultatene er behørig omtalt i fagrapporten (se Tysse 2009), og presenteres kort her.

Tellingene av rovfugler ble gjennomført i perioden 28.9 – 14.10.2009, fra et punkt i den sørvestlige delen av planområdet. For å få belyst planområdets betydning i en større sammenheng, ble det samtidig foretatt tellinger på Moifjellet, ca. 10 km VSV for tellepunktet på Faurefjellet (figur 5.1). Punktet på Moifjellet ble benyttet som et av syv faste tellepunkt under de omfattende tellingene av rovfugl som ble gjennomført i tilknytning til syv planlagte vindparker høsten 2007 (Tysse 2008). Resultatene fra Faurefjellet kan derfor til en viss grad sammenlignes med tellinger over et større område, selv om tellingene ikke er gjennomført samme år, samme periode og med helt samme mannskap.



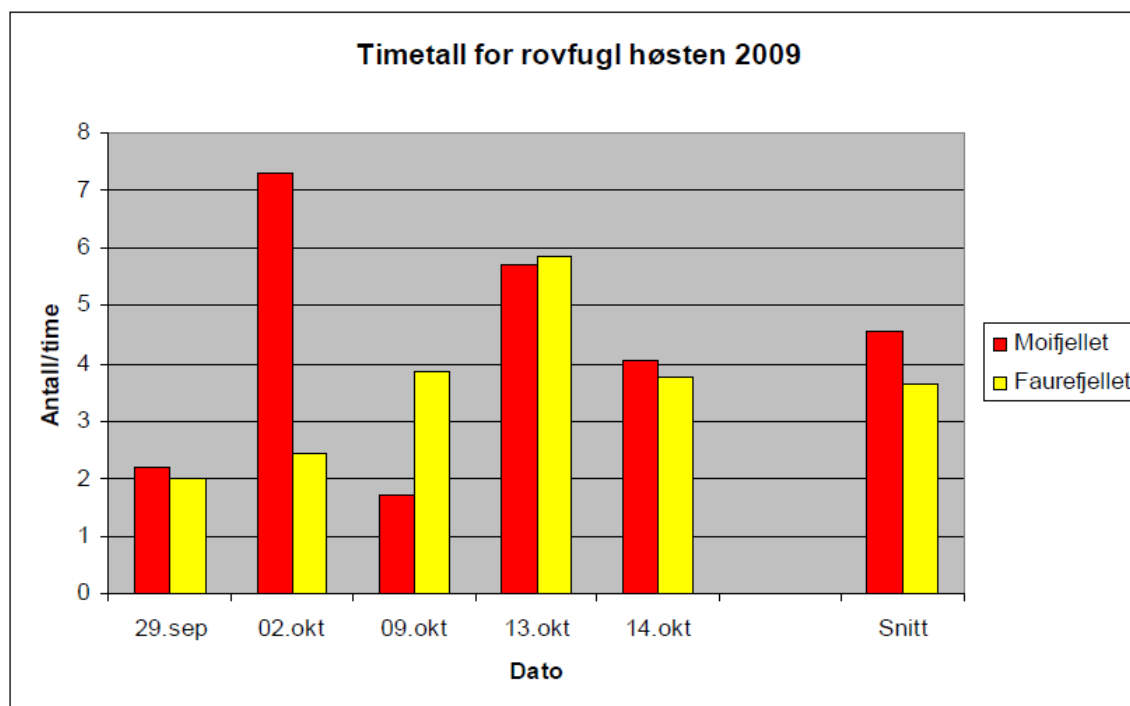
Figur 5.1. Beliggenhet av tellepunktene på Faurefjellet og Moifjellet.

Under de fem telledagene ble det registrert 104 rovfugler fra tellepunktet i Faurefjellet og 131 rovfugler fra Moifjellet. Materialet fra tellingene er noe større, men det er utelatt alle registreringer der det ikke har vært parallelle tellinger.

Alle rovfugler som ble sett fra tellepunktet på Faurefjellet er plottet på figur 5.2. Plottene er satt ca. midtveis på den registrerte flygeruten, og illustrerer noenlunde geografisk fordeling av observerte rovfugler. Terrengskjerming, avstand og observasjonsvinkler er faktorer som kan forklare noe ulik romlig fordeling av observerte fugler. Likevel indikerer figuren at tettheten av rovfugl kan være noenlunde lik innenfor telleområdet. Større observasjonstetthet i planområdet for Faurefjellet enn utenfor kan tolkes dit hen at nærhet har betydning for rovfuglenes oppdagbarhet, spesielt på mindre rovfugler.

Med en parallell telleperiode på 28 timer og 40 minutter, gav dette en observasjonsfrekvens på 3,63 og 4,56 individer/t for hhv. Faurefjellet og Moifjellet. Figur 5.2 viser timefrekvensen for de aktuelle dagene og en gjennomsnittstimerate.

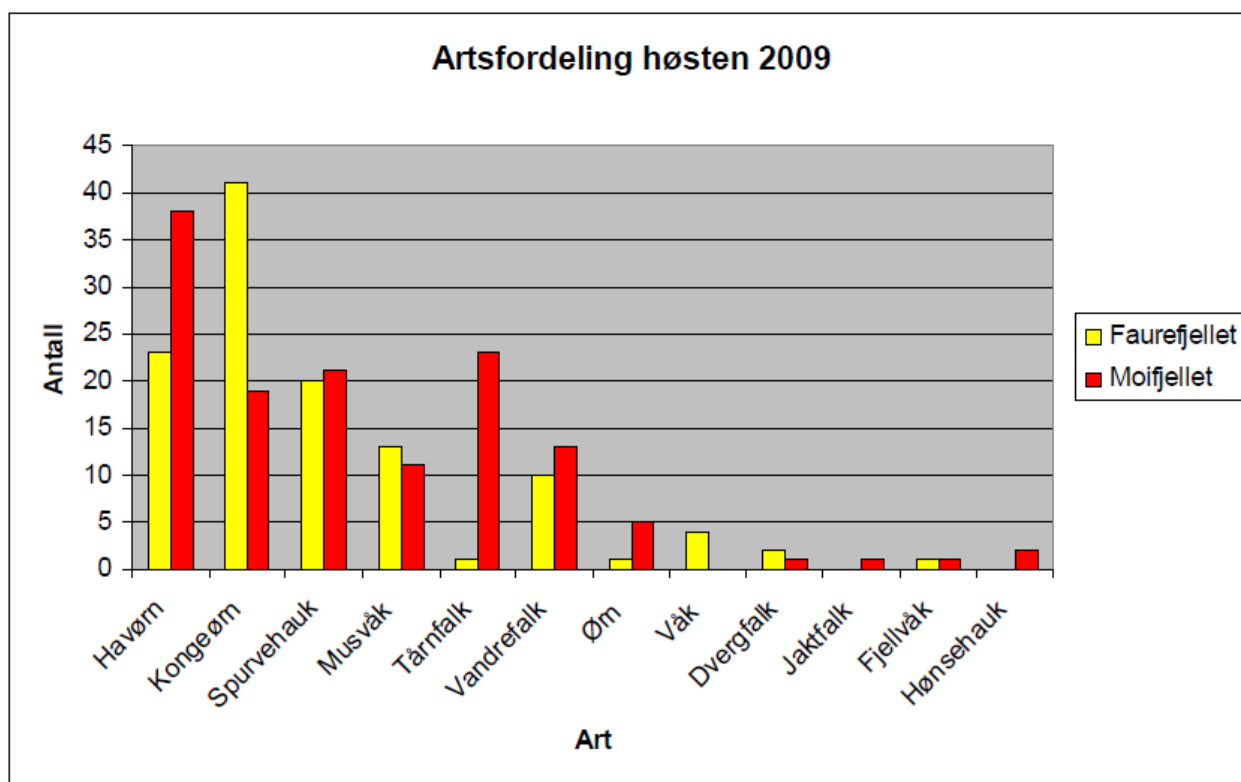
Rovfuglene ble observert over et stort område, og trolig med en viss grad av dobbel- og trippeltellinger. Omtrent en tredjedel av rovfuglene ble observert innenfor planområdet for Faurefjellet vindkraftverk.



Figur 5.2. Timefrekvens på observerte rovfugl høsten 2009.

Figur 5.3 viser fordelingen av observerte rovfuglarter fra de to observasjonspostene. Figuren viser at kongeørn var den hyppigst registrerte arten fra Faurefjellet. Vandrefalk, musvåk og spurvehauk ble sett regelmessig ved begge lokaliteter, mens tårnfalk var vanlig kun ved Moifjellet. De andre rovfuglene var sporadisk til sjelden forekommende. Hønsehauk og jaktfalk ble kun sett fra Moifjellet.

Blant trekkende rovfugler fremheves forekomsten av musvåk og spurvehauk ved Faurefjellet. Da dekningen kun omfatter fem dager, må det antas at det samlede observasjonstallet for en hel høst vil kunne være minst det 10-doblede for disse artene.



Figur 5.3. Fordeling av rovfugler ved de to tellepostene.

Andre fuglegrupper

Bortsett fra spesielle rovfugltellinger som ble gjennomført i løpet av 5 dager høsten i 2009, er det ikke gjort registreringer av trekkende fugler i tilknytning til Faurefjellet. Under tellingene av rovfugler ble det også observert andre fugler.

Inntrykket er at det var generelt lite trekk av fugler under de aktuelle dagene høsten 2009. Planområdet ligger langt inne i landet, og berøres ikke av det store kystbundne fugletrekket som omfatter mange fuglegrupper. De tallrikste observerte fugleartene i planområdet under trekkteillingene i september- oktober var gråtrost, rødvingetrost og gråsisik. Dette var i stor grad overflygende flokker, men flere gikk også ned for næringssøk. Heipiplerke var ellers tilsynelatende den vanligste stasjonære arten, med småflokker på egnede steder. Ravn og kråke ble hyppig sett overfly planområdet i lite antall.

Noen få flokker med grågjess overfløy området på vei sørover, men dette var nok siste rester av et trekk som normalt foregår tidligere på høsten. Grågås er ellers kjent for å trekke på bred front i denne delen av landet, og både vår- og høsttrekket strekker seg fra kyst til høyfjell. Verken vadefugler, andefugler eller måkefugler ble observert av forfatteren i eller ved planområdet under tellingene høsten 2009.

5.2.3 Overvintring

Kombinasjonen mildt vinterklima, egnet habitat, bra med byttedyr og en del utegående sauer om vinteren, er noen av grunnene til at et stort heiområde i sørvest-Norge tiltrekker mange overvintrende ungørner. Planområdet ligger sentralt til i dette overvintringsområdet, og nettopp Nedrebø-området har huset relativt høye tettheter av overvintrende ørner. I og ved planområdet har det blant annet foregått åtefotografering i mange tiår, og dette bidrar til trekke til seg mange ørner. Selv om kongeørn er den viktigste arten, har det i løpet av de siste 20 årene blitt økende antall med overvintrende havørner også i området. Det hører også med havørna har etablert hekketerritorier i området.

Planområdet og tilgrensende heier benyttes også av andre overvintrende rovfugler enn ørner, og både fjellvåk, myrhauk, vandrefalk og tårnfalk kan forekomme i området i vintermånedene.

Det øvrige fuglelivet om vinteren i denne delen av Bjerkreim er sparsomt, og omfatter et fåtall arter med spurvefugler, noen andefugler og orrfugler. Ravn, kråke og skjære er vanlige overvintrende i området.

Selve planområdet er et næringsfattig og vindeksponert høydedrag der få fugler overvintrer. Orrfugl, ravn, kråke, kongeørn, havørn, hubro og vandrefalk kan ses (høres med hubro) i området om vinteren, i tillegg til et fåtall spurvefugler.

5.3 Betydning og verdi

5.3.1 Landskapsøkologiske funksjonsområder

Høsttrekket av rovfugler i tilknytning til Faurefjellet har trolig ikke samme omfang som det som er registrert i områder lengre vest og sørvest i denne landsdelen. Omtrent 60% av alle rovfuglene som ble registrert under tellingene i 2009 omfattet lokalt hekkende rovfugler, spesielt av havørn og kongeørn. Området berøres likevel av en del trekkende rovfugler, og det landskapsøkologiske funksjonsområdet (rovfugltrekket) settes til **middels verdi**.

5.3.2 Økologiske funksjonsområder i tilknytning til planområdet

Hekkefugler

I tabell 5.1 er det gitt en oversikt over fugler som er dokumentert eller sannsynlig hekkende i og ved planområdet. Grunnlaget for oversikten er informasjon fra lokalkjente ressurspersoner, egne data og registreringer på nettstedet Artsobservasjoner.

Håndbok V712 (Statens vegvesen 2018) er benyttet for verdissetingen (se kapittel 3). I tabellen er det ellers hekkeområdene som funksjonsområder som det er vurdert verdien av.

For rovfugler er det hekketerritoriene som er vurdert, og disse er skjønnsmessig satt lik verdien på reirplassene. Et faglig grunnlag for verdifastsettelsen er den enkelte arts forekomst i Norge (kilde: Shimmings og Øien 2015), samt om artens forekomst i planområdet fremheves med f.eks. høye tettheter. DN-håndbok 11 om viltkartlegging (DN 1996), med vekttabellene, har her vært til hjelp.

Spurvefugler

Verken som gruppe eller art, fremheves forekomsten av spurvefugler i planområdet. Tettheten er overveiende lav og få arter fremheves med økologisk viktige funksjonsområder. De rødlistede artene sivspurv (NT), bergirisk (NT) og gjøk (NT) antas å være fåtallig hekkearter i planområdet. Det kan også være at noen rødlistede arter som hekker i tilgrensende områder kan fly over planområdet en sjelden gang. Her nevnes spesielt taksvale (NT), sandsvale (NT) og stær (NT).

Rovfugler

Forekomster av hekkende rovfugler som fremheves å ha en større eller mindre betydning er hubro, kongeørn, havørn, vandrefalk og hønsehauk. Alle disse artene har kjente reirplasser *utenfor* planområdet, og benytter planområdet til næringssøk og territoriemarkering.

Når det gjelder hubro er det ett dokumentert og ett sannsynlig territorium som berører planområdet. For det kjente territoriet er det ett antatt hekkeberg like utenfor planområdet. Her har hubroene markert med roping i en årrekke, og i år ble begge kjønnene registrert med roping ved hjelp av utplassert opptaksutstyr. En reirplass ble lokalisert på 1980-tallet, men ved sjekk i år ble det konstatert at denne ikke hadde vært i bruk på mange år. Det lyktes ikke å lokalisere andre reirplasser i hekkeberget, men det var forholdsvis mye sportegn etter hubro her.

Nær en annen del av planområdet er det ellers opplysninger om et annet hekkeområde. Det foreligger ingen konkrete opplysninger om reirfunn, men hubro er sett og hørt i hekketiden. På grunn av god avstand til den dokumenterte hekkelokaliteten, samt egnede reirvegger, legges det til grunn at dette er et territorium nummer to som berører planområdet.

Orrfugl er knyttet til planområdet hele året, og har trolig spillplasser her. Bestanden vurderes som middels tett, derav middels verdi.

Tabell 5.1. Fuglearter som i større eller mindre grad er knyttet til planområdet i hekketiden. Rødlistearter er markert med rødlistekategori i parentes.

Gruppe	Art	Status i planområdet	Norsk hekkebestand (par) ¹	Verdi
Hønsfugler	Orrfugl	Hekkeområde/leveområde	50 000 – 100 000	Middels
Rovfugler	Hubro (EN)	Hekketerritorium (1-2)	451 - 680	Svært stor ²
	Kongeørn	Hekketerritorium	1 207 – 1 537	Middels ²
	Havørn	Hekketerritorium	2 800 – 4 200	Middels ²
	Vandrefalk	Hekketerritorium	715 – 1 035	Middels ²
	Hønseskauk (NT)	Hekketerritorium (1-2)	1 384 – 1 856	Middels ²
	Dvergfalk	Sannsynlig hekking	2 000 – 5 000	Middels
Spurvefugler	Sivspurv (NT)	Fåtallig hekkefugl	200 000 – 500 000	Middels
	Bergirisk (NT)	Fåtallig hekkefugl	10 000 – 20 000	Middels
	Gjøk (NT)	Trolig fåtallig hekkefugl	5 000 – 15 000	Middels
	Heipiplerke	Vanlig/tallrik hekkefugl	3 500 000 – 4 000 000	Uten betydning
	Trepiplerke	Fåtallig hekkefugl	1 000 000 – 1 700 000	Uten betydning
	Løvsanger	Vanlig hekkefugl	4 500 000 – 11 000 000	Uten betydning
	Tornsanger	Fåtallig hekkefugl	75 000 – 125 000	Uten betydning
	Ringrost	Fåtallig hekkefugl	10 000 – 50 000	Uten betydning
	Gjerdsmett	Fåtallig hekkefugl	350 000 – 700 000	Uten betydning
	Jernspurv	Fåtallig hekkefugl	180 000 – 400 000	Uten betydning
	Rødstrupe	Fåtallig hekkefugl	500 000 – 1 000 000	Uten betydning
	Linerle	Mulig hekkefugl	400 000 – 600 000	Uten betydning

1) Shimmings og Øien 2015

2) Hekketerritoriet vektet tilsvarende reiområdet

Trekk og overvintring

Da det kun er gjennomført trekkundersøkelser for en begrenset periode om høsten i planområdet, er det noe vanskelig å vurdere betydningen av planområdet for trekkende fugler. Med grunnlag i gjennomgangen over, er det likevel i tabell 5.2 satt en verdi på områdets funksjon/belaggenhet for fuglegrupper. Vurderingene er beheftet med noe usikkerhet. For mange fuglegrupper, som andefugler og kystbundne arter, er imidlertid områdets belaggenhet og naturforhold tilstrekkelig til å, med empirisk grunnlag, å vurdere betydningen.

Tabell 5.2. Planområdets belaggenhet, betydning og verdi for ulike grupper av trekkende fugler.

Gruppe	Forekomst in planområdet	Verdi
Rovfugler, trekk høst	Omfanget for rovfugltrekket høsten 2009 var betydelig mindre enn det som er registrert lengre vest og sørvest i landsdelen. Likevel vurderes trekket å ha regional betydning i dette området	Middels
Spurvefugler, trekk	Det er ikke noe som tyder på at planområdet og tilgrensede arealer har noen stor betydning som trekkområde for spurvefugler	Uten betydning
Andre fuglearter, trekk	Med mulig unntak av grågås, er det ikke noe som tyder på at planområdet og tilgrensede arealer har noen stor betydning som trekkområde for andre fuglearter	Uten betydning
Rovfugler, overvintring	Området inngår i et nasjonalt viktig overvintringsområde for kongeørn, og mange havørner bruker også området	Stor

5.4 Rødlisterarter

I tabell 5.3 er det en oversikt over rødlisterarter som gjennom deler av året forekommer i planområdet, enten gjennom hekking, overflyging eller næringssøk. Oversikten er til en viss grad basert på nettstedet Artskart, men også egne data.

Tabell 5.3. Rødlisterarter som er dokumentert ellers antas å benytte planområdet i deler av året.

Art	Rødlisterstatus	Antatt forekomst	Norsk hekkebestand (par) ¹
Hubro	EN	Del av to hekketerritorier	451 - 680
Myrhauk	VU	Fåtallig overflygende trekkgjest (primært høst?)	25 - 140
Sivhauk	VU	Trolig svært sjelden forekomst	24 - 44
Lappspurv	VU	Fåtallig trekkgjest?	100 000 – 225 000
Hønehauk	NT	Del av hekketerritorium, regelmessig overflygende	1 384 – 1 856
Jaktfalk	NT	Trolig sjelden gjest	316 - 518
Fiskeørn	NT	Fåtallig/sjelden art i sommerhalvåret	400 - 600
Sandsvale	NT	Fåtallig - sjelden overflygende i sommerhalvåret	10 000 – 15 000
Taksvale	NT	Fåtallig - sjelden overflygende i sommerhalvåret	30 000 – 50 000
Stær	NT	Fåtallig - sjelden overflygende i sommerhalvåret	100 000 – 200 000
Gjøk	NT	Trolig fåtallig hekkeart	5 000 – 15 000
Bergirisk	NT	Hekker i planområdet	10 000 – 20 000
Gulspurv	NT	Fåtallig - sjelden gjest, trolig mest overflygende	100 000 – 200 000
Sivspurv	NT	Hekker i planområdet	200 000 – 500 000

1) Shimmings og Øien 2015

6 PROBLEMSTILLINGER

6.1 Empiri på vindkraftverk og fugl

Generelt

Det er godt dokumentert at vindkraftutbygginger kan ha betydelig negative virkninger for fugl, men samtidig er det store forskjeller fra vindkraftverk til vindkraftverk (Erickson et al. 2001, Rydell et al. 2011, m.fl.). Det er ellers lite kunnskap om hva som gjelder for norske forhold, da det bortsett fra studier i Smøla og Hitra vindkraftverk, i liten grad er gjennomført systematiske etterundersøkelser av fugl ved vindkraftverk i Norge.

Vindkraftutbygginger medfører i hovedsak tre typer av problemstillinger for fugl:

- Reduserte/ødelagte leveområder som en følge av arealinngrep
- Forstyrrelser fra anleggsarbeid og menneskelig aktivitet
- Kollisjonsfare/elektrokusjon

Det vil også kunne være indirekte sidevirkninger ved utbygging av vindkraftverk, bl.a. økt ferdsel etter at vindkraftverket er bygget ut. En oversikt over potensielle konflikter for fugl ved utbygging av vindkraftverk er vist i tabell 6.1.

Tabell 6.1. Konfliktmatrise for forholdet mellom tiltak og påvirkning på fugl (etter Langston og Pullan 2003, samt Clausager & Nøhr 1995).

Type	Tiltak	Redusert/ ødelagt habitat	Endring av biotop	Kollisjon	Elektrokusjon	Støy	Forstyrrelse
Konstruksjon	Vindturbiner	x	X	x		x	
	Trafostasjon	x	X				
	Veier	x	X				
	Kraftledninger	x	x	x	x		
Aktivitet	Anleggsarbeid	x	x			x	x
	Økt ferdsel					(x)	x

De store forskjellene i virkningsomfang fra vindkraftverk til vindkraftverk har sammenheng med en rekke forhold, for eksempel vindkraftverkenes beliggenhet i landskapet, topografiske forhold, tettheten av fugler og deres flygehøyder og atferd være viktige faktorer. Det er også dokumentert at både størrelse (høyde, rotorens størrelse), tetthet og fordelingsmønsteret av turbiner er faktorer som er utslagsgivende (Erickson et al. 2011).

Kollisjonsstudier

Fugler generelt

Rydell et al. (2011, 2017) har utarbeidet to grundige synteserapporter på vindkraftens virkninger på fugler og flaggermus. Nedenfor gis en kort oppsummering av nøkkeltall for deres gjennomgang av kollisjonsstudier, som omfatter mange ulike typer vindkraftverk – både med små og store turbiner.

Av totalt 53 kollisjonsstudier i USA ble der registrert et gjennomsnittsnitts kollisjonsomfang på 5,2 forulykkede fugler pr. turbin/år. Spennet lå mellom 2,9 og 7,9 for alle studiene. Tilsvarende undersøkelser i Kanada (N=43) gav et gjennomsnitt på 8,2 forulykkede fugler pr. år/turbin. Mediantallet for Nord-Amerika ligger på 1,6 forulykkede fugler pr. turbin/år.

I Europa har studiene samlet sett vist at 0 – 60 fugler pr. turbin/år har forulykket gjennom kollisjon med vindkraftverk. Dette gir en median på 6,5 individer pr. turbin/år.

Med grunnlag i gjennomgangen over, så varierer antall drepte fugler per turbin og år mye i ulike studier. Det er derfor svært vanskelig å forutse tapstallene ved et planlagt vindkraftverk. Det kan synes som om lokaliseringen av vindkraftverket er en faktor som har stor betydning for omfanget av kollisjonstapene. Vindkraftverk som blir etablert i særlig fuglerike områder har derfor i utgangspunktet et større konfliktpotensial enn andre vindkraftverk.

Fuglegrupper

Risikoen for kollisjon med vindturbiner varierer mye mellom fuglearter – og fuglegrupper. Generelt sett synes store og manøvreringsvake fugler å være mer kollisjonsutsatte enn mindre fugler (Rydell et al. 2011). Fugler som er nattaktive antas også å være mer utsatt.

Rovfugler synes å være den fuglegruppe som er mest utsatt for kollisjon med vindkraftverk. I Tyskland utgjorde denne fuglegruppen hele 37% av 1193 kollisjonsdrepte fugler i vindkraftverk som har blitt innsamlet siden 1989 (Durr 2010)

Med grunnlag i Rydell et al. (2011), ligger kollisjonsfrekvensen hos rovfugler på mellom 0 og 8 individer pr. turbin/år når alle sammenstilte studier legges til grunn. De høyeste verdiene kommer fra enkeltår og enkeltlokalitet (Rydell et al. (2011). I studier med lange tidsserier er det lavere kollisjonsfrekvens hos rovfugl. Her er gjennomsnittet på 0,3 forulykkede rovfugler pr. turbin/år, og en medianverdi på 0,03 pr. turbin/år. I de mest omfattende studiene i områder med høye tettheter av rovfugl, har kollisjonsfrekvensen av rovfugl hatt en medianverdi på 0,07 pr. turbin/år (Rydell et al. 2011). Dette samsvarer bra med studier av havørn i Smøla vindkraftverk. I perioden høst 2005 – 2013 ble totalt 56 kollisjonsdrepte havørner registrert innenfor Smøla vindkraftverk (Reitan 2014), noe som gitt en gjennomsnittlig kollisjonsfrekvens på ca. 0,1 individer pr. turbin/år (Nygård og Dahl 2012). I Hitra vindkraftverk har kollisjonsfrekvensen vært noe lavere (Nygård og Dahl 2012).

Ifølge Rydell et al. (2011, 2017) er det intet som tyder på at det er større kollisjonsrater i områder med trekkende rovfugler. Det er tvert imot indikasjoner på at stasjonære rovfugler er mer utsatt enn trekkende rovfugler i disse områdene. I Tarifa vindkraftverk, som ligger i en av de viktigste trekkledene for rovfugl i Europa, er nesten alle kollisjonsforene stasjonære rovfugler (de Lucas et al. 2008). Det er antatt at fraværet av kollisjoner her kan ha sammenheng med at trekket går høyt over området. Det må imidlertid bemerkes at forholdene i Tarifa vindkraftverk er betydelig annerledes enn i Norge. Turbinene er mye mindre og rovfugltrekket i området går normalt mye høyere enn i Norge (egne erfaringer). Dette har blant annet sammenheng med at oppdriftsforholdene i Sør-Spania er mye gunstige for

termikkbaserte rovfugler, da området har betydelig større soloppvarming. I tillegg tar rovfuglene stor høyde før kryssingen av Gibraltarstredet.

Barriereeffekter (unnavikelsesatferd)

Undersøkelser av vindkraftverks barriereeffekter viser store variasjoner mellom fuglegrupper.

Studier i havbaserte anlegg i Danmark og Sverige viste stor grad av unnavikelse hos trekkende sjøfugler, spesielt ærfugler. Ifølge Rydell et al. (2011) viser flere studier at fugler med relativt lav kollisjonsfrekvens, som lommer (til havs), havsuler, gjess, svaner, alker og traner, også oppviser stor unnavikelsesatferd. Unnavikelse er også konstatert hos natt-trekkende spurvefugler i et havbasert anlegg utenfor Nederland. Hegrefugler, terner, vadefugler og spurvefugler unnavik delvis anlegget, mens skarv og måkefugler viste ingen unnavikelsesatferd (Krijgsveld m.fl. 2011)

Det synes å være en klar tendens til at store fugler reagerer med unnavikelse på større avstand enn mindre fugler. Gjess og svaner kan reagere med unnavikelse av vindkraftverket på opptil 500-600 m avstand (Winkelman 1992b).

Bestandsmessige virkninger

Hötke et al. (2005) fant i sin reviewundersøkelse ingen entydig sammenheng mellom vindkraftverk og tettheten av hekkende fugl i og utenfor vindkraftverket. Mange undersøkelser viste negative effekter, men nesten tilsvarende antall studier viste ingen sammenheng. Det bemerkes at gjennomgangen omfattet mange studier og flere ulike arter.

Ved Smøla vindkraftverk er det gjort studier av hvilken effekt vindturbiner kan ha på forekomst og fordeling av fugler. I dette området er det klare indikasjoner på at flere arter av spurvefugler og vadefugler unngår nærområdene til vindturbinene (Bevanger et al. 2010). Innenfor vindkraftverket er det også dokumentert en reduksjon i tettheten av hekkende havørner (Nygård og Dahl 2012). På Smøla ble ellers tidligere hekkeplasser for smålom i planområdet ikke benyttet i årene etter utbyggingen. Liryper er ellers utsatt for høy kollisjonsrisiko med vindturbiner i dette vindkraftverket, men det er ikke noe som tyder på at den økte dødeligheten har påvirket størrelsen på rypebestanden (Bevanger et al. 2010). Det er imidlertid ikke observert noen klar unnavikelseeffekt hos liryper i Smøla vindkraftverk (Bevanger m.fl. 2010).

Leddy et al. (1999) fant økt tetthet av spurvefugler med økende avstand til turbinene. Forfatterne dokumenterte også større tetthet av hekkende fugl i et referanseområde enn i et område 80 meter fra turbinene.

Etablering av vindkraftverk kan også indirekte redusere næringsområdet for fugler med store territorier. Dette er vist hos kongeørn i Skottland, der et territorielt par nesten sluttet å bruke planområdet for et nyetablert vindkraftverk (Walker m.fl. 2005). I Altamont Pass vindkraftverk er det derimot ikke funnet noen slik sammenheng (Hunt m.fl. 1998), men dette kan ha sammenheng med at kongeørnene der stort sett består av streifende ungfugler.

Preliminære data fra undersøkelser av smålom i vindkraftområdet på Bessakerfjellet i Sør-Trøndelag viser at de tre parene som hekket innenfor området før utbyggingen var borte de to følgende hekkesesongene som det finnes data fra. Det var heller ingen tegn til at lommene hadde flyttet til andre vann, da det ikke var funnet noen ”nye” par i omgivelsene. Jacobsen et al. (2010) viser imidlertid til upubliserte data fra et vindkraftverk ved Havøysund, Måsøy kommune, der smålom hekket innenfor vindkraftverket.

På tross av et årlig kollisjonstap på 75-116 kongeørn pr. år i Altamont Pass vindkraftverk, ble det ikke dokumentert nedgang i hekkepopulasjonen som grenser til vindkraftverkområdet (Hunt 2002, Hunt m.fl. 1998). Derimot ble det registrert nedgang i bestanden av ungfugler og subadulte kongeørner.

Erickson et al. (2001) har i sin omfattende reviewundersøkelse vurdert at de 15 000 vindturbinene i USA kun står for 0,01- 0,02 % av de totale antropogene fugletapene i landet. Forfatterne konkluderer med at vindkraftverkene neppe kan ha noen betydelig negative virkninger på fuglebestander i USA.

De eventuelle negative virkningene som vindkraftverk har på fuglebestander er vanskelig å dokumentere, da det kreves omfattende oppfølging av berørte fuglepopulasjoner. Det vil også være vanskelig å kople lokale bestandsnedganger til vindkraftverkens virkninger. For å sannsynliggjøre en sammenheng må det gjennomføres grundige langtids for- og etterundersøkelser både i influensområdet og i referanseområder.

Forstyrrelser av fugl i anleggsfasen

Undersøkelser av effekter på fuglelivet ved bygging av vindkraftverk har mest fokusert på effekter etter at de er etablert og i drift. Mange fuglearter vil også kunne påvirkes negativt av anleggsarbeid spesielt i hekketiden (ca. april-august). Enkelte fugler vil i anleggsperioden avbryte hekkingen på grunn av reirødeleggelse eller som en effekt av langvarige forstyrrelser. Studier fra Orknøyene viste at 50 % av hekkebestanden av smålom forsvant etter etablering av vindkraftverk, noe som ble tillagt økt menneskelig ferdsel og forstyrrelse i området (Meek m.fl. 1993).

Turbinstørrelsens betydning

Loss et al. (2013) fant økende kollisjonsrate for fugler med økt størrelse på turbinene. I materialet inngikk turbiner med navhøyder fra 36 meter til 80 meters høyde. I dette intervallet økte den gjennomsnittlige dødeligheten fra 0,64 – 6,20 forulykkede fugler pr. turbin/år.

Erickson et al. (2014) fant imidlertid ingen direkte lineær sammenheng mellom dødsfall for spurvefugler og turbinhøyde i en gjennomgang av 116 studier i USA og Kanada.

Smallwood (2013) analyserte også virkningene av turbinstørrelse på fugledød. Forfatteren fant her en reduksjon i dødelighet i forhold til størrelse på verkene målt i installert effekt. Grunnlaget for studien var rovfugler i hele USA og samtlige fuglearter i Altamont Pass vindkraftverk i USA.

Hjernquist (2014) dokumenterte høyere dødelighetsrate på fugler ved de nye og større vindturbinene (navhøyde 80 meter) i et vindkraftverk på Gotland enn ved de mindre (navhøyde 40 meter) som ble erstattet. De nye turbinene hadde en dødelighetsrate på 37,4 fugler pr. turbin/år, mens de gamle hadde en rate på 21,3 fugler pr. turbin/år. Den totale dødeligheten i vindkraftverket ble imidlertid redusert, og dødeligheten pr. MW installert effekt ble redusert fra 57,0 fugler til 12,5 fugler (Hjernquist 2014).

Krijgsveld et al. (2009) undersøkte kollisjonsraten (pr. turbin) med 1,65 MW turbiner i tre vindkraftverk i Nederland. De fant at den absolutte kollisjonsraten var tilsvarende som i vindkraftverk med mindre turbiner og mindre rotoroverflate. De påpeker imidlertid at dersom høyde og rotoroverflate tas i betraktning, så var risikoen tre ganger så lav som med små turbiner. Forfatterne påpeker også at fugler i større grad vil fly under rotoren med større turbiner.

Når rotoromdreiningen blir seinere med økende rotorstørrelse, minker sannsynligheten for at en fugl som flyr gjennom rotorområder vil bli truffet av vingene (se Orloff & Flannery 1996). I tillegg vil størrelsen på rotorbladene øke synligheten for en fugl som nærmere seg vindkraftverket (Krijgsveld et al. 2009). Med økende rotordiameter og høyde på vindkraftverket, vil imidlertid fugler som flyr høyere og i et større høydespekter kunne bli påvirket (Morrison 2006; Barclay et al. 2007; Johnson et al. 2002; Manville 2009). I Norge er det f.eks. kjent at trekkende gress i stor grad flyr i større høyder, og ikke uvanlig i høyder på 150 – 200 mob. (Andersen 2013, egne erfaringer). Større turbiner produserer også større grad av virvler og turbulens ved vingetuppene, noe som potensielt kan påvirke kollisjonsfaren for flygende fugler (NWCC 2010). Det er også sannsynlig at kollisjonsrisikoen vil øke med rotorstørrelsen når dårlige værforhold sammenfaller med fugletrekk (se f.eks. Manville 2009).

I sin reviewundersøkelse, fant Hötcker et al. (2006) en sammenheng mellom turbinstørrelse og fuglers unnvikelse, dvs. avstanden økte med økende turbinstørrelse. Med unntak av vipe, var imidlertid ingen av resultatene statistisk signifikante.

Sannsynligheten for at en gitt fugl vil kollidere med en vindturbin, dvs. kollisjonsrisikoen, avhenger ellers av en rekke andre faktorer enn størrelse på turbinen. Layout, landskapsforhold, arter, tetthet av fugler mv. påvirker også kollisjonsomfanget (se kapittel 5.1.1). Det kan også være problematisk å sammenligne studier av store og små turbiner, da de sjelden er gjort på samme sted og i samme miljø.

6.2 Problemstillinger knyttet til større turbiner i Faurefjellet vindkraftverk

Bakgrunnen for denne rapporten er tiltakshavers planer om større turbiner enn det som ble konsekvensutredet. Det er også mindre endringer i layout.

I fagrapporten for biologisk mangfold (Tysse 2009) ble det lagt til grunn 20 stk. 2,3 MW turbiner. Dimensjonene på denne er 120,5 meter totalhøyde, fordelt på 85 meter navhøyde og 71 meter rotordiameter. Avstanden fra bakkenivå til nedre vingetupp være 49,5 meter.

Med ny løsning er det lagt opp til å bruke 12 stk. turbiner med en totalhøyde på 200 meter. Navhøyden vil være ca. 123 meter og rotordiameteren ca. 154 meter. Avstanden fra nedre vingetupp til bakken blir da 46 meter.

Sentrale problemstillinger i forhold til fugler

- Rotordiameteren øker fra 71 meter med 0-alternativet – til 154 meter med hovedalternativet. Dette gir en økning i sveiparealet (πr^2) pr. turbin med nesten 5 ganger. Samlet for hele vindkraftverket vil sveiparealet øke med 2,82.

Rotorens omdreiningshastighet halveres ved lave vindhastigheter, og reduseres med ca. 35% ved vindhastigheter når vindturbinen har nådd merkeeffekten (ved vindhastigheter over ca. 12 m/s).

- Antall turbiner i Faurefjellet vindkraftverk er redusert med 40%.

Alle problemstillingene er relatert til flygende fugler, dvs. at de vil påvirke kollisjonsrisiko- og -omfang for flygende fugler. Punkt tre vil også ha betydning for omfanget av forstyrrelse for hekkende fugler, gjennom redusert beslaglagt areal.

For å vurdere hvilken betydning disse forholdene vil ha for fugler, er vurderingene av virkninger basert på empiriske studier (se kapittel 5.1).

Mer underordnede problemstillinger i forhold til hekkende fugler i planområdet:

- Det totale arealbeslaget er redusert med ca. 6 % med hovedalternativet. I dette ligger det en reduksjon av veilengden på vel 30%, fra 13 km til 8,85 km.
-
- De større turbinene vil ha en høyde som er 60 % større enn de som opprinnelige ble vurdert. Dette er en betydelig endring av dimensjoner, og turbinene vil i større grad dominere landskapet. For fugler som benytter planområdet som hekkeområde vil en utbygging av vindkraftverket uansett gi drastiske endringer. Derfor vil trolig ikke forskjellene i turbindingensjoner være en viktig faktor for hekkende fugl, da turbinene uansett vil være dominerende i planområdet. Det er også slik at de fleste hekkfuglene i planområdet stort sett holder seg nær bakken.

7 PÅVIRKNING OG KONSEKVENSER

I det følgende er det gjort vurderinger av påvirkning og konsekvenser for fugler ved å realisere hovedalternativet. I kapittel 8 er det gjort sammenligninger med opprinnelig, konsesjonssøkt løsning, dvs. hva det betyr for fuglelivet med en endring fra 20 stk. 2,3 MW turbiner til 12 stk. 5 - 6 MW turbiner. I denne rapporten er anleggsarbeid også vurdert som en del av påvirkningen for fugler – ikke bare et ferdig utbygd vindkraftverk.

7.1 Påvirkning

7.1.1 Landskapsøkologiske funksjonsområder

En utbygging av vindkraftverket på Faurefjellet vil til en viss grad bryte med det landskapsøkologiske funksjonsområdet som det regionalt viktige rovfugltrekket utgjør. Tiltaket vil trolig medføre endringer i bevegelsene av fugler i området. Det er dokumentert barrierevirkninger av vindkraftverk, og det må legges til grunn at store vindkraftverk vil ha større barrierevirkninger enn små. Det er derfor sannsynlig at vindkraftverket vil ha påvirkning på arealbruken hos både trekkende og hekkende fugler, men at dette vil variere innenfor arter. Om denne virkningen vil ha stor betydning for forflytninger av fugler i et større område, er imidlertid mer usikkert. Uansett har fuglene et vidt område å trekke i, og Faurefjellet vindkraftverk vil i liten grad påvirke trekket som sådan.

Med betydelig usikkerhet, vurderes det landskapsøkologiske funksjonsområdet å bli *noe forringet*.

7.1.2 Økologiske funksjonsområder for hekkefugler

Orrfugl (hekkeområde/helårsområde)

De betydelige habitatendringene kombinert med forstyrrelse både i anleggs- og driftsfasen vurderes som de viktigste negative faktorene for orrfugl.

Hønsefugler er en fuglegruppe som er utsatt for kollisjoner med vindturbiner (Zeiler og Gruenschachner-Berger 2009, Rydell et al. 2011). I Smøla vindkraftverk er det ikke dokumentert at bestanden av lirype er lavere i vindkraftområdet sammenlignet med utenfor (Bevanger et al. 2010). Selv om lirype er en nærstående art til orrfugl, kan ikke dette uten videre overføres til Faurefjellet vindkraftverk. Undersøkelser av vindkraftverk og hønsefugl er ellers noe motstridende, da det er undersøkelser som viser både nedgang og ingen endring etter utbygging (Rydell. et al. 2011).

I tillegg til de tekniske inngrepene, vil tiltaket også medføre betydelig økt menneskelig aktivitet både i anleggsfasen og i driftsfasen. Med disse forutsetningene er det vanskelig å se

for seg at orrfuglbestanden i planområdet ikke vil bli redusert. Påvirkningen vurderes samlet sett til *ferringet* for bestanden av orrfugl som er knyttet til planområdet.

Hubro (territorier/næringsområde)

Planområdet for Faurefjellet vindkraftverk inngår trolig i to hekketerritorier for hubro.

Dokumentert territorium

Det er ikke lokalisert reirplasser for dette territoriet inne i planområdet, og trolig ligger alle reirplassene utenfor området. Dersom reirplassene er lokalisert i det som vurderes som det sentrale hekkeberget, vil utbyggingen av Faurefjellet vindkraftverk trolig få mer begrenset negativ påvirkning for hekkefuglene. Planområdet er neppe deres viktigste næringsområde, selv om dette området nok også brukes til næringssøk.

Det er dokumentert at hubro kan omkomme gjennom kollisjoner med vindkraftverk, men ingen kjente tilfeller fra Norge (Jacobsen og Røv 2007). Arten vurderes skjønnsmessig som moderat utsatt for kollisjoner med den type vindturbiner som planlegges i planområdet. Flygende hubroer beveger seg primært i de lavere luftlag, og vil normalt holde seg under nedre vingetupp, som i dette tilfelle er 46 meter. I det kupert planområdet er høydeforskjellene relativt store, noe som øker kollisjonsrisikoen for en normalt lavtflygende art som hubro. Dersom utbyggingsområdet hadde vært flatt, og i samme høyde som hekkeberget, må det antas at kollisjoner med turbiner ville vært en marginal problemstilling. Avstanden fra bakke til nedre rotortupp er på 46 meter.

Anleggsarbeid kan ellers være en potensiell forstyrrelseskilde for de hekkende hubroene. Dette vil gjelde sprengning, men også tungtransport i nærheten av hekkeberget.

Det er vanskelig å gi sikre vurderinger av påvirkningen for de hekkende hubroene, da arealbruken deres og reirplassene ikke er kjent. Likevel vurderes påvirkningen å ligge innenfor spennet *noe ferringet* – *ferringet*, men med noe usikkerhet knyttet til vurderingene. Skulle det finnes reirplasser nærmere planområdet enn det som er lagt til grunn, vil den negative påvirkningen kunne bli større.

Antatt territorium

Det er vanskelig å vurdere påvirkningen for et annet hubroterritorium når det ikke er kjent hvor de hekker og hvilken arealbruk de har. Det er likevel lite sannsynlig at det er hekking av et annet par i planområdet, og planområdet er heller neppe deres primære næringsområde. Inntil det er mer kunnskap om forekomsten vurderes påvirkningen å ligge innenfor spennet *noe ferringet* – *ferringet*.

Vandrefalk (hekketerritorium)

Vandrefalkene som hekker nær planområdet forventes å bli betydelig forstyrret dersom foreliggende planer gjennomføres. Lokaliteten ligger såpass nær planområdet at anleggsarbeid knyttet til en eller turbiner kan medføre forstyrrelser dersom dette gjennomføres i hekkeperioden. Videre vil trolig etableringen av vindkraftverket trolig medføre økt menneskelig rekreativ aktivitet i driftsperioden. Selv om arten er kjent for å kunne tolerere

noe forstyrning ved hekkeplassen, vil en utbyggingen av Faurefjellet vindkraftverk medføre risiko for at hekkefuglene responderer negativt. Beliggenhet av reirplassen i forhold til forstyrrelseskildene vil ha betydning for omfanget av forstyrrelsen. De samme vandrefalkene og deres avkom vil ellers kunne kollidere med turbiner. Det er usikkert om etableringen av vindkraftverket vil medføre at vandrefalkene forlater lokaliteten, men det vurderes ikke som sannsynlig. Påvirkningen for vandrefalkene vurderes som minst *forninget*. Dette innebærer at det forventes kollisjoner med turbinene i løpet av konsesjonsperioden, samt at etableringen trolig medfører redusert ungeproduksjon i driftsperioden.

Kongeørn (hekketerritorium)

Kongeørn er dokumentert hekkende i noe avstand fra planområdet. Det territorielle paret benytter planområdet til næringsøk og som en del av territoriemarkeringen. Etableringen av vindparken forventes ikke å gi negative virkninger for bruken av reirplassen, men hekkefugler og/eller årssunger må forventes å omkomme gjennom kollisjoner innenfor konsesjonsperioden (30 år) av vindkraftverket. De hekkende kongeørnene vurderes å bli *forninget* av tiltaket. Dette betyr noe redusert ungeproduksjon og kollisjonsdrepte individer i løpet av konsesjonsperioden. Påvirkningen kan bli mindre dersom ørnene skyr planområdet, men da vil et næringsområde utgå fra territoriet.

Havørn (hekketerritorium)

Havørn hekker ikke langt fra plangrensene, og benytter som planområdet til næringsøk og ved territoriemarkering. Med grunnlag i observasjonsfrekvensen av voksne havørner over området høsten 2009, er det sannsynlig at territorielle havørner og deres avkom vil kollidere med turbiner i løpet av driftsperioden. Påvirkningen vurderes til *forninget*. Dette betyr noe redusert ungeproduksjon og kollisjonsdrepte individer i løpet av konsesjonsperioden.

Hønehauk (hekketerritorier)

Planområdet berører minst ett hekketerritorium for hønehauk. Selv om kjente hekkelokaliteter (2) ligger på god avstand fra planområdet, kan det ikke utelukkes at næringsøkende og territoriehevdende individer omkommer gjennom kollisjon med turbiner. Sannsynligheten for at dette skjer i konsesjonsperioden vurderes likevel som lav. Hekkelokaliteter vil ikke bli påvirket av tiltaket gjennom forstyrning. Det vurderes at påvirkningen vil bli *noe negativ*.

Dvergalk (hekketerritorium)

Det er ikke avklart om arten hekker i området, men den er sett her i hekketiden, og området vurderes som egnet habitat for arten. Det er vanskelig å vurdere påvirkningen uten å ha mer informasjon om artens forekomst.

Sivspurv (hekkeområde)

Selv om det ikke er dokumentert hvor alle hekkeplassene til arten ligger i planområdet, forventes ingen veier eller turbiner å bli etablert direkte over hekkeplasser for denne arten. Økt forstyrning kan være en problemstilling. Påvirkningen vurderes å ligge innenfor spennet *ubetydelig til noe forning*, med habitatendringer og forstyrning. Dette tilsier at det ikke

forventes redusert bestand som en følge av tiltaket. Hekkefuglene vil neppe kollidere med vindturbiner.

Bergirisk (hekkeområde)

Det er ikke godt kjent hvor arten hekker i området, men som de fleste andre spurvefugler er arten trolig tilpasningsdyktig i forhold til en vindkraftutbygging. Arten vil kunne bli forstyrret, men skyr neppe planområdet på grunn av utbyggingen. Påvirkningen vurderes å ligge innenfor spennet *ubetydelig – noe forringet*. Hekkefuglene vil neppe kollidere med vindturbiner, selv om dette kan ikke utelukkes grunnet at arten vil bevege seg en del i ulike høyder i planområdet.

Gjøk

Det antas at arten parasitterer på heipiplerke i planområdet. Arten vil typisk bevege seg under kollisjonshøyde. Det er usikkert hvordan arten responderer på vindkraftutbyggingen, da det er lite empiri på gjøk og vindkraftverk. Påvirkningen vurderes å ligge innenfor spennet *ubetydelig - noe forringet*, men med noe usikkerhet knyttet til vurderingen.

Spurvefugler (hekkeområde)

Med grunnlag i empiriske studier (se kapittel 5.1), er det sannsynlig at tettheten av hekkende spurvefugler vil bli noe redusert med en utbygging av vindkraftverket. Det vil også bli redusert ungeproduksjon for flere par under anleggsarbeid i hekkeperioden. Flere av artene som finnes i området har imidlertid såpass tilpasningsevne til inngrep og menneskelig aktivitet, at det primært vil være fugler i direkte berørte hekketerritorier som vil påvirkes negativt. Avstanden mellom vingetupp og bakken er ellers så stor at det ikke forventes et stort kollisjonsomfang for arter som primært er knyttet til bakkeområdet i hekketiden. Påvirkningen vurderes samlet sett å bli *noe forringet* for hekkebestanden av spurvefugler i planområdet.

7.1.3 Økologiske funksjonsområder for trekkende fugler

Trekkende rovfugler

Det er noe begrenset kunnskap om omfanget av rovfugltrekket gjennom planområdet, selv om det ble gjennomført trekkteellinger på 6 dager i 2009. Med foreliggende kunnskap, legges det til grunn at området berøres av stort sett samme mangfold med arter som er registrert i denne landsdelen tidligere (se Tysse 2008, 2012). Omfanget av trekket vurderes imidlertid noe mindre. Det er mulig at et middels tresifret antall rovfugler beveger seg over planområdet hver høst. Mange av disse rovfuglene vil normalt bevege seg i potensiell kollisjonshøyde (se Tysse 2012), dvs. innenfor høydespennet 46 mob. – 200 mob. Med grunnlag i empiriske studier (se kapittel 4), er det likevel sannsynlig at kollisjonsomfanget vil være lavt i vindkraftverket. Legges det til grunn en kollisjonsrate på 0,07 rovfugler pr. turbin/år, en medianrate i godt undersøkte området med høy tetthet av rovfugler, vil tallet kunne ligge på omkring én rovfugl pr. år.

Det er ikke sannsynlig at kollisjonsomfanget på trekkende rovfugler i Faurefjellet vil ligge på et nivå der det gir negative virkninger for hekkebestander av rovfugl. Dette begrunnes med at det årlige kollisjonstallet vil være lavt, at mange geografiske populasjoner benytter området (virkninger fordeles) og at en stor andel av rovfuglene er årsunger (som normalt har høy dødelighet første leveåret. Unntaksvis kan selvsagt kollisjoner ramme voksne fugler av truede arter eller sårbare arter, og dette kan da gi mer tilfeldige negative utslag. Det er for øvrig ikke noe som skulle tilsi at bufferevnen (= rekrutteringsbestander) til rovfuglbestander skulle bli særlig påvirket.

Med grunnlag i gjennomgangen over, vurderes påvirkningen for trekkende rovfugler (og hekkebestandene til disse) å være begrenset. Skjønnsmessig vurderes påvirkningen for rovfugler til *noe forringet*, da det kan bli flere år med årlige tap av rovfugler gjennom kollisjon med turbiner.

Trekkende spurvefugler

Spurvefugler er trolig den trekkende fuglegruppe som vil bli mest rammet av utbyggingen, dersom kun kollisjonsomfanget legges til grunn. I nesten hvilket som helst innlandsområde i denne delen av landet, vil spurvefugler være de tallmessig dominerende artene under trekket. Spesielt under høsttrekket vil dette være tilfelle.

Med grunnlag i de empiriske studiene det er vist til i kapittel 4, er det i vindkraftverk i Europa registrert et mediantall på 6,5 kollisjonsdrepte fugler pr. turbin/år. Det er usikker hvilket omfang kollisjonstallene for trekkende fugler i Faurefjellet vindkraftverk vil ligge på, men uansett legges det til grunn at kollisjoner vil bli fordelt på mange arter spurvefugler, og der ungfugler inngår som en betydelig del på høsten. Populasjonsteori tilsier at et slikt omfang og fordeling neppe vil gi annet enn en påvirkning som gir *ubetydelig endring – noe forringet*.

Andre trekkende fugler

Det er ikke noe som tyder på at planområdet ligger i tilknytning til viktige trekkleder for andre fuglearter/grupper. Det trekker imidlertid en del grågjess over området, noe som ble registrert under rovfugltellingene i 2009. Når man vet at hovedtrekket av grågås går mye tidligere på høsten enn når de overnevnte tellinger ble gjennomført, er det sannsynlig at en hel del grågjess trekker over området – kanskje også om våren. Da gjess viser relativt stor grad av unnvikelse i forhold til vindkraftverk, må det også legges til grunn at Faurefjellet vindkraftverk vil ha en barriereeffekt på trekkende gjess.

Mange fuglearter som frekventerer landsdelen under vår- og høsttrekket vil ikke trekke over området, eller trekke over området i et beskjedent antall. Vindkraftverkets påvirkning av andre trekkende fuglegrupper enn rovfugler og spurvefugler vurderes i utgangspunktet som begrenset. Det kan likevel ikke utelukkes at det i enkelte år kan forekomme en del dødelighet hos visse arter/grupper som trekker gjennom området. Værforhold kan her være utslagsgivende. Vindkraftverket vurderes ellers å ha marginal virkning på trekket i området som sådan, selv om det kan forekommende barrierevirkninger. Dette vil høyst medføre en justering av flygekursen og svakt økt energiforbruk.

De bestandsmessige virkningene er vanskelig å vurdere uten at kollisjonsomfanget er avdekket, men påvirkningen vurderes til *ubetydelig endring - noe forringet*, da det må forventes en del kollisjoner av voksne fugler.

7.1.4 Økologiske funksjonsområder for overvintrende ørner

Utbyggingen vil gjennomføres i et område med stor tetthet av overvintrende og streifende ørner. Da ørner er utsatt gruppe for kollisjoner med turbiner (Smalwood og Thelander 2004, Follestad 2007 m.fl.), vil utbyggingen av Faurefjellet være spesielt negativt for denne gruppen. Høydedraget er som nevnt er oppdriftsplatå der også ungerørnene som overvintrer og streifer i området beveger seg. Det må forventes flere kollisjoner med turbiner, og både unge og subadulte (adulte?) ørner vil kunne bli rammet. Tiltaket vurderes å føre til *forringet* påvirkning.

7.2 Konsekvenser

7.2.1 Landskapsøkologiske funksjonsområder

Med middels verdi og noe forringet, vil konsekvensen for det landskapsøkologiske funksjonsområdet bli **noe miljøskade**.

7.2.2 Økologiske funksjonsområder

Tabell 7.1 gir en oversikt over verdi, påvirkning og konsekvens for berørte fuglearter og fuglegrupper ved en utbygging av Faurefjellet vindkraftverk. Det er lagt til grunn gjennomgangen i kapittel 5.3 (verdi) og 7.1 (påvirkning), samt bruk av metodikken beskrevet i kapittel 3.

Tabell 7.1. Oversikt over verdi, påvirkning og konsekvensgrad for aktuelle fuglearter/fuglegrupper

Art/gruppe	Funksjon	Verdi	Påvirkning	Konsekvensgrad
Spurvfugler	Hekkeområde	Ubetydelig	Forringet	Ubetydelig miljøskade
Orrfugl	Hekkeområde	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Hubro	Hekketerritorium	Svært stor	Noe forringet – forringet	Betydelig – alvorlig miljøskade
Kongeørn	Hekketerritorium	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Havørn	Hekketerritorium	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Vandrefalk	Hekketerritorium	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Hønehauk	Hekketerritorium	Middels	Noe forringet	Noe miljøskade
Dvergfalk	Hekketerritorium (antatt)	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Sivspurv (NT)	Hekkeområde (antatt)	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Bergirisk (NT)	Hekkeområde (antatt)	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Gjøk (NT)	Hekkeområde (antatt)	Middels	Forringet	Betydelig miljøskade
Spurvfugler (andre)	Hekkeområde	Ubetydelig	Forringet	Ubetydelig miljøskade
Rovfugler	Trekk	Middels	Noe forringet	Noe miljøskade
Spurvfugler	Trekk	Uten betydning	Ubetydelig endring – noe forringet	Ubetydelig miljøskade
Andre fugler	Trekk	Uten betydning	Ubetydelig endring – noe forringet	Ubetydelig miljøskade
Kongeørn (og havørn)	Overvintring	Stor	Forringet	Betydelig miljøskade

Tiltaket vurderes å gi **betydelig miljøskade** for mange forekomster av fugler. Dette gir veid **middels negativ konsekvens**. Det presiseres imidlertid at det er usikkerhet knyttet til vurderinger av hubro, da arealbruken til hekkeparet er dårlig kjent. I verste fall kan det bli alvorlig miljøskade for forekomsten, dersom det f. eks skulle ligge reirplasser nær opptil tiltaksområder.

8 SAMMENLIGNING MED 0-ALTERNATIVET

Med **0-alternativet** menes en forventet utvikling dersom tiltaket ikke blir gjennomført. Det er allerede gitt konsesjon til utbygging av Faurefjellet vindkraftverk, og 0-alternativet blir dermed en konsesjonsgitt utbygging. Konsesjonen omfatter totalt 60 MW installert effekt,

Nedenfor følger en gjennomgang av de forekomster som er vurdert i kapittel 6, og der det er gjort vurderinger av hva en endret utbyggingsløsning vil medføre. En ny utbyggingsløsning vil her være **hovedalternativet**. Denne omfatter totalt 66 MW installert effekt.

8.1 Hekkefugler

Orrfugl

Anleggsarbeid og arealinngrep med nytt utbyggingsalternativet vil være tilsvarende som med 0-alternativet. For orrfugl vil det være en viss kollisjonsfare ved siden av inngrep og forstyrning. Hønsefugler er utsatt for kollisjoner med vindturbiner, (Zeiler og Gruenschachner-Berger 2009, Rydell et al. 2011). Større turbiner, økt rotorhøyde- og diameter og seinere rotorhastighet vil ha betydning, men inngrepet i seg selv og medfølgende forstyrning vurderes som viktigst. Trolig vil det være små forskjeller på de to alternativene for orrfuglbestanden i området.

Hubro (hekketerritorium)

Da det er dårlig kunnskap om hubroens arealbruk i området, er det vanskelig å vurdere de to alternativene opp mot hverandre. Arten flyr imidlertid oftest relativt lavt over terrenget, noe som skulle tilsi små forskjeller mellom alternativene. Det vil derfor trolig ha liten betydning at hovedalternativet har mye større turbiner. 0-alternativet har langt flere turbiner enn hovedalternativet, og dette vurderes derfor som det dårligste alternativet for hubro.

Vandrefalk (hekketerritorium)

Trolig vil det være små forskjeller mellom alternativene for denne arten. Selv om sveiparealet er betydelig større med hovedalternativet, er det med 0-alternativet flere turbiner nær hekkeklassen og naturlige oppdriftsområder for hekkefuglene.

Kongeørn (hekketerritorium)

De hekkende kongeørnene ses ofte over den høyeste delen av Faurefjellet. Her vil det være flere turbiner med 0-alternativet, mens sveiparealet blir betydelig større med hovedalternativet. Samtidig vil rotorhastigheten være saktere med hovedalternativet. Det er mulig at ørnene helt eller delvis skyr området etter utbyggingen, og da vil det det bety lite hvilket alternativ som realiseres. Trolig er det uansett små forskjeller mellom alternativene.

Havørn (hekketerritorium)

Vurderingene for kongeørn gjelder også for havørn.

Hønehauk

Det er trolig små forskjeller på alternativene, men på grunn av at arten gjerne er relativt lavtflygende, vurderes 0- alternativet som dårligst.

Dvergfolk

Det er lokalisert noen hekkeplass i planområdet, men da arten er stort sett lavtflygende, vurderes 0-alternativet som det dårligste alternativet.

Sivspurv (hekkeområde)

O-alternativet vurderes i utgangspunktet som det dårligste alternativet på grunn av større veilengde. For å kunne gi en sikrere vurdering av dette, må imidlertid alle hekkeplassene for arten lokaliseres.

Bergirisk (hekkeområde)

Samme vurderinger som for sivspurv.

Gjøk (hekkeområde)

For gjøk vurderes også 0-alternativet som det dårligste alternativet, på grunn av flere turbiner med raskere omdreiningshastighet på rotor. For denne arten vil det være den nedre delen av rotorsøylen som gir mest kollisjonsfare.

Andre spurvefugler

O-alternativet vurderes i utgangspunktet som det dårligste alternativet på grunn av større veilengde.

8.2 Trekkende og overvintrende fugler**Rovfugler, trekk**

Det er ikke kunnskap nok om rovfugltrekket over Faurefjellet til å gi noen artsvise vurderinger av betydningen av å benytte større turbiner. Generelt sett vil nye og større turbiner berøre trekk i høyere luftlag enn de mindre, 2,3 MW turbinene. Dette kan være uheldig for rovfugler som stiger på termikken, og skrur seg opp til store høyder. Det gjelder de fleste rovfuglene, når det er gunstige oppdriftsforhold. For trekkende rovfugler har det også betydning med seinere rotorsveip og dimensjonene på turbinene. Det kan være at større turbiner vil føre til større grad av unnvikelse, slik Hótker et al. (2006) fant.

Det er ikke kjent noen empiriske studier som uten videre kan benyttes til å vurdere hvilken betydning det har for rovfugltrekket å erstatte 20 stk. 2,3 MW turbiner med 12 stk. 5-6 MW turbiner. Med grunnlag i at det er dokumentert at kollisjonsraten for fugler blir mindre pr. MW installert effekt med større turbiner, kan det kanskje forventes færre kollisjoner med større og færre turbiner. Det er imidlertid ikke kjent noen studier på rovfugler som uten videre kan overføres til Faurefjellet. Her søkes det også om økt installert effekt, en økning på 40%. Sveiparealet vil økes i vindkraftverket som helhet, og rotorbladene vil sveipe 65 meter høyere enn med 0-alternativet. Vurderingsgrunnlaget er imidlertid ikke godt nok, da gode empiriske

studier med tilsvarende problemstillinger som på Faurefjellet mangler. Da det samlede sveiparealet øker med hele 5 ganger med hovedalternativet, er det imidlertid sannsynlig at kollisjonsomfanget vil være noe større med hovedalternativet.

Spurvefugler, trekk

Spurvefugler er ofte den dominerende fuglegruppe hva gjelder kollisjonsomfang i vindkraftverk (Rydell et al. 2017). Dette på tross av at kadavrene av spurvefugler gjerne er vanskeligere å lokalisere på grunn av at de er små.

For trekkende spurvefugler vil det ha betydning at hovedalternativet gir et betydelig større rotorsveip. Trekket av spurvefugler går både om natten og i dårlig lys, og det er derfor nærliggende å anta at kollisjonsomfanget med hovedalternativet kan bli noe større. Empiriske studier (se kapittel 5) viser imidlertid at kollisjonsomfanget for fugler gjerne reduseres med større turbiner, dersom dette måles i installert effekt. I tilfelle Faurefjellet vindkraftverk vil det bli noe søkes det om økt installert effekt. Turbinendringene er også betydelige, med 5 ganger større sveipareal pr. turbin og nesten 3 ganger for hele vindkraftanlegget. Trolig vil dette føre til noe større kollisjonsomfang for trekkende spurvefugler enn med 0-alternativet. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til vurderingene, da empiriske tross alt viser reduksjon i kollisjonstap for fugler pr. installert effekt med større turbiner.

Andre fuglegrupper, trekk

Det er ikke kunnskap nok om trekket av andre fuglegrupper i området til å vurdere hovedalternativet opp mot 0-alternativet.

Kongeørner (og havørner), overvintring

0-alternativet vurderes som det dårligste alternativet for overvintrende kongeørner. Dette begrunnes med at ørnene om vinteren gjerne holder seg i lavere luftlag enn i sommerhalvåret. Dette har dels sammenheng med at de i stor grad driver næringsøk og at oppdriftsforholdene er dårligere på denne årstiden. Med nesten dobbelt så mange turbiner og raskere omdreiningshastighet på rotoren, vurderes den samlede kollisjonsfaren som størst med dette alternativet.

9 SAMLET BELASTNING

Ved vurdering av den samlede belastningen for fugler vil det bli fokusert på truede arter, dvs. arter som er i kategorien CR, EN og VU på rødlista. Det skal vurderes om eksisterende og planlagte inngrep i Faurefjellet vindkraftverk kan påvirke tilstanden eller bestandsutviklingen for noen de av overnevnte kategorier. Nedenfor gis det en kort oversikt over status for disse forekomstene lokalt og regionalt.

Utbyggingen av Faurefjellet vindkraftverk vil ha negative virkninger for flere fuglearter. De fleste forekomster som vil bli berørt er imidlertid vanlige eller tallrike både lokalt, regionalt og nasjonalt. Dette betyr at utbyggingen kun vil berøre en liten andel av forekomstene. Andre forekomster enn de truede artene er ikke vurdert i dette kapitlet.

9.1 Status

Hubro (rødlistet EN)

Arten hekker på minst en lokalitet i nærheten av planområdet, men det foreligger ikke kunnskap om artens bruk av planområdet. Hekkebestanden for hubro i Rogaland er estimert å ligge innenfor spekteret 110 – 150 par, med stabil bestandsutvikling (Shimmings og Øien 2015). Med grunnlag i bestandsanslaget for fylket, vil det territoriene ved Faurefjellet utgjøre fra ca. 1-2 % av fylkets hekkebestand av hubro. Landets hekkebestand av hubro er dårlig kjent, men antas å ligge innenfor spekteret 451 – 680 hekkende par (Shimmings og Øien 2015).

Myrhauk (VU)

Myrhauk forekommer som en regelmessig, men fåtallig trekkgjest om høsten i denne delen av landet (se blant annet Tysse 2008, 2102). Den norske hekkebestanden er anslått til mellom 25 – 140 par (Shimmings og Øien 2015). Da det er registrert et betydelig antall høsttrekkende myrhauker i sørvest-Norge (se blant annet Tysse 2012), må det legges til grunn at ikke bare norske myrhauker trekker gjennom denne delen av landet. De fleste myrhaukene som blir registrert trekkende om høsten her er ungfugler (egne data)

Sivhauk (VU)

Det er ingen kjente registreringer av sivhauk fra planområdet, men arten antas å være sjelden forekommende i området, da den ses av og til i denne delen av landet (se Tysse 2008, 2012).

Lappspurv (VU)

Arten er ikke kjent å være registrert i området, men det er egnet habitat som rasteområder for arten. Trolig forekommer den som en sjelden trekkgjest.

9.2 Problemstillinger

I det følgende vil det vurderes om eksisterende og planlagte inngrep i området (§10, om samla belastning) kan påvirke forvaltningsmålene for de samme artene som er beskrevet i kapittel

8.1. Det vil også bli vurdert om tilstanden og bestandsutviklingen til disse artene kan bli vesentlig påvirket.

Vurderingene av samla belastning gjelder her for viktige økologiske funksjonsområder for arter som er oppført på rødlisten over truede arter. Hubro (EN) hekker ved planområdet, og antas å benytte planområdet til næringssøk. Myrhauk vurderes som en regelmessig trekkgjest om høsten, og både sivhauk (VU) og lappspurv (VU) kan forekomme her. Forvaltningsmål for arter fremgår av Lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven) fra 2009:

§ 5. (forvaltningsmål for arter)

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. Forvaltningsmålet etter første ledd gjelder ikke for fremmede organismer. Det genetiske mangfold innenfor domestiserte arter skal forvaltes slik at det bidrar til å sikre ressursgrunnlaget for fremtiden.

9.3 Vurderinger

Hubro (EN)

Det er dokumentert at ett par hubro hekker ved planområdet, og det er sannsynlig at ytterligere ett par hekker ved området. Begge parene antas å bruke planområdet i større eller mindre grad. En utbygging av Faurefjellet vindkraftverk vil i føre til at hubroenes økologiske funksjonsområder blir noe forringet - forringet.

Hubrobestanden langs kysten av Vest-Agder og Sør-Rogaland er truet av relativ massive utbyggingsplaner av vindkraftverk. I flere av disse områdene vil viktige funksjonsområder for territorielle hubroer bli preget av inngrep og menneskelig aktivitet. En samlet utbygging av konsesjonsgitte vindkraftverk vil derfor være ytterligere en negativ faktor for en art som har hatt en negativ bestandsutvikling i Norge. Bestanden av hubro i den aktuelle kystsonen vil på sikt kunne bli noe redusert dersom de aktuelle vindkraftverkene bygges ut.

Utbyggingen av Faurefjellet vindkraftverk vurderes isolert sett som relativt begrenset negativ for artens bestand, men hvert vindkraftverk i hubroland vil i større eller mindre grad påvirke bestanden. Det er de kumulative virkningene som på sikt kan gi ytterligere bestandsnedganger. Foreløpig er det imidlertid for tidlig å måle virkningene for hubro av vindkraftutbyggingene i sørvest-Norge: Noen få vindkraftverk har kommet i drift, mens flere andre planlegges i drift. Så godt som alle prosjektene berører hubroterritorier.

Myrhauk (VU)

Et relativt betydelig antall myrhauk trekker hver høst gjennom kystsonen i sørvest-Norge. Det er dokumentert at dette trekket også berører området ved Faurefjellet. Sannsynligheten for at

trekkende myrhauker kolliderer med turbinene på Faurefjellet eller i andre vindkraftverk i denne delen av lander vurderes som relativt lav. Dette begrunnes først og fremst med at arten er typisk lavtflygende, og vil normalt fly under rotoren dersom de flyr gjennom et vindkraftverk. Hekkebestanden for myrhauk vil trolig ikke bli påvirket av utbyggingen av Faurefjellet vindkraftverk, da det ikke forventes kollisjonstall her i løpet av konsesjonsperioden. Prinsippet om samlet belastning i naturmangfoldloven § 10 blir derfor ikke nærmere vurdert videre for denne arten.

Sivhauk (VU)

Noe av de samme vurderingene som ble gjort for myrhauk, gjelder også for denne arten. Arten er så sjelden i dette området at det er usannsynlig at det vil være kollisjoner med turbiner. Prinsippet om samlet belastning i naturmangfoldloven § 10 blir derfor ikke nærmere vurdert videre for denne arten.

Lappspurv (VU)

Arten er trolig såpass sjelden på Faurefjellet at kollisjon med turbiner vil være lite aktuelt, eller sjelden. Prinsippet om samlet belastning i naturmangfoldloven § 10 blir derfor ikke nærmere vurdert videre for denne arten.

9.4 Kunnskapsgrunnlaget (§8 i naturmangfoldloven)

Det vurderes at kunnskapsgrunnlaget for fugler er overveiende bra, men med en del mangler noe kunnskap om hvor hekkende fugler i planområdet er lokalisert. Dette gjelder blant annet arter som bergirisk, sivspurv og dvergfalk. For de øvrige artene er det lite relevant informasjon om hvor hekkeplassene er. Det er lite sannsynlig at det hekker andre rovfugler eller andre viktige fuglearter i planområdet enn de som allerede er beskrevet.

I slike saker vil det alltid være usikkerhet omkring arters arealbruk i et planlagt tiltaksområde. Det vil normalt kreve lange studier for å få avdekket denne arealbruken. Dette gjelder også Faurefjellet, der det er blant annet er dårlig kjent hvilken bruk av planområdet lokalt hekkende rovfugler og hubro ihar. Det er heller ikke foretatt undersøkelser av trekkende fugler i området, bortsett fra 6 dager med trekkregistreringer høsten 2009.

Likevel legges det til grunn at de viktigste forekomstene av fugler som berøres av vindkraftverket er inkludert og belyst i rapporten. Det har imidlertid vært noen usikre vurderinger av påvirkninger og konsekvenser. Dette skyldes delvis kunnskapsgrunnlaget på status, men også mangelen på relevante, overførbare studier som belyser virkninger for fugler.

Høsten 2019 vil det bli gjennomført trekkteellinger av rovfugl, og da vil også andre trekkende fugler bli registrert.

10 AVBØTENDE TILTAK

- Anleggsarbeid bør i størst mulig grad legges utenfor hekkesesongen for fugler.
- Det bør gjennomføres undersøkelser av hubro, med utsatt opptaksutstyr, på vårvinteren 2020.

11 REFERANSER

Andersen, L.E. 2013. *Kortnebbgåsas høsttrekk i forhold til tre planlagte vindkraftverk rundt Selbusjøen*. Sweco, rapport nr. 1.

Bevanger, K., Berntsen, F., Clausen, S., Dahl, E.L., Flagstad, Ø. Follestad, A., Halley, D., Hanssen, F., Johnsen, L., Kvaløy, P., Lund-Hoel, P., May, R., Nygård, T., Pedersen, H.C., Reitan, O., Røskoft, E., Steinheim, Y., Stokke, B. og Vang, R. 2010. *Pre- and post-construction studies of conflicts between birds and wind turbines in coastal Norway (BirdWind)*. Report on findings 2007-2010. NINA Report 620.

Clausager, I. og Nøhr, H. 1995. *Vindmøllers indivirkning på fugle. Status over viden og perspektiver*. Faglig rapport fra DNMU, nr. 147. Miljø- og Energiministeriet, Danmarks Miljøundersøgelser.

Direktoratet for naturforvaltning 2009. *Handlingsplan for hubro*. Rapport 2009-1.

Direktoratet for viltforvaltning 1996. *Viltkartlegging*. DN-håndbok 11..

Erickson, W.P., Johnson, G.D., Strickland, M.D, Young, Jr. D.P, Sernka, K.J og Good, R.E. 2001. *Avian collision with wind turbines: A summary of existing studies and comparisons to other sources of avian collision mortality in The United States*. Western EcoSystems Technology Inc. National wind coordinating committee (NWCC).

Erickson, W.P., Wolfe, M.M., Bay, K.J., Johnson, D.H. & Gehring, J.L. 2014. *A comprehensive analysis of small-passerines fatalities from collision with turbines at wind energy facilities*. PLOS ONE 9(9), e 107491 doi: 10.1371/journal.pone.0107491.

Jacobsen, K.O. og Røv, N. 2007. *Hubroen på Sleneset*. NINA rapport 264. 33 sider.

Henriksen S. og Hilmo O. (red.) 2015. *Norsk rødliste for arter 2015*. Artsdatabanken, Norge.

Hjernquist, M.B. 2014. *Effekter på fågellivet ved ett generationsskifte av vindkraftverk – kontrollprogram, Näsudden, Gotland 2009–2013*. Karl Mårten Hjernquist Konsult, Havdhem.

Hunt, W.G. 2002. Golden Eagles in a perilous landscape: *Predicting the effects of mitigation for wind turbine blade-strike mortality*. California Energy Commission.

Hunt, W.G., Jackman, R.E., Hunt, T.L., Driscoll, D.E. og Culp, L. 1998. *A population study of golden eagles in the Altamont pass Wind Resource area: population trend analysis 1997*. Report to National Renewable Energy laboratory.

Hötker, H., K-M. Thomsen og Jeromin, H. 2006. *Impacts on biodiversity of exploitation of renewable energy sources: the example of birds and bats facts, gaps in knowledge, demands for further research, and ornithological guidelines for the development of renewable energy exploitation*. Michael Otto-Institut im NABU, Bergenhusen.

Krijgsveld K.L., Akershoek K., Schenk F., Dijk F. og Dirksen S. 2009. *Collision risk of birds with modern large wind turbines*. Ardea 97(3): 357–366.

Kruckenberg, H. og Jaene, J. 1999. *Zum einfluss eines windparks auf die verteilung weidender blässgänse im Rheiderland (Landkreis Leer, Niedersachsen*. Natur und Landschaft, 74. Jg. Hefte.

Langston, R.H.W og Pullan, J.D. 2003. *Windfarms and birds: An analysis of the effect of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issue*. BIRDLIFE.

Leddy, K.L., Higgins, K.F. og Naugle, D.E. 1999. *Effects of wind turbines on upland nesting birds in conservation reserve program grasslands*. The Wilson Bulletin. Vol. 111, no. 1: 100-104.

Loss, S.R., Will, T. & Marra, P.P. 2013. *Estimates of bird collision mortality at wind facilities in the contiguous United States*. Biological Conservation 168, 201–209.

Lucas, M. de, G. F. E. Janss, D. P. Whitfield og Ferrer, M. 2008. *Collision fatality of raptors in wind farms does not depend on raptor abundance*. Journal of Applied Ecology 45, 1695-1703.

Meek, E. R., Ribbans, J. B., Christer, W. G., Davey, P. R. og Higginson, I. 1993. *The effects of aero-generators on moorland bird populations in the Orkney Islands, Scotland*. Bird Study 40: 140-143.

Norsk ornitologisk forening. 2004. *Vindmøllepark på indre Lista. Sluttrapport fra tellinger av trekkende fugler høsten 2004*. Oppdragsrapport, Norsk ornitologisk forening, Lista lokallag.

National Wind Coordinating Collaborative. 2010. *Wind Turbine Interactions with Birds, Bats, and their Habitats: A Summary of Research Results and Priority Questions Spring 2010*.

- Oddane, B. og Tysse, T. 2013. *Tilleggsutredninger på naturmangfold for Faurefjellet vindkraftverk*. Notat.
- Orloff S. og Flannery A. 1996. *A continued examination of avian mortality in the Altamont Pass Wind Resource Area*. California Energy Commission, USA.
- Reitan, O. 2014. *Søk etter døde fugler i Smøla vindpark 2011-2013*. NINA Rapport 1010. 40 s. + 7 vedlegg.
- Rydell, J., Engström, H., Hedenström, H., Kyed Larsen, J., Pettersson, J og Green, M. 2011. *The effect of wind power on birds and bats – a synthesis*. Swedish environmental protection agency.
- Rydell, J., Ottvall, R., Pettersson, S. og Green, M. 2017. *Vindkraftens påvækan på fåglar og flaggermöss. Uppdatert syntesrapport*. Biologiska institutionen, Lund Universitetet.
- Smallwood, K.S. 2013. *Comparing Bird and Bat Fatality-Rate Estimates Among North American Wind-Energy Projects*. Wildlife Soc. B. 37: 19–33.
- Smallwood, K.S. og Thelander, C.G. 2004. *Developing methods to reduce bird mortality in the Altamont Pass wind recourse area*. Pier Final Project report. Bio Recourse consultants.
- Smallwood, K.S. & Thelander, C. 2008. *Bird mortality in the Altamont Pass Wind Resource area, California*. Journal of Wildlife Management 72(1), 215–223.
- Statens vegvesen. 2018. *Konsekvensanalyser*. Håndbok V712.
- Tysse, T. 2009. *Konsekvenser for biologisk mangfold ved utbygging av Faurefjellet vindpark*. Ambio miljørådgivning as.
- Tysse, T. 2008. *Kartlegging av rovfugler i og ved planlagte vindparker i Sør- Rogaland høsten 2007*. Ambio Miljørådgivning.
- Tysse, T. 2012. *Rovfugltrekk i planlagte vindparker i Sør-Rogaland. Forundersøkelser i 2011*. Ambio miljørådgivning.
- Walker, D., Mcgrady, M., Mccluskie, A., Madders, M. og Mclead, D.R.A. 2005. *Resident Golden Eagle ranging behaviour before and after construction of a windfarm in Argyll*. Scottish birds; 25: 24-40.
- Winkelman, J.E. 1989. *Birds and the Wind Park Near Urk: Collision Victims and Disturbance of Ducks, Geese and Swans*. RIN Report 89/15. Rijksinstituut voor Natuurbeheer, Arnhem, Nederland.

Winkelman, J.E. 1992b. *De invloed van de Sep-proefeindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 3. Aanvliegedrag overdrag*. RIN- report 92/4. DLO-Instituut voor Bos- en Natuuronderzoek, Arnhem.

Zaviato, T, Grez, A.A., Estades, C.F. og Perez, A. 2006. *Effects of habitat loss, habitat fragmentation, and isolation on the density, species richness, and distribution of laybeetles in manipulated alfalfa landscape*. Ecological Entomology 31 (6): 646-656.

Zeiler, H. P. og Gruenschachner-Berger, V. 2009. *Impact of wind power plants on black grouse *Lyrurus tetrix* in Alpine regions*. Folia Zoologica 58, 173-182.

NOTAT

Vår ref.: UPL Dato: 6. oktober 2019

Foreløpige resultater av rovfugltellinger på Faurefjellet høsten 2019

Innledning

Dette notatet gir en oversikt over foreløpige resultater fra tellinger av rovfugler på og ved Faurefjellet høsten 2019. Det er lagt opp til 20 dagers telling av rovfugler, og foreløpig er det gjennomført tellinger på 11 av disse dagene.

Metodikk

Det ble lagt opp til å benytte et fast tellepunkt for tellingene av rovfugler. Dette punktet ligger i tilknytning til målemasten i planområdet. Fra dette punktet er det oversikt alle turbinpunkter unntatt de tre nordligste. Alle synlige rovfugler ble registrert, men fokus på tellingene har vært innenfor det studieområde som inkluderer den sørvestlige delen av planområdet.

Det ble lagt opp til at rovfugltellingene skulle gjennomføres i løpet av en 6 timers dag, med tellestart morgen-formiddag. Tidspunktet har, ned få unntak, vært fra klokken 10 til 16.

Resultater

Pr. 30.9 er det gjennomført tellinger av rovfugler på 11 dager. Tabell 1 gir en sammenstilling av telleresultatene, fordelt på dato og art.

Bortsett fra noen regnbøyer den 29/8, 1/9 og 2/9, har det stort sett vært gode værforhold. Den 11.9 ble det også gjennomført tellinger, men disse ble avbrutt etter 2 timer pga. dårlig vær. Resultatene fra denne dagen er ikke tatt med i tabell 1.

Tabell 1. Oversikt over foreløpige telleresultater i/ved studieområdet for Faurefjellet vindkraftverk.

Måned	August								September			SUM
	21	23	24	25	26	27	28	29	1	2	10	
Havørn	4	2	5	2		2		1	2	3	3	24
Kongeørn	3	1	5	2	1		2	3			1	18
Vandrefalk	2	2							1			5
Tårnfalk	3		2	2	7	10	9	6	10	3	19	71
Myrhauk								1				1
Spurvauk			4	4				1		1		10
Musvåk	1							1				2
Ubestemt ørn			2		1				1			4
Ubestemt			1								1	2
SUM	13	5	19	10	9	12	11	13	14	7	24	137
Antall/time	2,2	0,9	3,2	1,7	1,5	2,0	1,8	2,2	2,8	1,2	4,0	2,1
Sum i studieområdet	4	2	5	7	4	10	7	10	6	3	14	72
Andel i studieområdet (%)	31	40	26	70	44	83	64	77	43	43	58	53

Kort diskusjon

En foreløpig total timerate på 2,1 rovfugl/time er lavt sammenlignet med tilsvarende tall fra andre, mer kystnære områder i Rogaland. Tellingene utført i «Bjerkreimsklyngen» (2011), Svåheia (2013) og Egersund (2015), resulterte i antall registrerte rovfugler/time på hhv. 9,8, 8,11 og 8,56 (Tysse 2012, 2014 og 2015). Det reelle antallet rovfugler/time for Faurefjell er trolig enda lavere, ettersom samme fugl med stor sannsynlighet ble registrert flere ganger. Det gjelder særlig for tårnfalk, men trolig også for ørnene.

Selv om det er ulike undersøkelsesår, og områdene ikke uten videre kan sammenlignes, må det legges til grunn at observert timerate gir en viss indikasjon på tettheten av rovfugler i et område. Studieområdet representerer et relativt lite areal, og er dermed ikke direkte sammenlignbart med for eksempel tellingene i Bjerkreimsklyngen, som favnet større «studieområder». Observasjoner utenfor studieområdet er stort sett begrenset til fugler som kan registreres mot horisonten. Trekk i dalganger utenfor studieområdet fanges ikke opp fra tellepunktet.

En viss andel av de registrerte rovfuglene må defineres som lokale hekkefugler. Dette gjelder spesielt arter som havørn, kongeørn og vandrefalk. Selv om trekkende fugler gjerne oppviser en noe annen flygeatferd enn lokale fugler, er det ikke alltid lett å definere disse forskjellene. En trekkende rovfugl kan forflytte seg på ulike måter, både med kombinert næringsøk og mer direkte trekk. Fram til nå er dette tilfelle for tårnfalkene som er observert i studieområdet. Her har det vært en økende frekvens av stort sett næringsøkende tårnfalk utover registreringsperioden. De få individene av musvåk og myrhauk som har blitt registrert er definert som trekkende fugl.

NOTAT

Vår ref.: BHO-02620 Dato: 7. oktober 2019

BEGRENSET OFFENTLIGHET

Resultat fra hubroundersøkelsene ved Faurefjell 2019 og vurdering av hensynssoner i forbindelse med adkomstveg, transport av turbiner og bygging av kraftlinje

I forbindelse med vindkraftplanene på Faurefjell i Bjerkreim kommune, har Norsk Vind ved John Amund Lund fått krav om registrering av hubro i planområdet. Ecofact har fått oppdraget med å gjennomføre denne undersøkelsen. Bjarne Homnes Oddane har hatt ansvar for gjennomføringen av prosjektet hos Ecofact. Toralf Tysse har vært med i felt under søk etter reirplasser og Rune Edvardsen har bidratt med informasjon.

Kort om hubro

Hubroen er en art som er vanskelig å kartlegge, da den er utpreget nattaktiv og forekommer i lav bestandstetthet. Territorielle hubroer på Høg-Jæren har 30-40 km² store territorier (Oddane m. fl. 2012). I territoriet har hubroen som oftest 3-5 reir som den veksler på å bruke mellom ulike år. Disse reirene er ofte konsentrert om et reiområde, men de kan også ligge over 1 km fra hverandre. Hubroen velger i stor grad å hekke i solvendte bergvegger. Enkelte ganger kan reiret også være plassert under en einerbusk i en skråning. Hubroen lager ikke reir, men skraper en grop i underlaget som den legger eggene i. Uglene svelger ofte byttedyrene hele, slik at det blir lite sportegn rundt reirene. Reirene er dermed svært vanskelig å lokalisere. Hubroen hekker heller ikke hvert år, og i år der den ikke hekker, blir søket etter reirhyller enda vanskeligere. Hubroen har en svært lang hekkeperiode som starter med kurtise i februar/mars og slutter når ungene forlater reiområdet ut i oktober måned. Hubroen er svært var for forstyrrelser og endringer nær reiområde. Den mest kritiske perioden er fra februar og ut juli.



Figur 1. Hubroen er en art som er vanskelig å kartlegge, fordi den er utpreget nattaktiv og forekommer i lav bestandstetthet. Foto: Roy Mangersnes

Kunnskapsgrunnlag

I Viltbasen ligger det inne ett punkt under Ragsfjellet med kommentaren «årleg gammel tradisjonell hekkeplass i skråning». Det er ikke kjent nøyaktighetene av dette punktet og heller ikke når arten sist er registrert her. Grunneier Ola Birkeland (via Rune Edvardsen) hadde ikke hørt hubro herfra på «mange år». Rune Edvardsen (*pers. medd.*) har også ved noen anledninger lyttet på Birkeland mot Ragsfjell uten å ha registrert hubro.

Toralf Tysse (*pers. medd.*) har både hørt ropende hubro og funnet en reirgrop på sørvestsiden av Nonsfjellet på 1980-talet. Rune Edvardsen (*pers. medd.*) har også hørt hubro rope fra denne lokaliteten gjennom flere år.

Metode

Planområdet med nærområde er stort, med mange større og mindre solvendte bergvegger. Å finne hubroreir er tidkrevende, da hubroen legger igjen forholdsvis lite spor tegn. De årene hubroen ikke hekker, må potensielle hekkeområder letes over hylle for hylle. Det er derfor svært viktig å få ringet inn reiområdene mest mulig. Dette gjøres ved å lytte etter territoriehevdende hanner på sein vinteren/tidlig vår. Hubroen roper oftest i nærheten av der den hekker. Vi la derfor opp til en todelt undersøkelse, der del 1 gikk på å registrere territoriumhevdende hubroer og del 2 på å registrere reir.



Figur 2. Opptaksboks montert opp ved en potensiell fjellvegg ved Krokavatnet. Foto: Bjarne Homnes Oddane

Del 1. Registrering av territoriehevdende hubro vinter/vår 2019

Undersøkellesområdet er kupert og stort, slik at hubroen lett kan sitte i lydskygge og dermed ikke lar seg registrere. Det er derfor lagt opp til å sette ut fem opptaksbokser (se figur 3). I tillegg ble 2 opptaksbokser satt opp av Tor Amund Rosdal (Multiconsult) i forbindelse med et annet prosjekt. Det ble brukt lydopptakere av typen Acoustic Song Meter SM4 for å registrere territoriehevdende hubro. Lokalitetene for utplassering av opptaksenhetene ble gjort ut fra eksisterende kunnskap om hubroens forekomst i området, samt ved hjelp av topografisk kart med bakgrunn i erfaring og kunnskap om hubroens preferanser. Nøyaktig punkt for plassering av opptaksutstyr og lyttepunkt ble fastsatt i felt. Hubroen lager generelt lite lyd. I perioden februar og mars markerer den territoriet sitt mer aktivt og er dermed lettere å få registrert. Hubroen kan lage lyder gjennom hele den mørke delen av døgnet. Å ta opptak gjennom hele natten vil gi enorme mengder med lydfiler å analysere, noe som er svært tidkrevende. Vi programmerte derfor opptakerne til å bare ta opp lyd fra solnedgang til to timer etter, samt fra to timer før soloppgang og frem til soloppgang. Det er innenfor dette tidsrommet hubroen roper hyppigst. Opptakerne stod ute fra 6. mars til 14. mars 2019. De digitale lydfilene ble analysert ved hjelp av lydprogrammet Audacity (ver. 2.1.0). Her kan man se etter lyder fra hubro i «spektrogrammet», det vil si den visuelle representasjonen av lydbildet. Her ser en etter lyd eller «plott» i frekvensintervallet 250-600 Hz. Hannen sin roping ligger mellom 300-450 Hz og hunnen ligger mellom 470-600 Hz.



Figur 3. Plassering av opptaksboksene.

Del 2. Søk etter hekkehuller for hubro, sommeren 2019

Registrering av reir og spor tegn ble gjort med utgangspunkt i eksisterende data og resultatene fra registreringen av territoriehevdende hubro. Selve registreringen ble i stor grad gjennomført ved å leite etter spor tegn og undersøke potensielle huller for reir. Fjellveggene er svært bratte og mange huller var utilgjengelige. Disse ble undersøkt ved hjelp av kikkert.

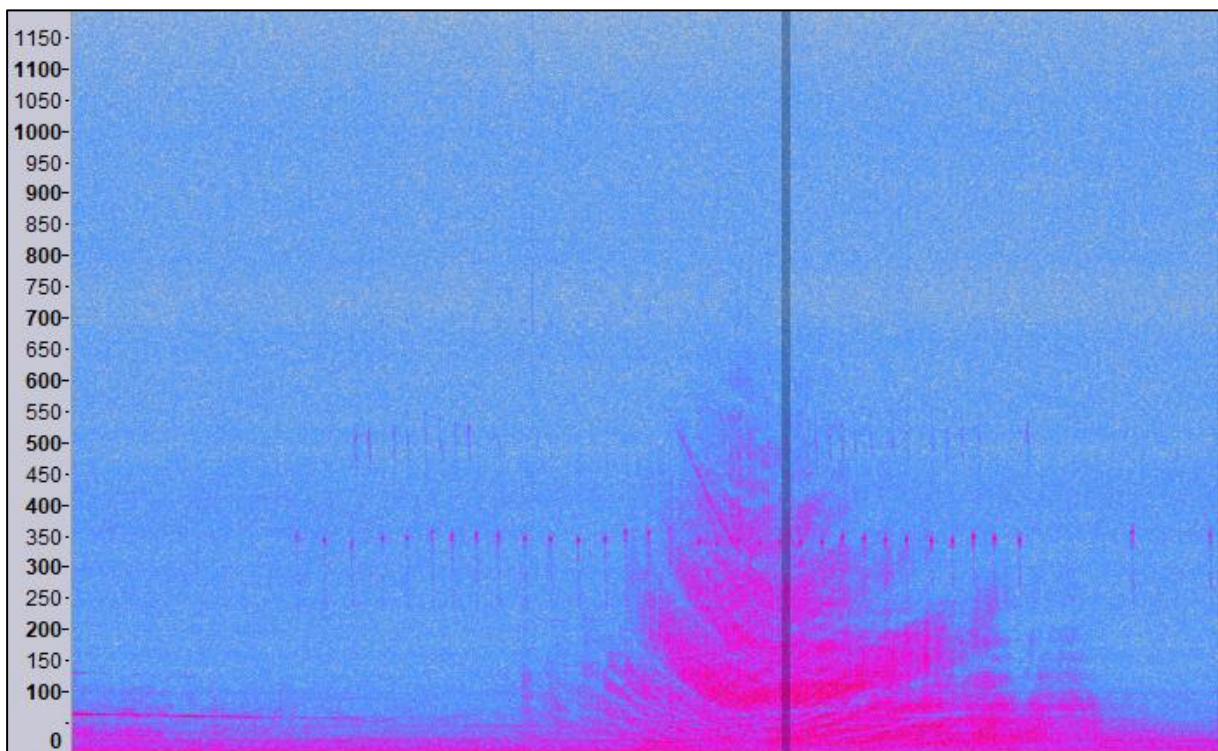
Resultat og diskusjon

Det ble registrert hubro ved opptaksboksen som stod plassert ved Krokavatnet under Nonsfjellet. Det var ingen hubroregistreringer på noen av de andre opptaksboksene. Det ble på opptaksboksen ved Nonsfjellet registrert stor aktivitet av både hannen og hunnen, så det var tydelig hvor kjerneområdet var dette året. Dette stemmer også godt med tidligere registreringer av Toralf Tysse og Rune Edvardsen.

Hubroen svelger ofte byttedyrene hele, slik at det blir svært lite spor tegn i terrenget. Men rundt reir med unger er det alltid litt ekskrementer (svært karakteristiske) og byttedyrrester på store steiner og markerte knauser rett ovenfor hekkeberget (stort sett sør for hekkeberget). Undersøkellesområdet ble gjennomgått forholdsvis godt. Mange fjellhuller var imidlertid utilgjengelige, men disse ble gjennomgått med kikkert. Det ble funnet ekskrementer etter hubro, men ikke av et slikt omfang som indikerer stor sannsynlighet for hekking. Det ble ikke funnet noen byttedyrrester eller sett slitasje i feltvegetasjonen på noen huller. Ut fra de registreringene som ble gjort, vurderes det som lite sannsynlig at hubroen har hekket i dette området i år, selv om både hannen og hunnen var aktive med roping tidlig vår. Hubroen hekker imidlertid ikke hvert år.

Ut fra hubroens størrelse på hjemmeområdene (Oddane m. fl. 2012) og hubroens antatte fødesøksområde, er det trolig at punktet fra viltbasen under Ragsfjellet (ved Birkeland) og registreringene ved Nonsfjellet er alternativplasser for samme hubropar. Det må imidlertid flere undersøkelser til i for å kunne konstatere om det finnes flere kjerneområder som hubroen bruker. Det finnes flere potensielle vegger.

Det er trolig at den østre delen av planområdet inngår i et annet hubroterritorium. Det går på ingen måter å finne grenser for territoriene uten bruk av satelittsendere. Hvor hekkeområdet til dette paret ligger, er ukjent.



Figur 4. Skjermdump som viser en duett mellom hannen og hunnen den 10. mars 2019 ved Nonsfjellet. Hannens «lyd» vises streker med på ca 350 Hz mens hunnens «lyd» vises som svakere streker på ca 500 Hz

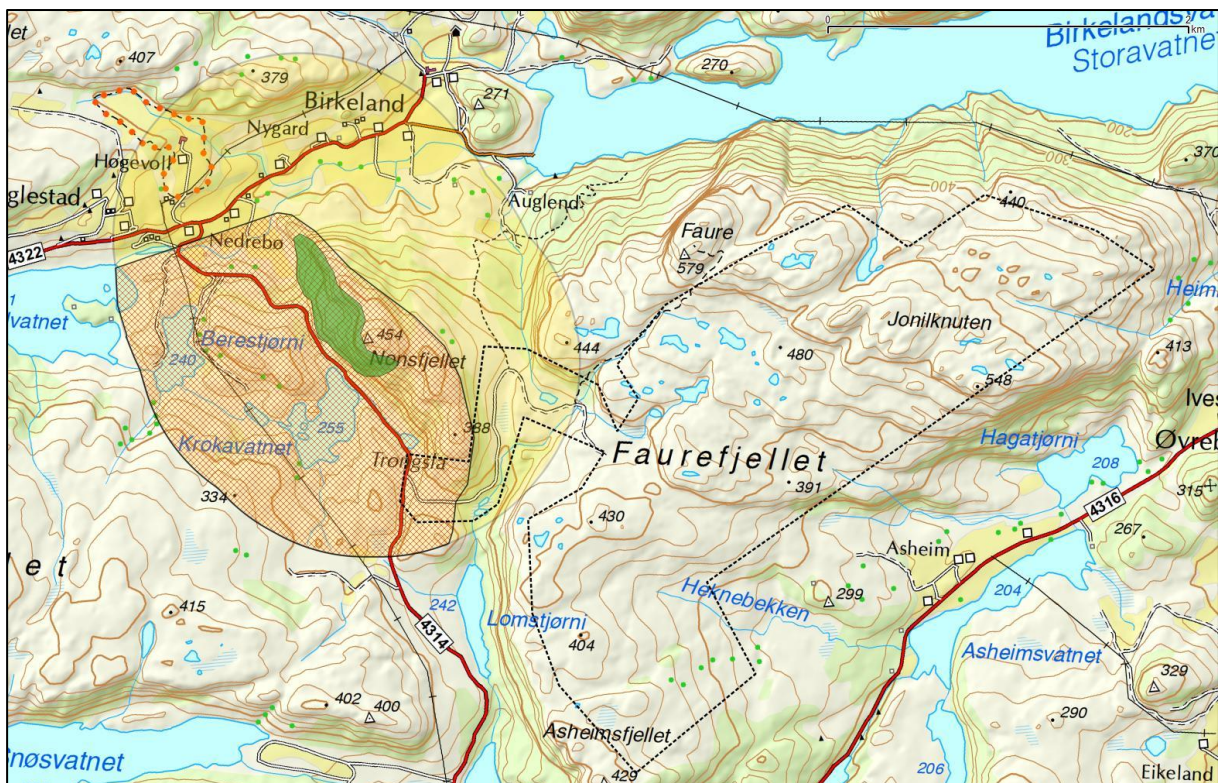
Hensynssoner i forbindelse med adkomstveg, transport av turbiner og bygging av kraftlinje

Generelt er det svært vanskelig å lage hensynssoner, da det er mange ulike faktorer som spiller inn for hubroens sårbarhet. Eksempler er topografi, individenes toleranse, grad av menneskelig aktivitet og tidspunkt på året. Det er ingen fasitsvar på dette og grensene på kartet vil ikke kunne garantere skillet mellom forstyrrelse og ikke-forstyrrelse.

Adkomstveg

I handlingsplanen for hubro (Direktoratet for naturforvaltning 2009) er det oppgitt at det ikke må bygges innenfor 1 km fra kjente hubroreir. Adkomstvegen via Trongsla ligger innenfor 1 km fra det kjente hekkeområdet (se figur 5). En god del av vegen ligger på baksiden av Nonsfjellet i forhold til reirområdet. Her vil trolig ikke forstyrrelsen på hubro bli så stor at hekkingen vil bli oppgitt. I det første stykket av adkomstvegen vil imidlertid forstyrrelsen bli stor, og da spesielt i hekketiden. Hubroen har en svært lang hekketid som varer fra februar til

oktober. Sårbarheten er imidlertid ikke like stor gjennom hele perioden. Mest sårbar er hubroen i etableringsfasen, rugefasen og mens ungene er små (februar til juli). Ungen oppholder seg i reirområdet til oktober måned. I et satellittmerkingsstudie på Høg-Jæren ble det funnet at hubroungene holdt seg innen 300 m fra reiret før de la ut på vandring ca. 150 og 180 dager gamle (Oddane m. fl. 2012). I Spania holdt hubrounger seg i gjennomsnitt innen 400 m fra reiret de første 60 dagene etter at de forlot reiret, men 40 dager senere hadde denne avstanden økt til ca. 600 m, og maksimalavstanden var 1500 m (Penteriani m. fl. 2005, Delgado m. fl. 2009). Sårbarheten i forhold til veibyggingen blir trolig redusert mye utover seinsommeren og høsten. I handlingsplanen for hubro (Direktoratet for naturforvaltning 2009) er anbefales at aktiviteter rundt reiret ikke må forekomme før juli. Anleggsvegens nedre del må dermed bygges i tidsrommet juli til desember.



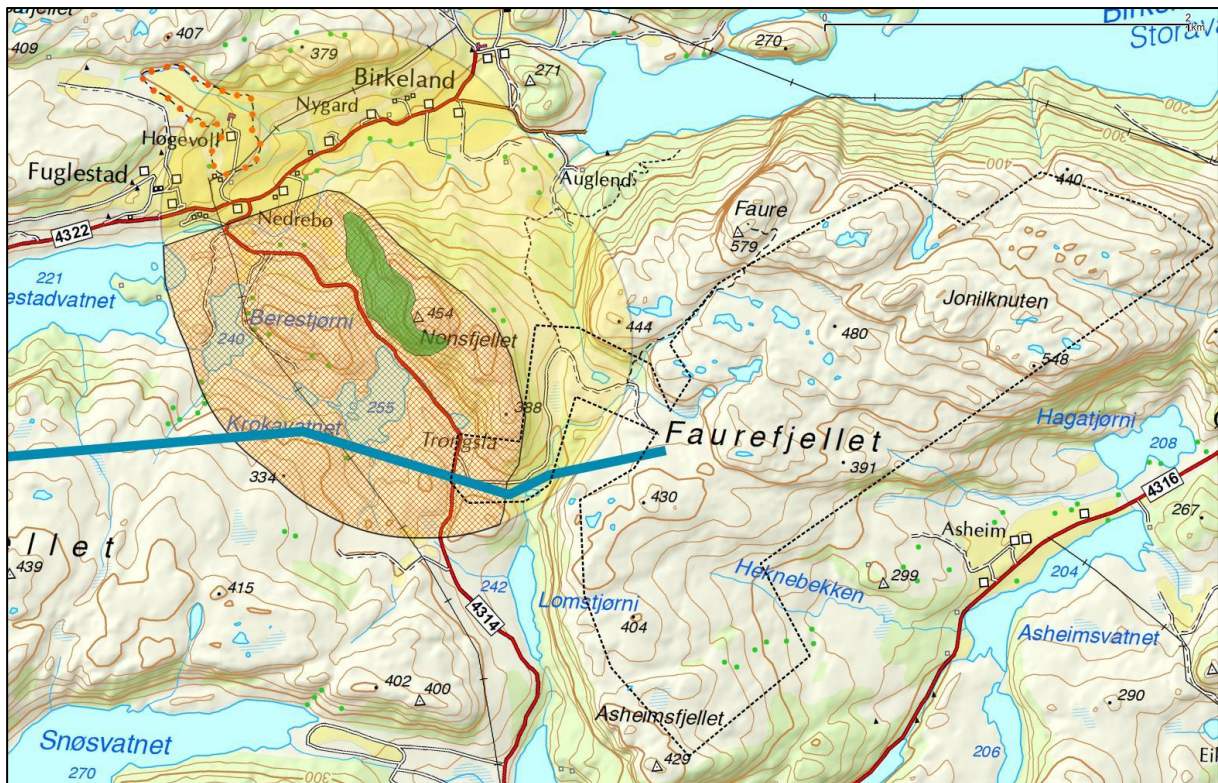
Figur 5. Det kjente hekkeområde for hubro er markert med grønt. Det er laget en buffersone rundt dette området (gult) på 1 km. Rødt skravert polygon markerer buffersonen rundt reirområdet der topografien og eksisterende menneskelige forstyrrelser er hensyntatt.

Transport av turbiner

Det går alt i dag en veg under hekkeberget. Fuglene som hekker her er tilvennet denne trafikken. Transporten av turbinene kommer inn fra sør og vil ikke passere selve hekkeberget. Transporten av turbinene er imidlertid av en annen størrelsesorden enn den vanlige trafikken på vegen, men det vurderes at påvirkningen på hekkende hubro er liten. Det anbefales likevel at det tilstrebes å få gjennomført transporten utenom den aller mest sårbare tida for hubro.

Bygging av kraftlinje

De samme anbefalinger som for etablering av adkomstveg vil være gjeldende her. Det må ikke foregå helikoptertrafikk innenfor buffersonen som er laget (rødskravert område på figur 6) i perioden februar til juli. Kraftlinjen vil i tillegg til Faurefjellterritoriet gå gjennom ytterligere to hubroterritorier. Kunnskapen om disse to territoriene er mangelfulle og reirområdene kjennes bare grovt. Ut fra kjent kunnskap vil linjen som går nord for Holmafjellet potensielt ligge rett innenfor 1-kilometersgrensen til reirområdet, mens linjen som går nord av Stigafjellet vil ligge utenfor 1- kilometersgrensen.



Figur 6. Planlagt kraftlinje er markert med blå strek. Det kjente hekkeområde for hubro er markert med grønt. Det er laget en buffersoner rundt dette området (gult) på 1 km. Rødt skravert polygon markerer buffersonen rundt reirområdet der topografien og eksisterende menneskelige forstyrrelser er hensynstatt.

Videre undersøkelser

Det anbefales at det også neste år gjennomføres registreringer av territoriehevdende hanner og leiting etter hekkehyllere. Det anbefales også å utvide søkeområdet for å få mer klarhet i i hvor stor grad planområdet blir brukt av ett eller to hubropar. En undersøkelse i reirområdet ved Holmavatnet vil kunne redusere arealet av dette området og dermed omfanget av bufferen.

Referanser

Delgado, M. M., Penteriano, V. & Nams, V. O. 2009. *How fledglings explore surroundings from fledging to dispersal. A case study with eagle owls Bubo bubo*. Ardea 97:7-15.

Direktoratet for naturforvaltning 2009. *Handlingsplan for hubro Bubo bubo*. Rapport 2009-1

Oddane, B., Undheim, O., Undheim, O., Steen, R. og Sonerud, G. A. 2012. *Hubro Bubo bubo på Høg-Jæren / Dalane: Bestand, arealbruk og habitatvalg*. Ecofact rapport 153. 40 s.

Penteriani, V., Delgado, M. M., Maggio C., Aradis, A. & Sergio, F. 2005. *Development of chicks and predispersal behaviour of young in the Eagle Owl Bubo bubo*. Ibis 147:155-168.

Calculation of noise immission from wind turbines

Wind farm Faurefjellet



Client information

Project: Wind farm Faurefjellet
Client: Norsk Vind Energi AS
Client reference: Per Ove Skorpen

Project information

Document-ID: 10-19125 A01-A02
Project nr: 10-19125
Date: 2019-10-07

Company information

Name: Akustikkonsulten i Sverige AB
Adress: Ringvägen 45B, 118 63 Stockholm
Phone: +46(0)8-29 89 00
E-mail: info@akustikkonsulten.se

Table of contents

Page	Content
3-18	WTG and calculation data
3-4	Calculation conditions
5	Method description
6	Calculation uncertainty
7	Wind shadow
8	Noise data
9-10	Wind data
11	WTG data - Case A01
12	WTG data - Case A02
13	Ground absorption map
14	Ground model
15-18	Distance NSA-WTG
19-29	Result noise immission
19-25	Case A01-A02 - Result point calculation
26-27	Case A01 - Noise map A01:1 - 4,0 m and A01:2 - 1,5 m
28-29	Case A02 - Noise map A02:1 - 4,0 m and A02:2 - 1,5 m

Wind Farm	WTG type	Number of WTG	Hub height [m]	Total height [m]	Noise emission [dBA]
Faurefjellet	Nordex N149/4.0-4.5	12	125	199,5	94,0-106,1

Calculation parameters		Calculation cases	
Calculation program	SoundPLAN 8.1	A01:	Noise from wind farm Faurefjellet for "Worst case" with downwind from all wind directions for 8 m/s at 10 m height WTG in operation 365 days a year (8769 hours).
Calculation standard	Nord2000		
Search radius	30 000 m	A02:	Noise from wind farm Faurefjellet for 3-41 m/s at hub height for measured wind speed and wind direction distribution in 30° sectors according to Table 2. Noise emission for each wind speed at hub height according to Table 1, 94,0-106,1 dBA. This represents a yearly average of L_{den} based on wind speeds on site, "lokale vindforhold".
Calculation height	1,5 m and 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 at 10 m height	8 m/s		
Standard deviation wind speed	0,5 m/s		
Wind direction	Downwind and wind statistics		
Turbulence strength parameter wind	0,12 m ⁴ /3/s ²		
Turbulence strength parameter temperature	0,008 K/s ²		
Effective flow resistivity forest	Impedance class D		
Effective flow resistivity other	Impedance class E		
Effective flow resistivity mountain	Impedance class F		
Effective flow resistivity water	Impedance class H		
Coordinate system	UTM WGS84 Zone: 32		
Height data	1 m height contours + DTM10		

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 temperature. The applied relative humidity 70 % and temperature 15 °C is also recommended in the new Finish guidelines for calculation of wind turbine noise with Nord2000 as well as in the Danish regulations on industrial noise. In the Nordic calculation method for external industrial noise report *General Prediction Method, DAL-32*, the relative humidity 70 % and temperature 15 °C is used for planning purposes. DAL-32 is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1 in the Norwegian guidelines on wind turbine noise M-128/2014, *Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016)* (revised August 2018).

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* as recommended for measurements in M-128/2014. The noise level at a positive temperature gradient is usually higher compared to a negative temperature gradient.

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 page 13 in a ground absorption map.

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive areas (NSA) are located 1,5 m and 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. Although it shall be noted that sound immission measurements according to the measurement standard *Elforsk 98:24*, recommended in chapter 9.8.5 in M-128/2014, should be performed at 1,2-1,5 m above ground. 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.

Method description

The calculations are performed with the Nordic environmental noise prediction method Nord2000 which is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1. in the guidelines M-128/2014. Nord2000 takes into account different aspects of noise spreading for example ground impedance, topography and wind direction. The calculations are performed both as "Worst case støyberegninger" (**Case A01**) and "Støyutredning basert på lokale vindforhold" (**Case A02**) in accordance with chapter 9.8.2-9.8.3 in M-128/2014.

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. The Calculations according to "Støyutredning basert på lokale vindforhold" are based on long term wind measurements and also considering the wind speed dependence of the noise emission, both high and low noise emission depending on the wind speed. Such calculations represent a more accurate value of a yearly average L_{den} . The level of L_{den} based on "lokale vindforhold" is, according to Akustikkonsultens experience, always lower than L_{den} for "worst case". This is also mentioned in chapter 9.8.3 in M-128/2014 were for example calculations considering different wind directions (Vindretning) is said to affect the calculation result with $\pm 1-2$ dB while different wind speed and noise emission (Vindhastighet og kildestøy) could affect the calculation result with up to 8 dB, both cases in comparison to "worst case" calculations.

Unfortunately, M-128/2014 do not present any detailed instructions on how to perform calculations assuming "lokale vindforhold". Akustikkonsulten suggests the method below to perform "Støyutredning basert på lokale vindforhold" based on long term wind measurements.

1. Sort the wind speed data so it corresponds to the wind speed dependency of the noise emission. For example, the cut-in wind speed, when the blades start to rotate and emit noise, is normally around 3 m/s at hub height for modern wind turbines. Based on wind and noise data for the current project the wind turbines has been assumed to not emit noise for wind speeds below 3 m/s, approx. 7,7 % of the year, and the highest noise emission 106,1 dBA occurs from wind speed 10 m/s at hub height and above, approx. 32,9 % of the year. For wind speeds between 3-9 m/s the noise emission is assumed to vary between 94,0-104,8 dBA. The wind speed dependent noise emission is given in Table 1 for the used noise setting.
2. Divide the wind direction data in 30° sectors and calculate the percentual distribution for the wind speeds between 3 m/s to ≥ 11 m/s separately, similar to a wind rose, according to Table 2. The percentage for each wind direction is used for the calculations in step 4, were NSA in a dominant wind direction gets more noise during a year.
3. Calculate the noise immission for each wind direction in 30° sectors for wind speeds between 3 m/s to ≥ 11 m/s, a total of 96 calculations. The 12 results, for each wind speed, are then weighted using the wind direction distribution calculated in step 2.
4. The last step is to calculate the yearly average based on the result in step 2-3. The yearly average is weighted using the wind speed distribution between 0-41 m/s according to Table 2. The result is given in calculation **Case A02**.

The calculations in **Case A02** are performed according to the method described above.

Calculation uncertainty

The use of the prediction model Nord2000 on wind turbine noise has been evaluated and validated by a Danish research project *PSO-07 F & U project no 7389. Noise and energy optimization of wind farms. Validation of the Nord2000 propagation model for use on wind turbine noise., Delta, rapport AV 1236/09 Hörsholm, Danmark 2009*. In general, the conclusion is that the calculation results of Nord2000 show good agreement with sound measurements, for simple plain terrain with simple meteorological parameters as well as for complex hilly terrain with complex meteorological conditions. In comparison with ISO 9613-2, Nord2000 is an improvement, especially for the more complex situations.

Based on the above study it is believed that, with a confidence interval of 90 %, the calculated value is within the interval of (-5, +3 dB) from a measured value for complex norwegian terrain for distances up to 4 km from the wind farm. This confidence interval includes the uncertainty on the noise emission. It shall be noted that the uncertainty increases with the distance from the wind farm. This uncertainty is also expected to include a variation of the meteorological parameter's temperature, air pressure and humidity relative to the assumed values.

Wind shadow

The former guide lines for wind turbine noise in Norway, *Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (støyretningslinjen) (TA-2115/2005)*, had special recommendations for dwellings situated in wind shielded areas (wind shadow). But in the latest revision of the guidelines M-128/2014, dated August 2018, no special noise limits are given for these situations. The following recommendation is mentioned about wind shadow:

"Hvis en vindturbin er plassert høyt i terrenget og støymottaker ligger i le i dalformasjoner, kan maskeringen fra vindsuset reduseres vesentlig fordi mottaker er skjermet for vinden. Mottakeren ligger da i vindskygge, og vil høre støy fra vindturbinene bedre. Det finnes ikke spesielle støykrav ved vindskygge, men spesielt i detaljprosjekteringsfasen bør utreder være oppmerksom på støyfølsom bebyggelse som ligger i vindskygge. I slike tilfeller kan støy fra vindturbiner ofte høres best ved vindstyrker i 10 –12 m/s. Dette bør da legges til grunn for støyberegninger. "

All noise calculations and reports produced by Akustikkonsulten undergoes a quality assurance check in accordance with Akustikkonsultens quality system. It could be noted that Akustikkonsulten is one of few noise consultants in the Nordic region that are accredited (by SWEDAC and in compliance with ILAC, International Laboratory Accreditation Cooperation) according to ISO/IEC 17025 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories as well as for the measurement standard for noise emission from wind turbines IEC 61400-11. Akustikkonsultens consultants have more than 10 years of experience from noise calculations of wind turbine noise and have performed calculations for more than 500 wind farms over the years.

The performed "worst case" calculations are to be considered as conservative compared to the calculations based on "lokale vindforhold". In addition, the highest noise emission for wind speeds between 3 m/s-18 m/s at hub height is assumed in the "worst case" calculations, as recommended in M-128/2014 when there could be a risk for wind shadow. This noise emission also corresponds to the warranted noise emission according to the wind turbine manufacturer.

Noise data

Table 1

WTG type	Noise setting	Wind speed at hub height [m/s]	Noise emission [dBA]
Nordex N149/4.0-4.5	Mode 0.a	4 ¹⁾	94,0
	Mode 0.a	5	95,4
	Mode 0.a	6	100,8
	Mode 0.a	7	100,8
	Mode 0.a	8	104,8
	Mode 0.a	9	104,8
	Mode 0.a	10	106,1
	Mode 0.a	≥11 ²⁾	106,1

Reference noise data: Frequency spectrum 1/3-octave bands between 25 Hz and 10 000 Hz has been taken from the WTG manufacturer document *F008_270a_A17_EN Revision 02* dated 2019-01-15 supplied by the client. The noise emission is given for standardized wind speeds at 10 m height between 3 m/s and 12 m/s. The standardized wind speeds has been converted to hub height wind speeds using reference conditions, i.e. a roughness length of 0,05 m and a logarithmic profile according to the measurement standard for noise emission IEC 61400-11.

The highest noise emission for any wind speed is used in the calculation for "Worst case" corresponding to the noise emission 106,1 dBA.

¹⁾Used for wind speed 3-4 m/s

²⁾Used for wind speed ≥11 m/s

Disclaimer: The calculations are valid for the used noise emission and frequency spectrum. Akustikkonsulten gives no guaranty on the actual noise emission level nor frequency spectrum.

Wind data

Table 2

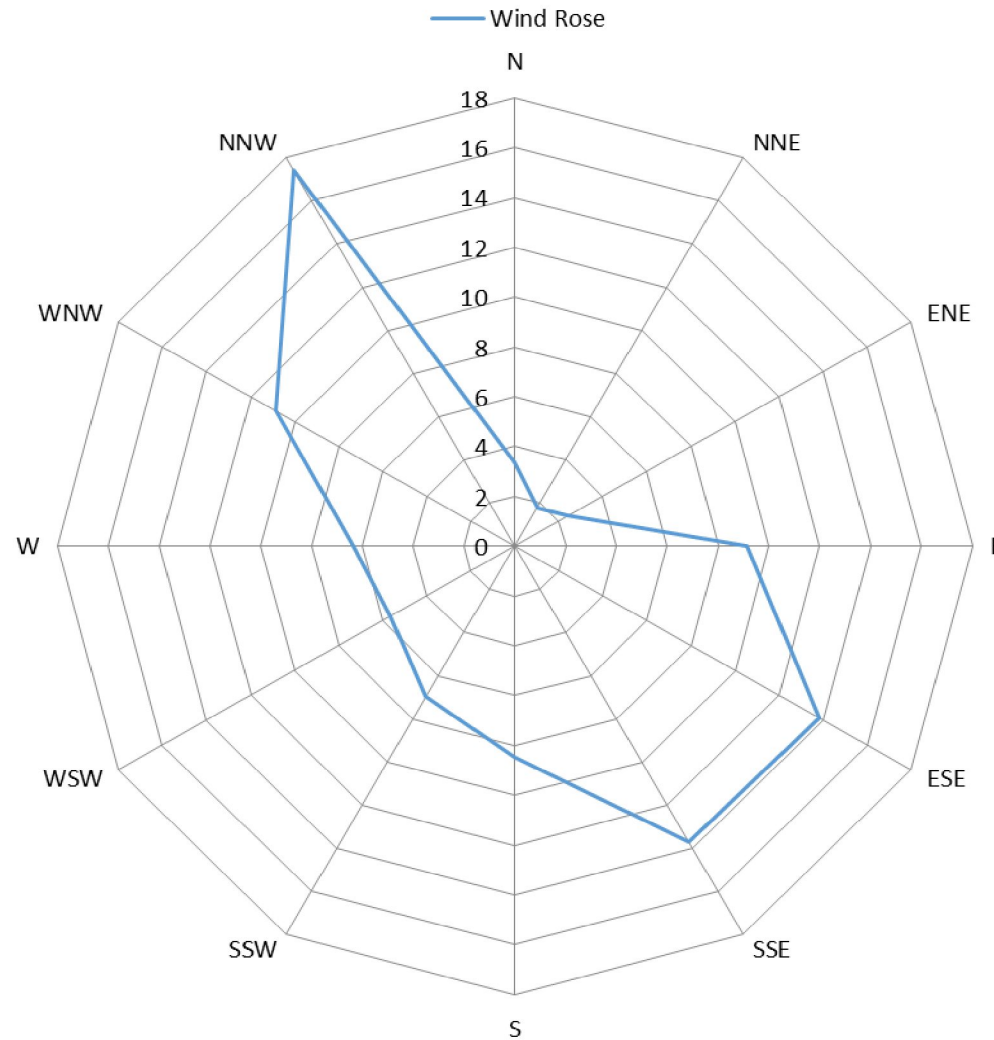
Wind speed at hh [m/s]	Total [%]	0° [%]	30° [%]	60° [%]	90° [%]	120° [%]
0-2	7,7	0,5	0,3	0,3	0,7	0,7
3-4	14,0	1,1	0,7	0,5	0,8	0,9
5	9,1	0,6	0,4	0,3	0,5	0,7
6	9,7	0,5	0,2	0,3	0,5	0,8
7	9,5	0,3	0,1	0,3	0,6	0,9
8	9,0	0,2	0,0	0,2	0,6	1,0
9	8,0	0,1	0,0	0,2	0,6	1,0
10	6,8	0,0	0,0	0,1	0,6	1,0
11-41	26,1	0,0	0,0	0,3	4,2	6,9
All wind speeds	100,0	3,4	1,8	2,4	9,1	13,8
Wind speed at hh [m/s]	150° [%]	180° [%]	210° [%]	240° [%]	270° [%]	300° [%]
0-2	0,8	0,6	0,8	0,7	0,7	0,9
3-4	1,4	1,3	1,2	1,0	1,1	1,7
5	1,1	0,9	0,7	0,5	0,6	1,1
6	1,3	0,9	0,7	0,5	0,6	1,1
7	1,4	1,0	0,6	0,5	0,6	1,1
8	1,4	0,8	0,6	0,4	0,5	1,0
9	1,4	0,8	0,5	0,4	0,5	0,8
10	1,2	0,6	0,5	0,3	0,4	0,7
11-41	3,7	1,7	1,3	1,3	1,4	2,4
All wind speeds	13,7	8,5	7,0	5,6	6,4	10,9
Wind speed at hh [m/s]	330° [%]					
0-2	0,8					
3-4	2,4					
5	1,9					
6	2,2					
7	2,2					
8	2,1					
9	1,7					
10	1,3					
11-41	2,8					
All wind speeds	17,4					

Wind distribution used in calculation
Case A02: Both wind speed and wind direction distribution is used for wind speed 0-41 m/s, red values. This case represents an accurate yearly average of L_{den} .

Reference wind data: The wind speed distribution is compiled and supplied by Meventus AS. The data corresponds to long term corrected values for 125 m height.

Disclaimer: The calculations are valid for the used wind speed distribution. Akustikkonsulten gives no guaranty that the real wind distribution is the same.

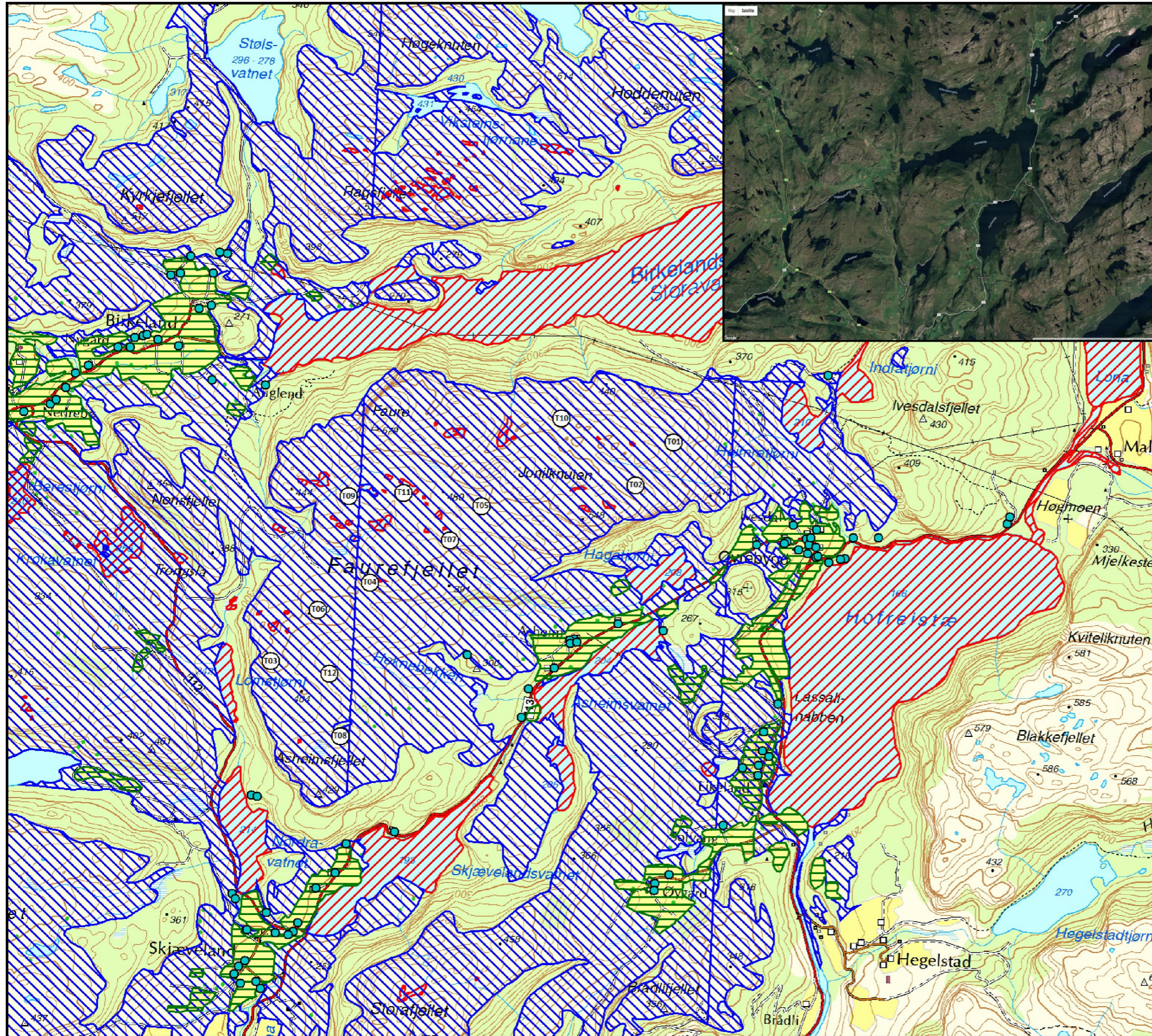
Wind data



Wind Farm Faurefjellet							
WTG	X [m]	Y [m]	Hub height [m]	Hub height level [mas]	Ground level [mas]	Noise emission [dBA]	Noise setting
T01	334390	6509650	125	600	475	106,1	Mode 0.a
T02	334090	6509310	125	602	477	106,1	Mode 0.a
T03	331231	6507903	125	539	414	106,1	Mode 0.a
T04	332010	6508530	125	564	439	106,1	Mode 0.a
T05	332886	6509143	125	587	462	106,1	Mode 0.a
T06	331602	6508313	125	545	420	106,1	Mode 0.a
T07	332634	6508870	125	566	441	106,1	Mode 0.a
T08	331778	6507306	125	512	387	106,1	Mode 0.a
T09	331842	6509220	125	566	441	106,1	Mode 0.a
T10	333510	6509840	125	581	456	106,1	Mode 0.a
T11	332273	6509247	125	571	446	106,1	Mode 0.a
T12	331695	6507803	125	476	351	106,1	Mode 0.a

Wind Farm Faurefjellet							
WTG	X [m]	Y [m]	Hub height [m]	Hub height level [mas]	Ground level [mas]	Noise emission [dBA]	Noise setting
T01	334390	6509650	125	600	475	94,0-106,1	Mode 0.a
T02	334090	6509310	125	602	477	94,0-106,1	Mode 0.a
T03	331231	6507903	125	539	414	94,0-106,1	Mode 0.a
T04	332010	6508530	125	564	439	94,0-106,1	Mode 0.a
T05	332886	6509143	125	587	462	94,0-106,1	Mode 0.a
T06	331602	6508313	125	545	420	94,0-106,1	Mode 0.a
T07	332634	6508870	125	566	441	94,0-106,1	Mode 0.a
T08	331778	6507306	125	512	387	94,0-106,1	Mode 0.a
T09	331842	6509220	125	566	441	94,0-106,1	Mode 0.a
T10	333510	6509840	125	581	456	94,0-106,1	Mode 0.a
T11	332273	6509247	125	571	446	94,0-106,1	Mode 0.a
T12	331695	6507803	125	476	351	94,0-106,1	Mode 0.a

Ground absorption map



- NSA
- WTG
- ▨ Impedance class H 1)
- ▨ Impedance class F 2)
- ▨ Impedance class E 3)

- 1) Impedance class H -
Very hard and dense surface (dense asphalt, concrete, water)
- 2) Impedance class F -
Compacted dense ground (gravel road, parking lot, ISO 10844 asphalt)
- 3) Impedance class E -
Compact field and gravel (compacted lawns, park area)
- 4) All other areas Impedance class D -
Normal uncompacted ground (forest floors, pasture fields)



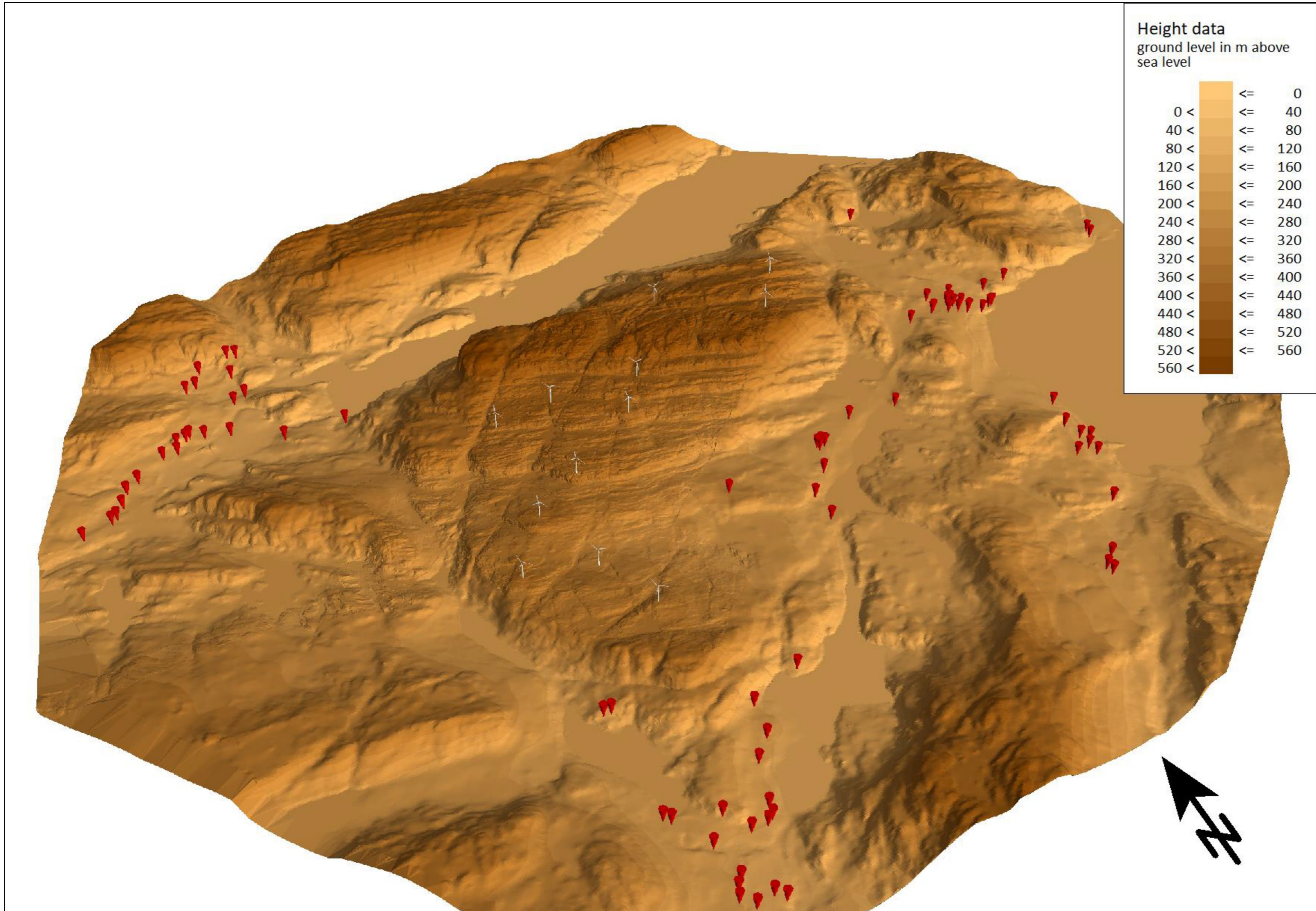
Wind farm Faurefjellet
 Nord2000 impedance classes in calculations



Beräknad med SoundPLAN 8.1 uppdatering 2019-07-09 www.akustikkonsulten.se

Handläggare	Paul Appelqvist	Kvalitetsgranskare	Jens Fredriksson
Projekt nr.	10-19125	Riktning	
Datum	2019-10-07		

Ground model



NSA	X [m]	Y [m]	Horizontal distance NSA-WTG [m]											
			T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T08	T09	T10	T11	T12
A	332771	6507954	2345	1892	1541	954	1195	1223	926	1186	1570	2026	1386	1087
AA	330234	6510503	4243	4036	2785	2655	2980	2582	2903	3550	2057	3342	2395	3070
AB	335517	6508740	1449	1537	4367	3513	2662	3938	2886	4005	3706	2289	3283	3935
AC	330264	6510515	4216	4011	2785	2644	2959	2577	2885	3548	2041	3315	2376	3066
AD	330513	6510424	3954	3746	2621	2414	2697	2375	2629	3365	1793	3053	2117	2875
AE	330609	6511139	4064	3932	3295	2961	3028	2995	3041	4007	2281	3179	2520	3508
AF	330893	6511157	3808	3692	3272	2855	2833	2931	2874	3951	2157	2930	2356	3449
AG	330834	6511167	3866	3748	3288	2887	2882	2956	2918	3975	2192	2987	2399	3472
AH	330956	6506008	5006	4552	1915	2733	3681	2394	3318	1536	3332	4605	3497	1941
AI	333251	6507684	2272	1830	2032	1502	1504	1765	1337	1521	2084	2172	1844	1561
AJ	330674	6510719	3867	3695	2871	2564	2716	2579	2695	3587	1900	2969	2173	3090
AK	335729	6508724	1628	1741	4572	3724	2874	4147	3098	4198	3919	2484	3495	4138
AL	330351	6510472	4122	3915	2716	2554	2862	2495	2789	3473	1947	3222	2279	2988
AM	330135	6510411	4323	4105	2737	2656	3029	2560	2936	3513	2081	3423	2434	3039
AN	335605	6508690	1548	1637	4444	3599	2756	4021	2976	4070	3800	2390	3378	4009
AO	335797	6508891	1599	1758	4672	3804	2922	4235	3163	4320	3969	2476	3542	4244
AP	331443	6505814	4837	4385	2100	2775	3628	2504	3280	1529	3429	4526	3532	2005
AQ	335693	6508715	1604	1710	4535	3688	2839	4111	3063	4161	3884	2456	3461	4101
AR	330449	6510986	4161	4008	3181	2910	3055	2911	3042	3913	2249	3268	2520	3418
AS	331412	6505743	4913	4460	2168	2850	3706	2577	3357	1605	3503	4603	3608	2079
AT	332203	6506541	3801	3351	1673	1998	2690	1871	2369	875	2703	3548	2707	1360
AU	330784	6511004	3852	3715	3133	2761	2807	2813	2824	3829	2074	2964	2303	3328
AV	335206	6507563	2241	2073	3990	3339	2807	3681	2885	3438	3750	2839	3382	3519
AW	330525	6511003	4095	3947	3179	2885	3006	2898	3000	3904	2217	3204	2478	3407
AX	331032	6505511	5330	4877	2400	3173	4078	2859	3721	1944	3796	4988	3937	2386
AY	331587	6506091	4530	4078	1847	2475	3317	2222	2970	1230	3139	4213	3230	1715
AZ	331368	6505722	4956	4504	2185	2880	3743	2602	3393	1636	3530	4642	3639	2107
B	333610	6508081	1752	1319	2386	1662	1285	2021	1255	1989	2103	1762	1774	1935
BA	330983	6505466	5396	4943	2450	3232	4140	2914	3783	2004	3851	5051	3995	2443

NSA	X [m]	Y [m]	Horizontal distance NSA-WTG [m]											
			T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T08	T09	T10	T11	T12
BB	331736	6506213	4342	3890	1764	2333	3148	2104	2805	1094	3009	4038	3081	1591
BC	329301	6509896	5095	4825	2774	3034	3663	2793	3487	3584	2629	4209	3042	3180
BD	335992	6508887	1774	1948	4862	3998	3117	4427	3358	4501	4163	2659	3736	4432
BE	330944	6505406	5467	5014	2513	3301	4211	2981	3854	2075	3918	5123	4064	2512
BF	329804	6510266	4627	4391	2760	2807	3280	2655	3156	3558	2291	3730	2671	3105
BG	331155	6505289	5430	4978	2615	3352	4225	3057	3874	2111	3991	5124	4113	2571
BH	331045	6505761	5130	4676	2150	2932	3851	2612	3492	1710	3550	4766	3696	2143
BI	331119	6505347	5405	4953	2558	3305	4187	3005	3835	2067	3940	5090	4067	2523
BJ	330996	6505329	5495	5042	2585	3358	4257	3045	3902	2126	3982	5164	4121	2571
BK	334354	6506199	3451	3122	3558	3306	3290	3470	3177	2804	3929	3738	3691	3105
BL	329509	6509960	4891	4627	2683	2881	3474	2663	3310	3492	2448	4003	2854	3071
BM	329629	6510092	4781	4529	2713	2848	3392	2657	3244	3519	2379	3889	2776	3083
BN	329554	6509994	4848	4587	2680	2859	3439	2650	3279	3489	2415	3959	2820	3063
BO	334243	6506126	3527	3188	3497	3281	3308	3429	3181	2733	3916	3786	3691	3050
BP	334926	6507054	2651	2406	3791	3268	2920	3554	2924	3158	3769	3125	3442	3317
BQ	334236	6506071	3582	3242	3519	3317	3356	3459	3225	2751	3956	3838	3734	3075
BR	329703	6510205	4720	4477	2763	2851	3355	2681	3221	3565	2355	3824	2743	3121
BS	335049	6506993	2738	2508	3925	3406	3050	3691	3059	3286	3904	3236	3576	3450
BT	334777	6506591	3083	2804	3781	3379	3176	3612	3128	3083	3940	3487	3650	3312
BU	335053	6507074	2660	2435	3911	3373	2996	3667	3013	3283	3862	3167	3529	3436
BV	335134	6507145	2613	2404	3976	3417	3008	3720	3037	3360	3891	3146	3550	3501
BW	330767	6510745	3785	3620	2880	2540	2656	2571	2646	3585	1866	2888	2124	3085
BX	335085	6507187	2559	2345	3920	3355	2943	3660	2973	3309	3828	3085	3486	3446
BY	331084	6506836	4341	3893	1077	1931	2927	1565	2557	838	2502	3861	2688	1144
BZ	331195	6510109	3228	3003	2206	1777	1947	1842	1899	2863	1100	2331	1380	2360
C	333576	6508073	1775	1340	2351	1631	1273	1989	1234	1955	2079	1768	1754	1900
CA	331269	6505735	5007	4554	2168	2892	3772	2599	3419	1651	3532	4677	3653	2111
CB	331826	6506447	4103	3650	1573	2091	2897	1879	2554	860	2773	3788	2835	1362
CC	337004	6508998	2694	2931	5876	5016	4121	5445	4372	5493	5167	3594	4738	5442

NSA	X [m]	Y [m]	Horizontal distance NSA-WTG [m]											
			T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T08	T09	T10	T11	T12
CD	337021	6509053	2698	2942	5903	5038	4136	5469	4391	5526	5182	3598	4752	5471
CE	331128	6506824	4316	3867	1084	1921	2910	1563	2541	809	2500	3843	2680	1131
CF	331200	6505894	4928	4475	2009	2758	3660	2452	3303	1526	3387	4572	3521	1972
CG	335096	6507338	2417	2214	3906	3308	2853	3627	2900	3318	3759	2962	3408	3433
D	333578	6508044	1800	1366	2351	1642	1299	1994	1254	1945	2097	1797	1775	1898
E	333953	6508203	1512	1115	2738	1970	1422	2354	1478	2353	2343	1696	1978	2293
F	333629	6508057	1765	1335	2403	1687	1316	2043	1285	1998	2132	1787	1804	1951
G	333454	6507850	2029	1593	2224	1596	1412	1909	1309	1762	2116	1991	1829	1760
H	335040	6508832	1045	1063	3921	3045	2176	3477	2406	3601	3221	1832	2798	3500
I	335278	6508857	1191	1271	4158	3284	2409	3716	2644	3828	3455	2023	3030	3735
J	333198	6507458	2495	2056	2017	1600	1714	1811	1520	1428	2223	2402	2014	1542
K	335255	6508845	1182	1254	4133	3260	2388	3692	2621	3802	3434	2009	3009	3709
L	335328	6508988	1148	1279	4238	3349	2447	3787	2697	3928	3494	2008	3066	3821
M	335367	6508791	1301	1378	4230	3367	2506	3795	2734	3884	3551	2133	3127	3803
N	330776	6510152	3649	3419	2295	2038	2339	2016	2257	3017	1416	2752	1749	2522
O	335425	6508880	1290	1403	4306	3433	2553	3865	2791	3972	3599	2142	3173	3882
P	335449	6508835	1336	1440	4320	3452	2581	3882	2815	3977	3627	2184	3203	3893
Q	335463	6508887	1317	1437	4345	3471	2590	3903	2829	4010	3636	2173	3210	3921
R	334309	6508148	1504	1182	3088	2331	1736	2712	1824	2667	2690	1871	2314	2637
S	335506	6508953	1316	1460	4402	3521	2627	3956	2873	4076	3674	2184	3246	3981
T	335600	6510183	1322	1744	4928	3952	2906	4414	3244	4784	3879	2118	3456	4573
U	335437	6508765	1371	1453	4293	3435	2579	3862	2805	3939	3624	2207	3201	3864
V	335503	6508812	1393	1498	4368	3504	2638	3933	2870	4018	3684	2243	3259	3939
W	330166	6510487	4306	4097	2795	2689	3034	2605	2951	3566	2101	3406	2445	3089
X	330930	6506048	4995	4542	1879	2707	3661	2363	3297	1517	3301	4586	3469	1914
Y	330035	6510415	4422	4203	2782	2730	3122	2622	3024	3564	2166	3522	2524	3095
Z	335501	6508731	1442	1525	4350	3497	2647	3921	2870	3986	3692	2279	3269	3918

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.

Point calculations

NSA	X [m]	Y [m]	Z _{ground} [mas]	Calculation height [m]	L _{den} [dBA]	
					A01	A02
A ¹⁾	332771	6507954	294	1,5 m	49	45
A ¹⁾	332771	6507954	294	4,0 m	49	46
AA	330234	6510503	211	1,5 m	38	34
AA	330234	6510503	211	4,0 m	38	34
AB	335517	6508740	197	1,5 m	40	35
AB	335517	6508740	197	4,0 m	40	36
AC	330264	6510515	214	1,5 m	38	34
AC	330264	6510515	214	4,0 m	38	35
AD	330513	6510424	190	1,5 m	39	35
AD	330513	6510424	190	4,0 m	39	35
AE	330609	6511139	231	1,5 m	38	34
AE	330609	6511139	231	4,0 m	38	34
AF	330893	6511157	246	1,5 m	38	34
AF	330893	6511157	246	4,0 m	38	35
AG	330834	6511167	261	1,5 m	37	34
AG	330834	6511167	261	4,0 m	38	34
AH	330956	6506008	216	1,5 m	39	34
AH	330956	6506008	216	4,0 m	39	35
AI	333251	6507684	215	1,5 m	40	34
AI	333251	6507684	215	4,0 m	41	35
AJ	330674	6510719	198	1,5 m	38	34
AJ	330674	6510719	198	4,0 m	39	34
AK	335729	6508724	173	1,5 m	39	35
AK	335729	6508724	173	4,0 m	39	36
AL	330351	6510472	203	1,5 m	38	34
AL	330351	6510472	203	4,0 m	39	35
AM	330135	6510411	202	1,5 m	38	33
AM	330135	6510411	202	4,0 m	38	34
AN	335605	6508690	176	1,5 m	37	31

Point calculations

NSA	X [m]	Y [m]	Z _{ground} [mas]	Calculation height [m]	L _{den} [dBA]	
					A01	A02
AN	335605	6508690	176	4,0 m	38	33
AO	335797	6508891	184	1,5 m	39	35
AO	335797	6508891	184	4,0 m	39	36
AP	331443	6505814	204	1,5 m	38	31
AP	331443	6505814	204	4,0 m	38	31
AQ	335693	6508715	178	1,5 m	39	35
AQ	335693	6508715	178	4,0 m	39	36
AR	330449	6510986	224	1,5 m	38	34
AR	330449	6510986	224	4,0 m	38	34
AS	331412	6505743	199	1,5 m	37	31
AS	331412	6505743	199	4,0 m	37	31
AT	332203	6506541	207	1,5 m	40	31
AT	332203	6506541	207	4,0 m	40	31
AU	330784	6511004	206	1,5 m	37	32
AU	330784	6511004	206	4,0 m	37	32
AV	335206	6507563	187	1,5 m	38	34
AV	335206	6507563	187	4,0 m	38	34
AW	330525	6511003	217	1,5 m	38	34
AW	330525	6511003	217	4,0 m	38	34
AX	331032	6505511	201	1,5 m	37	32
AX	331032	6505511	201	4,0 m	37	32
AY	331587	6506091	206	1,5 m	39	30
AY	331587	6506091	206	4,0 m	39	30
AZ	331368	6505722	199	1,5 m	37	31
AZ	331368	6505722	199	4,0 m	37	32
B	333610	6508081	220	1,5 m	45	41
B	333610	6508081	220	4,0 m	45	42
BA	330983	6505466	200	1,5 m	36	32
BA	330983	6505466	200	4,0 m	36	32

Point calculations

NSA	X [m]	Y [m]	Z _{ground} [mas]	Calculation height [m]	L _{den} [dBA]	
					A01	A02
BB	331736	6506213	204	1,5 m	38	28
BB	331736	6506213	204	4,0 m	38	28
BC	329301	6509896	236	1,5 m	36	31
BC	329301	6509896	236	4,0 m	36	31
BD	335992	6508887	206	1,5 m	38	32
BD	335992	6508887	206	4,0 m	38	34
BE	330944	6505406	201	1,5 m	36	31
BE	330944	6505406	201	4,0 m	37	32
BF	329804	6510266	211	1,5 m	37	33
BF	329804	6510266	211	4,0 m	37	33
BG	331155	6505289	186	1,5 m	36	31
BG	331155	6505289	186	4,0 m	36	32
BH	331045	6505761	200	1,5 m	37	32
BH	331045	6505761	200	4,0 m	37	33
BI	331119	6505347	191	1,5 m	36	31
BI	331119	6505347	191	4,0 m	36	31
BJ	330996	6505329	196	1,5 m	36	31
BJ	330996	6505329	196	4,0 m	37	32
BK	334354	6506199	224	1,5 m	36	31
BK	334354	6506199	224	4,0 m	36	31
BL	329509	6509960	221	1,5 m	36	32
BL	329509	6509960	221	4,0 m	36	32
BM	329629	6510092	206	1,5 m	37	32
BM	329629	6510092	206	4,0 m	37	32
BN	329554	6509994	214	1,5 m	36	31
BN	329554	6509994	214	4,0 m	36	31
BO	334243	6506126	236	1,5 m	36	31
BO	334243	6506126	236	4,0 m	36	31
BP	334926	6507054	207	1,5 m	37	31

Point calculations

NSA	X [m]	Y [m]	Z _{ground} [mas]	Calculation height [m]	L _{den} [dBA]	
					A01	A02
BP	334926	6507054	207	4,0 m	37	31
BQ	334236	6506071	235	1,5 m	36	31
BQ	334236	6506071	235	4,0 m	36	31
BR	329703	6510205	208	1,5 m	36	32
BR	329703	6510205	208	4,0 m	36	33
BS	335049	6506993	191	1,5 m	36	31
BS	335049	6506993	191	4,0 m	37	31
BT	334777	6506591	201	1,5 m	36	30
BT	334777	6506591	201	4,0 m	37	31
BU	335053	6507074	194	1,5 m	36	30
BU	335053	6507074	194	4,0 m	36	30
BV	335134	6507145	184	1,5 m	36	29
BV	335134	6507145	184	4,0 m	36	30
BW	330767	6510745	205	1,5 m	35	29
BW	330767	6510745	205	4,0 m	34	29
BX	335085	6507187	192	1,5 m	35	28
BX	335085	6507187	192	4,0 m	35	28
BY	331084	6506836	239	1,5 m	40	29
BY	331084	6506836	239	4,0 m	39	29
BZ	331195	6510109	197	1,5 m	27	21
BZ	331195	6510109	197	4,0 m	31	26
C	333576	6508073	220	1,5 m	45	42
C	333576	6508073	220	4,0 m	45	42
CA	331269	6505735	199	1,5 m	36	28
CA	331269	6505735	199	4,0 m	36	28
CB	331826	6506447	204	1,5 m	28	19
CB	331826	6506447	204	4,0 m	28	19
CC	337004	6508998	175	1,5 m	33	26
CC	337004	6508998	175	4,0 m	33	25

Point calculations

NSA	X [m]	Y [m]	Z _{ground} [mas]	Calculation height [m]	L _{den} [dBA]	
					A01	A02
CD	337021	6509053	187	1,5 m	33	26
CD	337021	6509053	187	4,0 m	33	26
CE	331128	6506824	242	1,5 m	31	23
CE	331128	6506824	242	4,0 m	31	24
CF	331200	6505894	223	1,5 m	27	21
CF	331200	6505894	223	4,0 m	29	23
CG	335096	6507338	194	1,5 m	27	19
CG	335096	6507338	194	4,0 m	27	20
D	333578	6508044	220	1,5 m	45	41
D	333578	6508044	220	4,0 m	45	42
E	333953	6508203	214	1,5 m	44	41
E	333953	6508203	214	4,0 m	45	41
F	333629	6508057	220	1,5 m	45	41
F	333629	6508057	220	4,0 m	45	42
G	333454	6507850	216	1,5 m	44	40
G	333454	6507850	216	4,0 m	45	41
H	335040	6508832	225	1,5 m	42	35
H	335040	6508832	225	4,0 m	42	36
I	335278	6508857	218	1,5 m	42	38
I	335278	6508857	218	4,0 m	42	39
J	333198	6507458	211	1,5 m	44	39
J	333198	6507458	211	4,0 m	44	40
K	335255	6508845	219	1,5 m	42	39
K	335255	6508845	219	4,0 m	42	39
L	335328	6508988	216	1,5 m	42	38
L	335328	6508988	216	4,0 m	43	39
M	335367	6508791	215	1,5 m	41	38
M	335367	6508791	215	4,0 m	41	38
N	330776	6510152	214	1,5 m	41	36

Point calculations

NSA	X [m]	Y [m]	Z _{ground} [mas]	Calculation height [m]	L _{den} [dBA]	
					A01	A02
N	330776	6510152	214	4,0 m	41	36
O	335425	6508880	211	1,5 m	41	38
O	335425	6508880	211	4,0 m	41	38
P	335449	6508835	209	1,5 m	41	37
P	335449	6508835	209	4,0 m	41	37
Q	335463	6508887	209	1,5 m	42	38
Q	335463	6508887	209	4,0 m	42	38
R	334309	6508148	204	1,5 m	43	39
R	334309	6508148	204	4,0 m	43	40
S	335506	6508953	206	1,5 m	42	38
S	335506	6508953	206	4,0 m	42	38
T	335600	6510183	219	1,5 m	41	37
T	335600	6510183	219	4,0 m	40	37
U	335437	6508765	208	1,5 m	41	37
U	335437	6508765	208	4,0 m	41	37
V	335503	6508812	204	1,5 m	41	37
V	335503	6508812	204	4,0 m	41	37
W	330166	6510487	213	1,5 m	38	34
W	330166	6510487	213	4,0 m	38	34
X	330930	6506048	217	1,5 m	40	35
X	330930	6506048	217	4,0 m	40	36
Y	330035	6510415	205	1,5 m	38	34
Y	330035	6510415	205	4,0 m	38	34
Z	335501	6508731	198	1,5 m	39	35
Z	335501	6508731	198	4,0 m	39	35

Information on results

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive area (NSA) are located 1,5 m and 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to the Norwegian guidelines on noise. 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-storey housing as an additional indicator. For indexing of NSA see the noise maps.

Note that if the point calculation and noise map show contradictory results, it is primary the point calculation that should be used. The noise map should be considered as a complement to the point calculation.

The calculation result is rounded to the nearest integer value according to the guidelines *Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016)*:

"Når det skal rundes av til nærmeste hele tall ser vi på første siffer rett etter kommaet.

-er sifferet 0, 1, 2, 3 eller 4 tar vi vekk alle desimalsifrene og beholder det hele tallet slik som det var

-er sifferet 5, 6, 7, 8 eller 9 tar vi vekk alle desimalsifrene og øker det hele tallet med 1

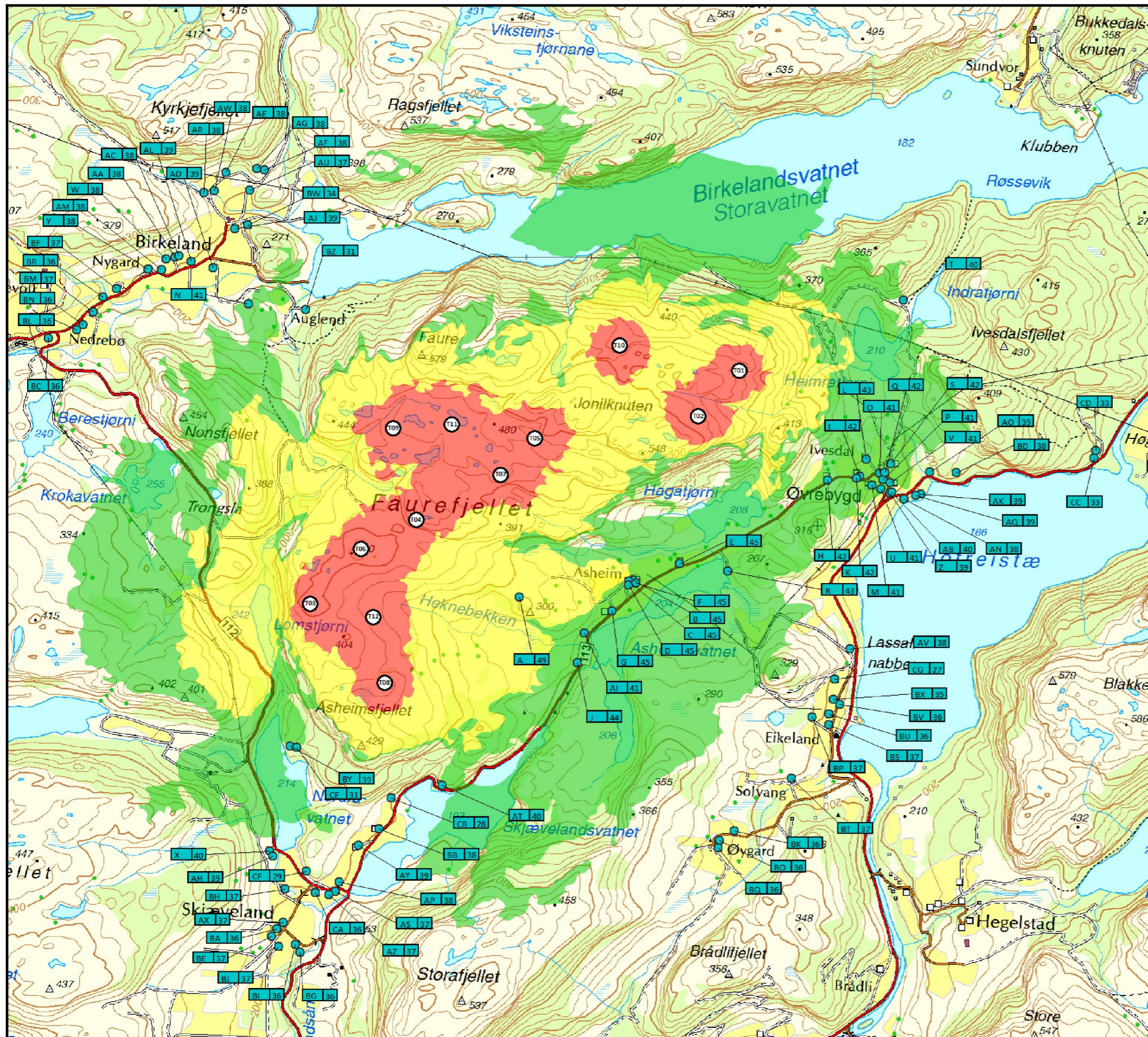
Eksempel; 54,499 = 54

54,511 = 55"

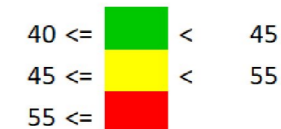
L_{den} has been calculated with a penalty of 5 dB for L_e (evening 19-23) and 10 dB for L_n (night 23-07) which is resulting in an addition of 6,4 dBA to the calculated equivalent sound level.

The noise limit has been assumed to be $L_{den}=45$ dBA according to T-1442 and if the calculated value is above the limit 45 dBA it is marked with red.

¹⁾The property owner at NSA A have an agreement with Norsk Vind Energi AS and the NSA should not be considered in regards of the noise limit $L_{den}=45$ dBA.



Yearly Average, L_{den} , in dBA
 Result 4,0 m above ground



● NSA

○ WTG

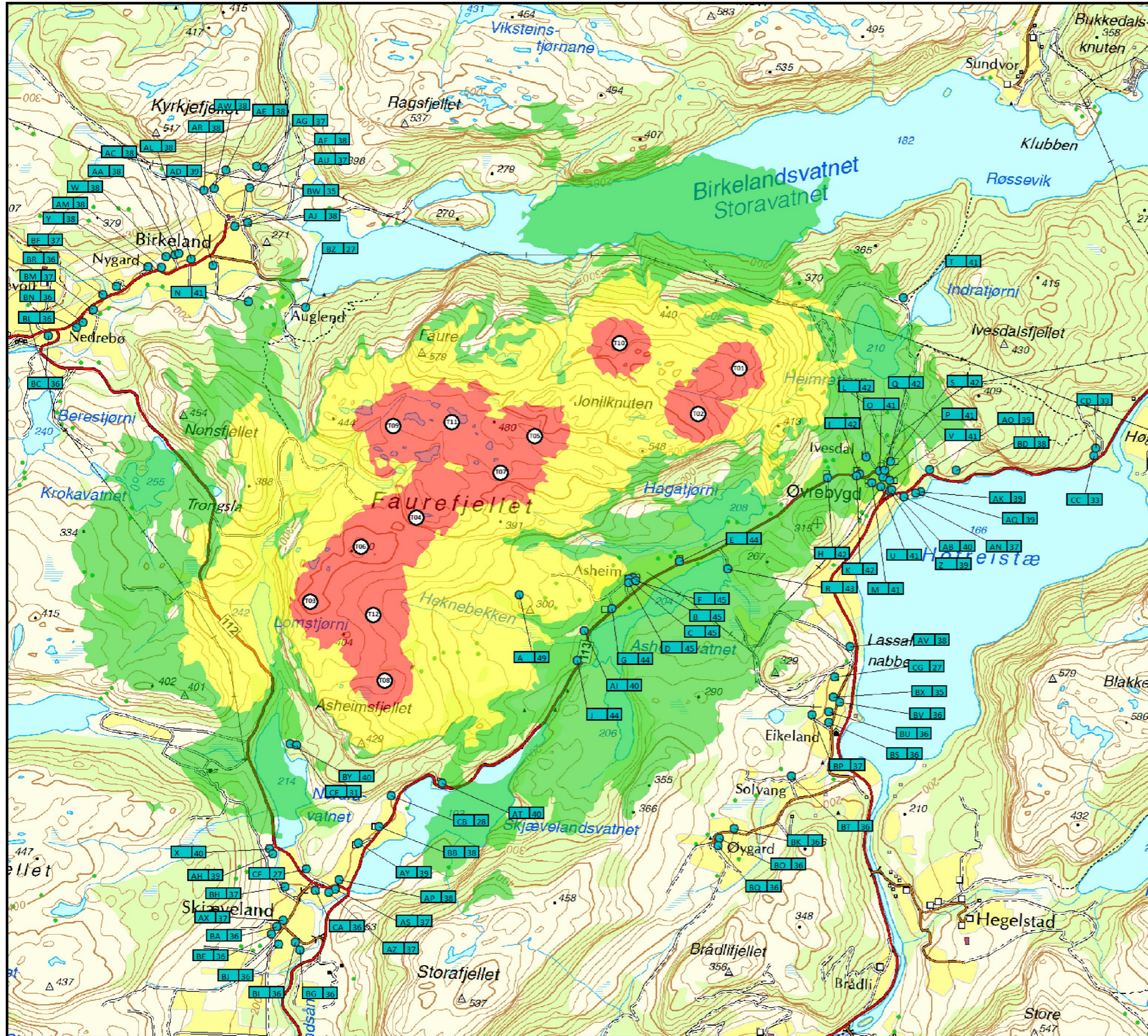
NSA L_{Aeq} [dBA] Index NSA



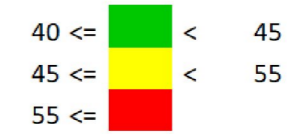
Wind farm Faurefjellet
 12 Wind Turbines (WTG) - Nordex N149 4,8 MW
 Case A01 - Worst Case



Beräknad med SoundPLAN 8.1 uppdatering 2019-07-09		www.akustikkonsulten.se	
Handläggare	Paul Appelqvist	Kvalitetsgranskare	Jens Fredriksson
Projekt nr.	10-19125	Ritning	A01:1
Datum	2019-10-07		



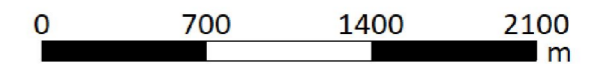
Yearly Average, L_{den} , in dBA
 Result 1,5 m above ground



● NSA

○ WTG

NSA L_{Aeq} [dBA] Index NSA

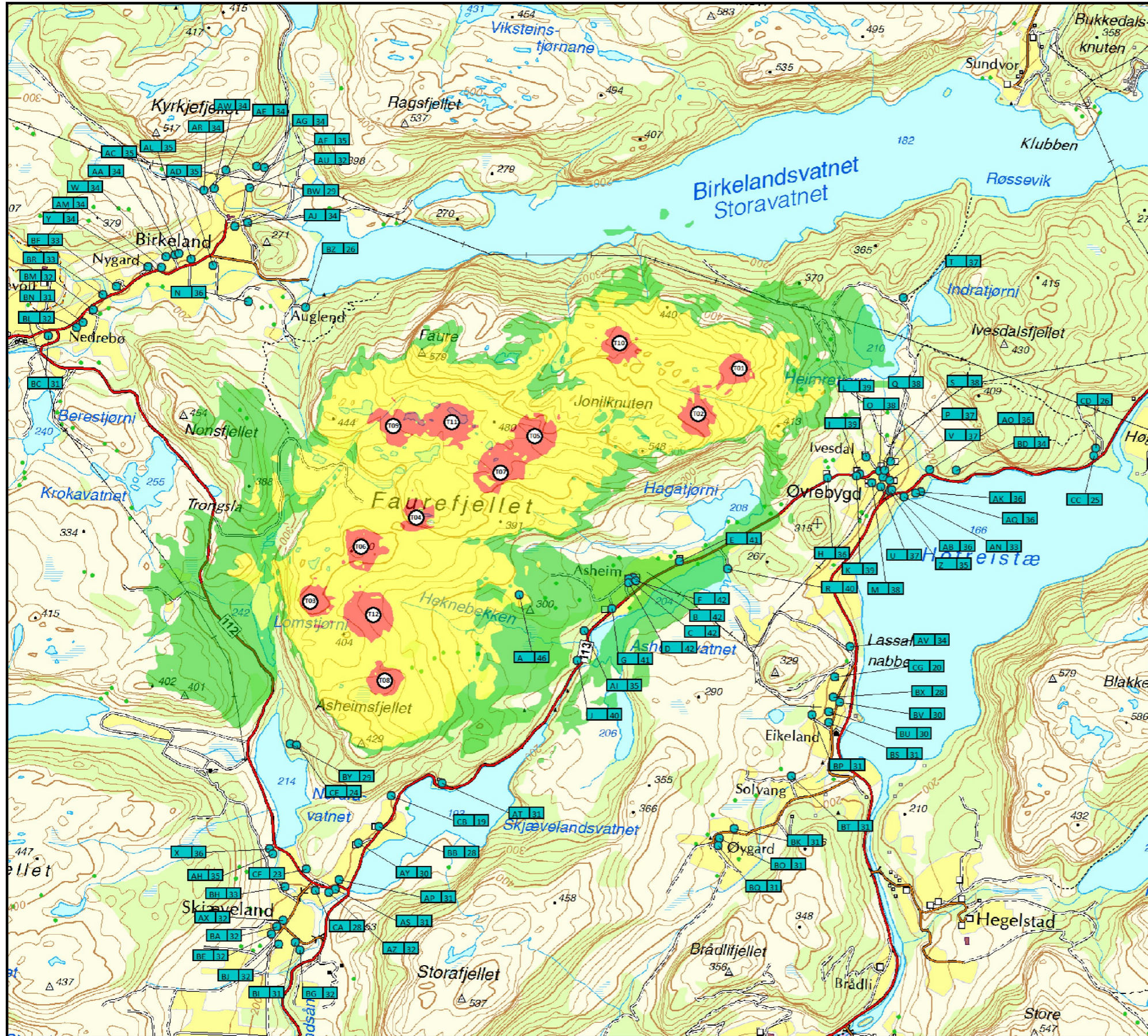


Wind farm Faurefjellet
 12 Wind Turbines (WTG) - Nordex N149 4,8 MW
 Case A01 - Worst Case

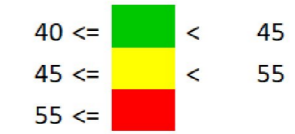


Beräknad med SoundPLAN 8.1 uppdatering 2019-07-09 www.akustikkonsulten.se

Handläggare	Paul Appelqvist	Kvalitetsgranskare	Jens Fredriksson
Projekt nr.	10-19125	Ritning	A01:2
Datum	2019-10-07		



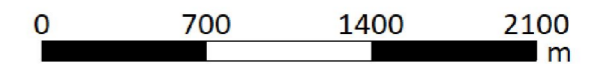
Yearly Average, L_{den} , in dBA
 Result 4,0 m above ground



● NSA

○ WTG

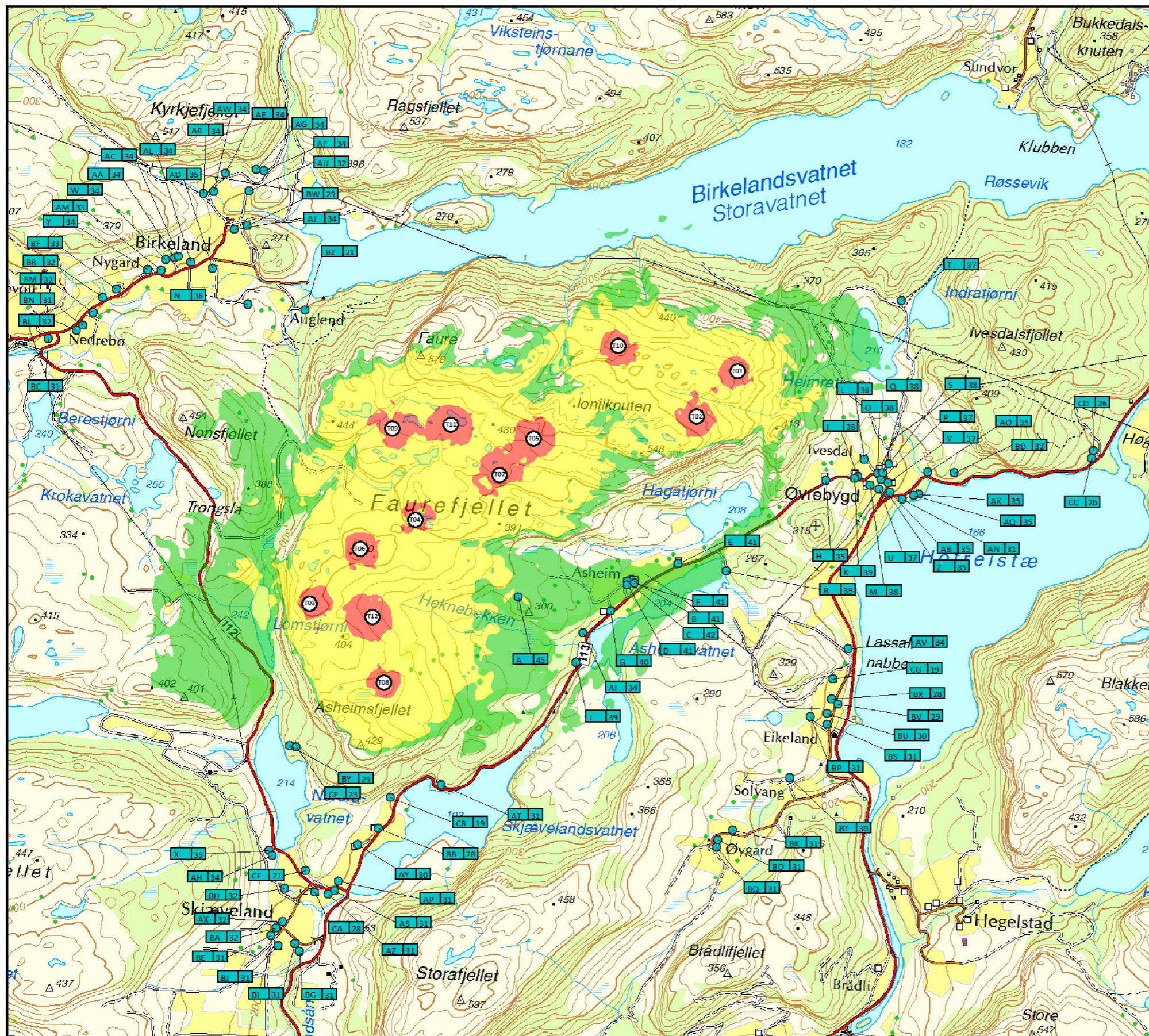
NSA | L_{Aeq} [dBA] | Index NSA



Wind farm Faurefjellet
 12 Wind Turbines (WTG) - Nordex N149 4,8 MW
 Case A02 - Lokale vindforhold



Beräknad med SoundPLAN 8.1 uppdatering 2019-07-09		www.akustikkonsulten.se	
Handläggare	Paul Appelqvist	Kvalitetsgranskare	Jens Fredriksson
Projekt nr.	10-19125	Ritning	A02:1
Datum	2019-10-07		



Yearly Average, L_{den} , in dBA
 Result 1,5 m above ground



● NSA

○ WTG

NSA L_{Aeq} [dBA] Index NSA



Wind farm Faurefjellet
 12 Wind Turbines (WTG) - Nordex N149 4,8 MW
 Case A02 - Lokale vindforhold



Beräknad med SoundPLAN 8.1 uppdatering 2019-07-09		www.akustikkonsulten.se	
Handläggare	Paul Appelqvist	Kvalitetsgranskare	Jens Fredriksson
Projekt nr.	10-19125	Ritning	A02:2
Datum	2019-10-07		