

**Kopperaa vindkraftverk
Meråker kommune,
Nord-Trøndelag**

Konsesjonssøknad med sammendrag
av konsekvensutredning

November 2013

Søknad om konsesjon for vindkraftverk

E.ON Wind Norway AB gjennom deres filial E.ON Wind Norway (E.ON Wind) søker med dette om konsesjon for å bygge og drive et vindkraftverk med tilhørende infrastruktur i Meråker kommune i Nord-Trøndelag fylke.

Dette dokumentet omfatter:

- Konsesjonssøknad i henhold til energiloven for bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk med nødvendige veianlegg, intern kabling, transformatorstasjon med servicebygg og nettilknytning
- Beskrivelser og sammendrag av konsekvensutredning i henhold til utredningsprogram fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 26. juni 2013, se Vedlegg 1.

Konsesjonssøknaden med konsekvensutredning oversendes NVE, som behandler søknaden etter energiloven og oreigningslova. Høringsuttalelser til konsesjonssøknad og søknad om ekspropriasjonstillatelse skal sendes NVE.

Malmö, 08.11.2013



Mark Porter
Administerende direktør
E.ON Wind Norway AB

Prosjektorganisasjon

E.ON Wind Norway AB
SE-205 09 Malmö
Sverige
eon-vind.no

Søknad om konsesjon for nettalternativ 2

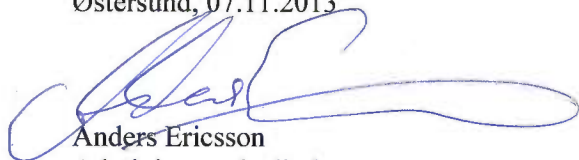
Jämtkraft Elnät AB søker med dette om konsesjon for deler av nettilknytning mellom Kopperaa vindkraftverk i Meråker kommune, Nord-Trøndelag og Enafors transformatorstasjon i Sverige. Søknaden omfatter bygging og drift av den delen av nettilknytningen som ligger på norsk side av grensen. Denne nettilknytningen utgjør deler av nettilknytningsalternativ 2 for Kopperaa vindkraftverk.

Dette dokumentet omfatter:

- Konsesjonssøknad i henhold til energiloven for bygging og drift av nettilknytning.
- Beskrivelser og sammendrag av konsekvensutredning i henhold til utredningsprogram fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 26. juni 2013, se Vedlegg 1.

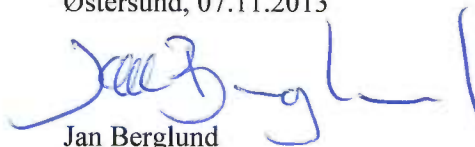
Konsesjonssøknaden med konsekvensutredning oversendes NVE, som behandler søknaden etter energiloven og oreigningslova. Høringsuttalelser til konsesjonssøknad og søknad om ekspropriasjonstillatelse skal sendes NVE.

Østersund, 07.11.2013



Anders Ericsson
Administerende direktør
Jämtkraft Elnät AB

Østersund, 07.11.2013



Jan Berglund
Enhetschef Elnät
Jämtkraft Elnät AB

Prosjektorganisasjon

Jämtkraft Elnät AB

Box 394
832 25 Östersund
Sverige
www.jamtkraft.se

Sammendrag

E.ON Wind Norway AB, gjennom deres filial E.ON Wind Norway (E.ON Wind), søker med dette til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om konsesjon for bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk i Meråker kommune. I søknaden er det tatt utgangspunkt i en eksempelløsning med total installert effekt på ca 150 MW, men det søkes om konsesjon på inntil 180 MW. Søknaden omfatter også transformatorstasjon, nettilknytning og tilhørende infrastruktur.

Det foreligger to alternative løsninger for nettilknytning, hvorav den ene omfatter påkobling på transformator i Enafors, Sverige. Her har E.ON Wind samarbeidet med Jämtkraft Elnät AB (Jämtkraft Elnät) som vil stå som eier og driver av linjen helt til transformatorstasjon inne på planområdet til Kopperaa vindkraftverk. Jämtkraft Elnät er derfor med søker på denne konsesjonssøknaden og vil også søke om utenlandshandelskonsesjon.

Planområdet er lokalisert i et fjellområde mellom tettstedet Kopperaa, innsjøen Fjergen og riksgrensen mot Sverige og har en utstrekning på ca 40 km². Planområdet ligger i et høyereliggende parti der høyden varierer mellom 600-1 000 moh. Nord-øst i planområdet finnes de høyeste toppene, blant annet Kjærringfjellet og Huva.

I vindkraftverket er det aktuelt å benytte vindturbiner med en nominell effekt fra 2 til 5 MW per turbin. I søknaden og i konsekvensutredningene er det brukt en eksempelløsning med 50 stk 3,075 MW turbiner. Endelig avgjørelse om størrelse og type av turbin tas nærmere utbyggingstidspunkt.

Det foreligger to alternative løsninger for nettilknytning. Nettalternativ 1 går fra Kopperaa vindkraftverk og vest til Eidum transformatorstasjon i Stjørdal. For denne traséen skal eksisterende ledning erstattes og vil i all hovedsak innebære at en ny 132 kV dobbeltkurset stålmast bygges parallelt med gammel masterekke. Gammel masterekke rives når ny er ferdigstilt. Total lengde nettalternativ 1 er 52 km. Transformatorstasjonen inne på planområdet for nettalternativ 1 vil bli plassert mellom Støttingsgrya og nordenden av Støttingdalen.

Nettalternativ 2 går fra Kopperaa vindkraftverk til Jämtkraft Elnät regionalnettstasjon i Enafors i Sverige. Svenska Kraftnät (SVK) har allerede godkjent en tilknytning til det svenske kraftnettet. På norsk side vil kraftledningen gå fra planområdet og i retning sør til Meråkerbanen hvorpå den følger jernbanen parallelt til riksgrensa. Søknaden omfatter den strekningen av traséen som ligger på norsk side og Jämtkraft Elnät står som søker. Lengde på norsk side er 6 km. Jämtkraft Elnät konsekvensutreder og søker i henhold til svenske El-loven (sv. *ellagen*) i Sverige for den delen av kraftlinja som ligger på svensk side. Hele strekningen vil bestå av 130 kV kraftledning på enkeltkurs tremast. Transformatorstasjonen inne på planområdet for nettalternativ 2 vil bli plassert mellom Slægda og Flætan.

Vindturbinene vil bli skipet inn til kaianlegg i Trondheimsfjorden og transportert opp til planområdet. Tre kaianlegg er vurdert, et i Muruvik i Malvik, et i Verdal og

et ved Sutterøya i Stjørdal. Adkomstveien vil være E14 opp til Meråker. Videre er det vurdert to alternative adkomstveier inn til planområdet fra E14, avhengig av hvilket av de to nettalternativene som foretrekkes. Adkomstvei inn til planområdet ved nettalternativ 1 kommer inn fra vest, ved Fjergen, mens den for nettalternativ 2 vil gå inn til planområdet fra sør, ved Ivarsmyra. Adkomstveien inn til vindkraftverket vil normalt være stengt for alminnelig motorisert ferdsel. Inne på planområdet vil det anlegges et internt veinett fram til hver vindturbin, total lengde ca 60 km. Ved hver turbin er det behov for en monteringsplass på ca. 1-2 daa. Kabler fra hver turbin vil legges i grøft i internveinettet fram til vindkraftverkets transformatorstasjon.

De totale investeringskostnadene for vindkraftverket anslås til drøye 1,8 mrd NOK, og utgjør anslagsvis 12 mill NOK per MW installert effekt. En investering i størrelsesorden 1,8 mrd NOK gir grunnlag for en eiendomsskatt på anslagsvis 8,8 mill NOK per år til Meråker kommune.

Det er utarbeidet konsekvensutredning for tiltaket, i samsvar med utredningsprogrammet, fastsatt av NVE 26. juni 2013. Utredningene består av følgende tema og er å finne i del B:

- Visuelle virkninger (landskap)
- Kulturminner og kulturmiljø
- Friluftsliv og ferdsel
- Naturmangfold (naturtyper og vegetasjon, fugl, andre dyrearter, samlet belastning, inngrepsfrie naturområder og verneområder)
- Forurensning (skyggekast, drikkevann, annen forurensning)
- Støy
- Nærings- og samfunnsinteresser (verdiskapning, reiseliv og turisme, landbruk, luftfart og kommunikasjonssystemer)
- Reindrift (tradisjonell utmarksbruk)

Fagrapportene beskriver verdier og interesser samt forventede virkninger av tiltaket for hvert enkelt tema. Rapportene er utarbeidet av uavhengige konsulenter hos Rambøll, Ambio miljørådgivning, Bioforsk og Meventus.

Det er gjennomført samrådsprosess med kommune, folkevalgte, grunneiere, næringslivet, lokale organisasjoner og ressurspersoner. I denne prosessen er det utvekslet informasjon om planene, og om forholdene i plan- og influensområdene. Opplysningene fra samrådsprosessen er benyttet i arbeidet med konsesjonssøknad og konsekvensutredninger.

Tabell 1 viser konsekvenser og avbøtende tiltak for ulike fagtema i konsekvensutredningen for Kopperaa vindkraftverk.

Tabell 1 Konsekvenser for ulike fagtema i konsekvensutredningen.

Fagtema	Vindkraftverket Konsekvens	Nettalternativ 1 Konsekvens	Nettalternativ 2 Konsekvens
Landskap	Middels – stor negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Middels – liten negativ konsekvens
Kulturminner og kulturmiljø	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig
Friluftsliv og ferdsel	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens
Naturmangfold ¹⁾			
• Naturtyper	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig
• Vegetasjon og flora	Liten – middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens
• Fugl	Middels negativ konsekvens	Liten – middels negativ konsekvens	Ubetydelig
• Andre dyrearter	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig til liten negativ konsekvens	Ubetydelig
• INON	Stor negativ konsekvens	Ubetydelig	Ubetydelig
Annen forurensing ²⁾	Liten/ubetydelig konsekvens	Ubetydelig	Ubetydelig
Verdiskapning	Liten/middels positiv	Ubetydelig	Ubetydelig
Reiseliv	Middels negativ	Ubetydelig	Liten negativ konsekvens
Landbruk	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
Reindrift	Stor negativ konsekvens	Middels - liten negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens
Luftfart og kommunikasjon	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig

¹⁾ Konsekvensene i tabellen er en sammenstilling for fugl, andre dyrearter, vegetasjon og flora spenner konsekvensgraden fra ubetydelig til stor negativ konsekvens. Det vises til komplett tabell i naturmangfoldrapport kap. 9 og Tab 14 i denne søknaden.

²⁾ Etter avbøtende tiltak

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	10
1.1 Presentasjon av søker	10
1.2 Søknadens innhold	11
1.3 Bakgrunn for tiltaket	12
1.4 Begrunnelse for valg av lokasjon	15
2. Søknad og forholdet til sentrale lover og føringer	16
2.1 Søknad om konsesjon etter energiloven	16
2.2 Konsekvensutredning	16
2.3 Søknad om ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse	16
2.4 Øvrige tillatelser og godkjenninger	17
2.5 Forholdet til andre planer	19
3. Forarbeid, informasjon og fremdriftsplan	21
3.1 Samråd og informasjon	21
3.2 Videre saksbehandling og fremdriftsplan	21
4. Vind, produksjon og økonomi	23
4.1 Vindressurser	23
4.2 Produksjonsberegninger	25
4.3 Utbyggingskostnader	26
5. Tiltaksbeskrivelse	27
5.1 Områdebeskrivelse	27
5.2 Utbyggingsløsning	28
5.3 Turbintype	30
5.4 Lysmerking av turbinene	31
5.5 Kai, vei og øvrig infrastruktur	32
5.6 Eksternt nett	34
5.7 Internt nett og transformatorstasjon	39
5.8 Elektromagnetisk felt	41
5.9 Uttak og deponering av masser	46
5.10 Permanent og midlertidig arealbruk	46
5.11 Anleggsarbeid, drift og vedlikehold	47

5.12	Avvikling av vindkraftverket	49
5.13	Andre vurderte utbyggingsløsninger	50
6.	Sammendrag av konsekvensutredningene	51
6.1	0-alternativet	51
6.2	Landskap	51
6.3	Kulturminner og kulturmiljø	53
6.4	Friluftsliv og ferdsel	55
6.5	Naturmangfold	57
6.6	Forurensning	63
6.7	Nærings- og samfunnsinteresser	68
6.8	Reindrift	69
6.9	Luftfart og kommunikasjonssystemer	72
6.10	Konsekvenser oppsummert	73
7.	Miljøoppfølging og avbøtende tiltak	74
7.1	Miljøoppfølging i anleggsfasen	74
7.2	Miljøoppfølging i driftsfasen	74
7.3	Avbøtende tiltak	74
8.	Berørte eiendommer	77
9.	Referanser	78
10.	Vedlegg	80

Figurer

Figur 1 Forventet vindrose Kopperaa.....	23
Figur 2 Vindkart i 94 meter høyde for Kopperaa.	24
Figur 3 Lokalisering av vindkraftverket.....	27
Figur 4 Situasjonsskart for eksempelløsning og adkomstveier.....	28
Figur 5 Dimensjoner for eksempelturbin	30
Figur 6 Alternative transportruter til planområdet.	32
Figur 7 Eksempel på internt veinett med intern kabling langs veiskulder.	33
Figur 8 Nettalternativ 1 og 2 for Kopperaa vindkraftverk.....	34
Figur 9 Aktuelle master, nettalternativ 1. Tegning: Jøsok Prosjekt.	35
Figur 10 Aktuell mastetype, nettalternativ 2. Tegning: Jøsok Prosjekt.....	37
Figur 11 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindkraftverk (180 MW) mot Eidum.....	42
Figur 12 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindkraftverk (180 MW) mot Sverige. ...	45
Figur 13 Montering av vindturbin.	48
Figur 14 Sammenligning av omsøkt og opprinnelig forhåndsmeldt planområde ...	50
Figur 15 Tap av INON ved etablering av Kopperaa vindkraftverk.....	59
Figur 16 Støysoneskart, Kopperaa vindkraftverk. Medvind i alle retninger.....	64
Figur 17 Skyggekast, real case, for Kopperaa vindkraftverk.	65
Figur 18 Færen reinbeitedistrikt.	70

Tabeller

Tabell 1 Konsekvenser for ulike fagtema i konsekvensutredningen.....	6
Tabell 2 Fremdriftsplan.....	22
Tabell 3 Resultat av vind- og produksjonsberegninger, Kjeller vindteknikk.....	25
Tabell 4 Utbyggingskostnader fordelt på hovedposter.....	26
Tabell 5 Nøkkeltall for Kopperaa vindkraftverk med eksempelturbin.....	29
Tabell 6 Tekniske data for eksempelturbin	31
Tabell 7 Nøkkeltall mastetyper nettalternativ 1	36
Tabell 8 Nøkkeltall mastetyper nettalternativ 2	38
Tabell 9 Avstand fra senter av linjetrasé til utredningsnivå 0,4 uT.....	42
Tabell 10 Antall boliger ved nettalternativ 1, traséalternativ Nord.....	43
Tabell 11 Antall boliger ved nettalternativ 1, traséalternativ Sør.....	44
Tabell 12 Oppsummering verdi og konsekvens landskap	53
Tabell 13 Verdi, omfang og konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø	55
Tabell 14 Verdi, omfang og konsekvens for naturmangfold i planområdet.....	61
Tabell 15 Verdi, omfang og konsekvens for naturmangfold langs nettrasè	62
Tabell 16 Hendelser som kan medføre risiko for utslipp i anleggs- og driftsfasen.....	66
Tabell 17 Sammenstilling konsekvenser for ulike fagtema.....	73

1. Innledning

E.ON Wind Norway AB, gjennom deres filial E.ON Wind Norway (heretter kalt E.ON Wind) legger med dette fram søknad om konsesjon for bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk i Meråker kommune, Nord-Trøndelag fylke.

Vindkraftverket er planlagt med inntil 180 MW effekt. Det søkes samtidig om nødvendig infrastruktur som adkomstveier, interne veier og installasjoner for kraftoverføring og nettilknytning. I konsekvensutredningene er det tatt utgangspunkt i en eksempel-layout med installert effekt på ca. 150 MW, og med en årlig produksjon på ca. 480 GWh.

1.1 Presentasjon av søker

1.1.1 E.ON

E.ON Wind er en del av E.ON-konsernet (heretter kalt E.ON) som er et av verdens største privateide elektrisitets- og gasselskap med en årlig omsetning på over 800 milliarder NOK og ca. 75 000 ansatte. Selskapet produserer ca. 300 TWh/år elektrisk kraft, det vil si om lag 2,5 ganger så mye som hele den norske kraftproduksjonen. Selskapet har hovedsete i Düsseldorf i Tyskland.

E.ON produserer kjernekraft, kull- og gasskraft, vindkraft, vannkraft, solkraft og biobrenselkraft, og selger energi til ca. 30 millioner kunder.

For å klare omstillingen til et bærekraftig samfunn og for å oppfylle forventningene som finnes eksternt, har E.ON påtatt seg å gjøre store investeringer i blant annet vindkraft samt biogass- og solenergi. E.ON skal i kommende år fortsette å investere i fornybar energi, og ser for seg at en betydelig andel av disse investeringene legges til Norge.

E.ON har et langsiktig mål om å halvere CO₂-utslippet fra sine produksjonsanlegg. Vindkraft er en viktig del i denne omstillingsprosessen og utgjør derfor en stor del av investeringene i fornybar energi.

Globalt er E.ON en ledende aktør innen landbasert vindkraft med over 4 800 MW i installert kapasitet. Selskapet driver verdens største landbaserte vindkraftverk (782 MW) i Roscoe, Texas, USA. E.ON er også deleier i det havbaserte prosjektet London Array, som består av 175 vindturbiner utenfor den sørøstlige kysten av Storbritannia I løpet av 2012 økte selskapets vindkraftkapasitet med ca. 622 MW. Siden august 2010 har E.ON drevet et av verdens største havbaserte vindkraftverk, Rødsand II, i Danmark. Anlegget består av 90 vindturbiner, har en total effekt på 207 MW og produserer 800 GWh/år.

E.ON eier en rekke vindkraftverk i Sør- og Midt-Sverige og har også flere planlagte prosjekter i Norge og Sverige.

1.1.2 E.ON Wind Norway

E.ON Wind Norway er en filial av E.ON Wind Norway AB og står for E.ONs vindsatsning i Norge. E.ON Wind mener de gode norske vindressursene er godt egnet til å bygge ut mer fornybar kraftproduksjon. Selskapet arbeider aktivt med å finne egnede lokaliteter for vindkraft i Norge. Selskapet vil i sin vindkraftvirksomhet legge til rette for en god dialog og et godt samarbeid med lokale og regionale myndigheter, grunneiere og lokalbefolkning. Selskapet tar sikte på å bli en betydelig produsent av vindkraft i Norge og har et langsiktig perspektiv på sin satsing her til lands. E.ON Wind har en målsetning om å utvikle, bygge, eie og drive vindkraftprosjektene selv, eventuelt sammen med partnere.

1.1.3 Jämtkraft Elnät AB

Jämtkraft Elnät står som søker og driver for nettalternativ 2. Jämtkraftkonsernet produserer, distribuerer og selger elektrisitet og fjernvarme til eierkommunene Østersund, Krokom og Åre. Jämtkraft tilbyr også bredbånd via fibernett. Innenfor Jämtkraftkonsernet inngår morselskapet Jämtkraft AB og seks datterselskap. Jämtkraft er også deleier i Boo Energi, Jemtska, JP Vind og Merpellets. 98,4 % av Jämtkraft eies av Østersund kommune, mens Krokom og Åre kommuner eier henholdsvis 0,8 % hver.

Jämtkrafts visjon er å være en drivkraft for regionens utvikling og framgang. Som et ledd i dette ønsker Jämtkraft Elnät å sikre at regionens nett er godt forberedt på å møte framtidens nye krav, både når det gjelder teknisk kvalitet og leveransesikkerhet. Jämtkraft har ca 320 medarbeidere og har sitt hovedkontor i Østersund. Per i dag er over 60 000 kunder tilsluttet Jämtkrafts elnett. Ledningsnettet strekker seg over 8 330 km.

1.2 Søknadens innhold

Søknaden er utformet i henhold til kravene i energiloven, plan- og bygningsloven og oreigningslova. Søknaden består av to deler, Konsesjonssøknad Del A og Konsekvensutredninger Del B.

Del A

Konsesjonssøknaden har følgende struktur:

- Søknad og forhold til lovverk
- Forarbeid, informasjon og framdrift
- Vinddata og økonomi
- Tiltaksbeskrivelse
- Sammendrag av konsekvensutredning
- Miljøoppfølging og avbøtende tiltak
- Berørte eiendommer

Vindmålinger utføres av E.ON Wind og vindanalyser med produksjonsberegninger er utført av Kjeller Vindteknikk. Foreslåtte plasseringer av vindturbiner og

produksjonsberegningene er utført av E.ON Wind. Utredning av nettilknytning og internt nett, forslag til adkomstalternativer og kaialternativer, er utført av Rambøll.

Den omsøkte utbyggingsløsningen bygger også på en rekke innspill fra kommune, grunneiere, samrådsgruppe og øvrige berørte.

Del B

Del B beskriver konsekvensene av bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk for miljø, naturressurser og samfunn. Utredningene er basert på fastsatt utredningsprogram datert 26. juni 2013. Se Vedlegg 1. I perioden mellom ferdigstillelse av fagrapporter og innsending av konsesjonssøknad har E.ON Wind skiftet navn fra E.ON Vind Sverige til E.ON Wind Norway AB. Konsekvensutredningene er derfor gjort i E.ON Vind Sveriges navn.

Følgende tema er konsekvensutredet:

- Visuelle virkninger (landskap)
- Kulturminner og kulturmiljø
- Friluftsliv og ferdsel
- Naturmangfold (naturtyper og vegetasjon, fugl, andre dyrearter, samlet belastning, inngrepsfrie naturområder og verneområder)
- Forurensning (skyggekast, drikkevann, annen forurensning)
- Støy
- Nærings- og samfunnsinteresser (verdiskapning, reiseliv og turisme, landbruk, luftfart og kommunikasjon)
- Reindrift (tradisjonell utmarksbruk)

Konsekvensutredningene beskriver temavis verdier og interesser, samt forventet omfang og konsekvenser av tiltaket. Et sammendrag av konsekvensutredningene finnes i kapittel 6.

1.3 Bakgrunn for tiltaket

1.3.1 Nasjonale mål for fornybar energi

Ønsket om å forebygge skadelige og menneskeskapte klimaendringer er den viktigste driveren for utvikling av fornybar energi verden over. FNs klimapanel har slått fast med stor grad av sikkerhet at menneskelig aktivitet har bidratt til global oppvarming. Internasjonalt er det bred politisk tilslutning til de vurderinger som er gjort av FNs klimapanel, og det er enighet om at en rekke tiltak må gjennomføres dersom man skal kunne begrense den globale oppvarmingen til 2°C (Miljøverndepartementet, 2012).

EU har satt et mål om 20 % andel fornybar energi i 2020. For å gjennomføre målsettingene er medlemslandene og EØS-landene gjennom EUs fornybardirektivet pålagt å øke sin andel fornybar energi. Pålegget er utformet på en slik måte at de økonomisk sett mest ressurssterke landene er forpliktet til å bidra mest.

Norge er på bakgrunn av fornybardirektivet forpliktet til å øke sin fornybarandel fra 58 prosent (2005) til 67,5 % i 2020. Et viktig tiltak for å nå dette målet er avtalen mellom Norge og Sverige om et felles marked for el-sertifikater som skal stimulere til utbygging av 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon (Norges offentlige utredninger (NOU), 2012). Landene har lagt til grunn at de skal ta hver sin halvdel av denne økningen av produksjon av fornybar kraft. Norge tar derfor sikte på å produsere 13,2 TWh/år mer fornybar kraft innen utgangen av 2020, det vil si en økning i kraftproduksjonen på drøye 10 %.

El-sertifikatsystemet er markedsbasert og teknologinøytralt for å stimulere til at de økonomisk sett beste prosjektene bygges ut uavhengig av om dette er vannkraft, vindkraft, biokraft eller andre former for fornybar kraftproduksjon. Oppgradering av eksisterende vannkraftverk er også inkludert. Imidlertid er det sannsynlig at en stor del av energien må komme fra vindkraft dersom målene skal nås.

1.3.2 Mål for Nord-Trøndelag

Det ble i 2010 utarbeidet en klima- og energiplan for Nord-Trøndelag der det settes fokus på hvordan både Nord-Trøndelag fylkeskommune og Nord-Trøndelag fylke som helhet kan bidra til å redusere klimagassutslipp (Nord-Trøndelag fylkeskommune, 2010).

I denne planen er det satt et mål om at klimagassutslippene i Nord-Trøndelag som helhet skal reduseres med 30 % fram til 2020, sammenlignet med utslippene i 1991.

Prinsippene i Stortingets klimaforlik er lagt til grunn. Videre står det i klima- og energiplanen til Nord-Trøndelag at et ledd i reduksjonen av utslipp vil være økt produksjon av fornybar energi.

1.3.3 Livssyklusanalyse og miljøvirkninger av vindkraft

Vindkraft regnes for å være en av de mest miljøvennlige former for energiproduksjon, og vindturbinen har internasjonalt etablert seg som et svært populært miljøsymbol.

Imidlertid har all energiproduksjon miljøvirkninger, og store vindkraftanlegg vil påvirke sitt nærmiljø i stor grad. I forbindelse med konsesjonssøknader for storskala vindkraftverk er man derfor i Norge pålagt å gjennomføre omfattende konsekvensutredninger som skal ligge til grunn for myndighetenes konsesjonsavgjørelse. Det vises til kapittel 6 i denne søknaden, som er et sammendrag av konsekvensutredningene som er gjennomført for vindkraftverket som er her søkes konsesjon for.

Det stilles ofte spørsmål rundt miljøregnskapet over livssyklusen til en vindturbin. Mange er opptatt av hvor lang tid det tar før en vindturbin har produsert en energimengde tilsvarende den som inngår i produksjonen av turbinen. Turbinleverandøren Vestas, som er leverandør av eksempelturbinen V112 som er benyttet i denne søknaden, har foretatt en livssyklusanalyse for den havbaserte

turbinen V90, en av forløperne for eksempelturbinen V112. I denne analysen er det kommet fram til en tilbakebetalingstid for energi på 6,8 måneder (Frydal 2006). For en turbin på land er energiregnskapet omtrent det samme. Den landbaserte turbinen har et CO₂-utslipp per kWh på 4,64 gram når hele livssyklusen er tatt i betraktning, noe som er marginalt bedre enn en havbasert versjon av turbinen. Dette er bare rundt 1 % av det som antas å være gjennomsnittsutslippet i den europeiske elektrisitetssmikten, og svært få energiteknologier vil kunne framvise et så gunstig karbonavtrykk.

Det aller meste av en vindturbin er gjenvinnbart, ettersom den består av mye metall som stål og kobber. Materialgjenvinning er positivt for miljøregnskapet, men vil for et vindkraftanlegg også ha stor betydning for økonomien i prosjektet ettersom man sannsynligvis kan forvente at eksempelvis stålet i turbinen vil være etterspurt.

1.3.4 Kraftsituasjonen i Midt-Norge

Det har i senere år vært relativt stort fokus på kraftsituasjonen i Midt-Norge. Regionen har en negativ kraftbalanse, og flaskehalser i sentralnettet har medført risiko for anstrengte situasjoner. Statnett har gjennomført en rekke tiltak for å bedre situasjonen. Av tiltak med effekt på kort sikt kan nevnes opprettelse av et eget prisområde samt installasjon av mobile gasskraftverk. Det førstnevnte har medført at sluttbrukere i Midt-Norge i perioder har måttet betale mer for kraft enn resten av landet. Statnett har en langsiktig strategi knyttet til å fjerne flaskehalsproblematikken gjennom videreutvikling av sentralnettet til området. Når ledningen Ørskog-Fardal står ferdig, etter planen i 2015, forventes forsyningssikkerheten i regionen å være på linje med resten av landet.

Vindkraftutbygging kan ikke bedre denne situasjonen raskere da ingen nye, større vindkraftanlegg kan forventes å stå ferdige før 2015. Imidlertid er det opplagt at det samfunnsøkonomisk sett kan være gunstig å prioritere kraftutbygging i Midt-Norge for å sikre at ny produksjon bygges nær forbruket. Det er et viktig prinsipp at underskuddsområder bør prioriteres for ny produksjon, og dette er også synliggjort gjennom myndighetenes strategi knyttet til å prioritere avklaring av konsesjoner i Midt-Norge. Fra et overordnet perspektiv vil det altså være gunstig om en andel av den nye kraftproduksjonen som skal utløses av el-sertifikatmarkedet havner i Midt-Norge.

I 2009 bestilte Olje- og energidepartementet en utredning for å avdekke hvilken form for kraftproduksjon som kan bidra til å redusere kraftunderskuddet i Midt-Norge. Rapporten viste til at vindkraft vil måtte gi det viktigste bidraget (ECON Pöyry, 2008). E.ON Winds oppfatning er at denne situasjonen ikke har endret seg i ettertid. Snarere synes det helt opplagt at vindkraft på land uten sammenligning vil gi det største tilfanget av ny kraftproduksjon i Midt-Norge i årene fram mot 2020.

September 2013 ble det gitt konsesjon for utbygging av 8 vindkraftverk på Fosen og sør for Trondheimsfjorden, fra før har 4 vindkraftverk i samme område fått rettskraftig konsesjon. Til sammen utgjør dette 1 312 MW installert effekt. I dag er 6 vindkraftverk i drift i Midt-Norge med en installert effekt på til sammen ca. 350 MW. Alt av vindkraft som er i drift i Midt-Norge i dag, og alle de som har fått rettskraftig konsesjon, er lokalisert ved kysten. Det er ingen automatikk knyttet til

at prosjekter med rettskraftig konsesjon faktisk blir realisert. Faktorer som vindforhold, betingelser for nettilknytning og turbinkostnader er forhold som er av stor betydning for totaløkonomien i prosjektene. Videre er det en kjensgjerning at vindkraft i Norge er i en tidlig fase og det er fortsatt behov for mye kunnskap om hvordan man best realiserer vindkraftanlegg under norske forhold. I lys av de rådende rammebetingelsene, herunder el-sertifikatmarkedet, er det grunn til å tro at mange norske vindkraftprosjekter som får konsesjon ikke vil være konkurransedyktige nok til å bli bygget ut.

Dette kan ha uheldige sider ved at det utløser et unødige høyt konfliktnivå knyttet til omfattende vindkraftplaner som ikke nødvendigvis bygges ut. Samtidig har det positive effekter gjennom at et stort antall prosjekter blir utredet, noe som øker sjansene for at de samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk beste prosjektene blir realisert til slutt.

1.4 Begrunnelse for valg av lokasjon

E.ON Wind arbeider aktivt med å finne egnede lokaliteter for vindkraft i Norge, og selskapet har derfor foretatt en stor forstudie av en rekke lokaliteter i Midt-Norge der vindressurs er vurdert opp mot mulige kjente konflikter. Det ble gjort vurderinger av aktuelle områder både i innlandet og områder som ligger nærmere kysten. Ettersom områdene langs kysten er mer utsatt for ekstremvinder, noe som vil påvirke produksjon og lønnsomhet i vindkraftproduksjon negativt, valgte E.ON Wind å arbeide videre med lokaliteter som ligger i innlandet. Forstudien resulterte i at E.ON Wind valgte å gå videre med 4 prosjekter i regionen, 1 i Sør-Trøndelag (Eggjafjellet) og 3 i Nord-Trøndelag (Kopperaa, Verdal og Haugrossåsen).

Lokalisering av vindkraft på Kopperaa er basert på forventninger om et privatøkonomisk lønnsomt vindkraftprosjekt. Vind- og produksjonsanalyser som er gjennomført på Kopperaa viser gode vindressurser. I løpet av høsten 2013 ble det satt opp to vindmålemaster på Kopperaa. For nærmere beskrivelse av vindressursen, se kap 4.

Muligheter for nettilknytning i nærheten av prosjektet er gode i tillegg til at gjennomførte konsekvensutredninger viser at en utbygging av vindkraft på Kopperaa vil ha begrensede konsekvenser for de fleste av utredningstemaene.

2. Søknad og forholdet til sentrale lover og føringer

2.1 Søknad om konsesjon etter energiloven

E.ON Wind søker med dette konsesjon i medhold av energilovens § 3-1 for å bygge og drive Kopperaa vindkraftverk med tilhørende nettilknytning. Jämtkraft Elnät står som søker for nettalternativ 2. Utbyggingsplanene er nærmere beskrevet i kap. 5.

Den omsøkte utbyggingsløsningen vil være noe fleksibel i forhold til antall turbiner som vil plasseres i det avgrensede planområdet. Dette skyldes at den endelige avgjørelsen på valg av turbintype først vil foreligge nærmere utbyggingstidspunktet. Den nominelle effekten for hver turbin vil ligge på mellom 2 og 5 MW. Det søkes om totalt 180 MW. Eksempellayouten som ligger til grunn for konsekvensutredningen baseres på en Vestas V112 turbin fordelt på 50 turbinpunkter med en total installert effekt på ca. 150 MW.

Vindkraftverket søkes tilknyttet det regionale kraftnettet gjennom en 132 kV kraftledning. Det er to alternativer for nettilknytning, der E.ON Wind står som søker for nettalternativ 1. For dette alternativet vil produksjonen føres langsved eksisterende 132 kV inn mot Statnetts transformatorstasjon i Eidum, Stjørdal. For nettalternativ 2 står Jämtkraft Elnät som søker, og for dette alternativet føres produksjonen mot Enafors/Høgåsen fordelingsstasjon i Sverige. Som en følge av at produksjonsradialen går inn mot et svensk fordelingspunkt blir tiltaket omfattet av reglene om utenlandshandel i energiloven. Det søkes derfor parallelt i egen søknad om konsesjon for utenlandshandel i henhold til energilovens § 4-2. Dette er nærmere omtalt i kapittel 2.4.4.

Det søkes også om tillatelse til nødvendig etablering, modifisering eller utbedring av annen infrastruktur, herunder etablering eller utbedring av kai og nødvendig utbedring av offentlig vei.

2.2 Konsekvensutredning

E.ON Wind har utarbeidet en konsekvensutredning for utbyggingstiltaket i medhold av plan- og bygningslovens §§ 14-1 og 14-6 og forskrift om konsekvensutredninger, og i samsvar med utredningsprogrammet fastsatt av Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) 26. juni 2013.

I kapittel 6 finnes et sammendrag av konsekvensutredningene.

2.3 Søknad om ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse

E.ON Wind har som målsetning å oppnå minnelige avtaler med alle grunneiere og berørte rettighetshavere. Det er inngått avtale med grunneier for arealet som utgjør

planområdet for selve vindkraftverket. E.ON Wind søker å inngå minnelige avtaler med samtlige grunneiere berørt av nettraséene. Det har blitt sendt ut informasjonsskriv til alle berørte grunneiere, og det er avholdt informasjonsmøte for grunneiere august 2013.

For de tilfeller det ikke oppnås minnelige avtaler for alle nødvendige tiltak, søkes det med dette om ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse i medhold av oreigningslova §§ 2-19 og 25.

2.4 Øvrige tillatelser og godkjenninger

2.4.1 Plan- og bygningsloven

Ny plan- og bygningslov trådte i kraft 1. juli 2009. Her tydeliggjøres forholdet mellom plan- og bygningsloven og energiloven. Konsesjonspliktige anlegg for produksjon av energi etter energiloven er ikke lenger pliktige til å utarbeide reguleringsplan for tiltaket jfr. Pbl. § 12-1, 3. ledd. Det vil likevel være nødvendig med en avklaring i forhold til kommuneplanens arealdel. Et tiltak kan ikke igangsettes i strid med gjeldende planer.

Anlegg for overføring eller omforming av elektrisk energi er unntatt fra plan- og bygningsloven. Dette betyr at kraftledninger, transformatorstasjoner, koblingsanlegg og bygningstekniske konstruksjoner som er umiddelbart knyttet til de elektriske anleggene og deres funksjon, kan etableres uavhengig av gjeldende arealplan. Slike tiltak omfattes av det generelle unntaket i Pbl. § 1-3, og det er ikke rettslig grunnlag for å iverksette prosesser etter plan- og bygningsloven for å behandle spørsmål om dispensasjon fra arealdelen i kommuneplanen, reguleringsplan (og reguleringsbestemmelser) eller for å gi dispensasjon fra plankrav for slike anlegg. Det vil altså ikke være rettslig grunnlag for ny plan eller planendringer, eller å fremme privat reguleringsplanforslag. Dette gjelder også for eventuelle regionale planbestemmelser.

For anlegget som helhet gjelder krav til konsekvensutredning i henhold til kapittel 14 i plan- og bygningsloven, samt forskrift til plan- og bygningsloven om konsekvensutredninger.

2.4.2 Naturmangfoldloven

Naturmangfoldloven trådte i kraft i 2009 og erstattet da naturvernloven. Lovens formål er at naturen med dens biologiske, landskapsmessige og geologiske mangfold og økologiske prosesser tas vare på ved bærekraftig bruk og vern, også slik at den gir grunnlag for menneskenes virksomhet, kultur, helse og trivsel, nå og i fremtiden, også som grunnlag for samisk kultur. Innføring av naturmangfoldloven har konsekvenser for myndighetenes vurdering av konsekvensene av utbyggingstiltak. Dette innebærer blant annet strengere krav til konsekvensutredninger. I utredningsprogrammet for anlegget som her er omsøkt er dette blant annet synliggjort gjennom at man er pålagt å gjøre en vurdering av den samlede effekten for naturmangfoldet i henhold til loven.

Det vises til vedlagte utredningsprogram, sammendraget av konsekvensutredningene i Kapittel 6 og den vedlagte konsekvensutredningen som omfatter fagrapporter for de ulike utredningsteamene.

2.4.3 Kulturminneloven

Kulturminneloven har til formål å verne kulturminner og kulturmiljøer både som del av vår kulturarv og som ledd i en helhetlig miljø- og ressursforvaltning. Loven omfatter bestemmelser knyttet til forbud mot inngrep i fredede kulturminner, undersøkelsesplikt og bestemmelser for hvordan tillatelse til inngrep i kulturminner kan oppnås. Konsekvensutredningene og utredningsprogrammet ivaretar i noen grad forholdet til kulturminneloven. Når det gjelder undersøkelsesplikten er det imidlertid ofte svært vanskelig og lite hensiktsmessig å oppfylle denne fullt ut i konsesjonsfasen for et stort vindkraftprosjekt. Det er derfor vanlig å utsette undersøkelser i henhold til kulturminnelovens § 9 til etter at konsesjon er gitt og en endelig detaljplan for anlegget foreligger.

2.4.4 Utenlandshandelskonsesjon

Alternativ 2 for nettilknytning omfatter tilknytning mot Jämtkrafts regionalnett på svensk side. Alternativet er beskrevet nærmere i Kapittel 5.6.4. For denne nettilknytningen må søkes om utenlandshandelskonsesjon. Ettersom dette er en produksjonslinje og produsert kraft vil bli ført inn til Sverige, vil mottaker av denne søknaden være svenske Energimarknadsinspeksjonen. De videresender sin beslutning til Næringsdepartementet i Sverige der endelig beslutning tas. Jämtkraft Elnät utarbeider og sender søknad om utenlandshandelskonsesjon til Energimarknadsinspeksjonen.

2.4.5 Forurensningsloven

Krav med hensyn til støy fastsettes av NVE som en del av konsesjonsavgjørelsen. I de tilfeller der en kan forvente overskridelse av anbefalte grenseverdier satt i T-1442 «Retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging», vil E.ON Wind forsøke å endre turbinplassering eller inngå avtale med de som blir berørt. Det kan også være aktuelt med egen utslippssøknad etter forurensningsloven. Det er utført beregninger av støyutbredelse fra vindkraftverket.

2.4.6 Forsvaret

Det er ikke blitt avdekket forhold som tilsier at prosjektet kommer i konflikt med Forsvarets installasjoner, og tiltaket er derfor gitt Kategori A – liten konflikt.

2.4.7 Netteiere

E.ON Wind har samarbeid med NTE Nett, Statnett, SVK og Jämtkraft Elnät om nettilknytning mot regionale tilknytningspunkt. For nettalternativet mot Eidum så vil NTE Nett stå som eier og drifter av radialen. For nettalternativet fra vindkraftverket og inn mot Enafors i Sverige vil Jämtkraft stå som eier og drifter av radialen.

2.4.8 Luftfart og kommunikasjon

Vindturbinene vil ha en farge som gjør at de er synlige i samsvar med de krav luftfartsmyndighetene stiller. Markeringslys vil bli installert der dette kreves, jfr. Forskrift om merking av luftfartshinder BSL E 2-2. Dette vil avklares i dialog med Luftfartstilsynet/Avinor.

2.4.9 Mottakerforhold for tv-signaler og annet el-utstyr

Etter kontakt med Norkring er vindparken ikke vurdert til å gi noen negativ innvirkning på mottak av radio- og TV-signaler. Telenor har ingen radiolinjer som blir berørt ved etablering av Kopperaa vindkraftverk.

2.4.10 Tillatelse til spesialtransport

E.ON Wind vil søke Statens Vegvesen om dispensasjon for spesialtransport på offentlig vei i forbindelse med mange lange og tunge transporter som overskrider det som tillates i alminnelig transport.

2.4.11 Matloven

Forhold til drikkevannskilder i nedslagsfelt til planområdet reguleres av Matloven og drikkevannsforskriften.

2.4.12 ESBO-konvensjonen

Denne konvensjonen skal sikre miljøkonsekvenser i tilfeller med overskridelser av landegrenser. Naturvårdsverket er den myndighet som styrer dette fra svensk side. I høringsprosess i forkant av utarbeidelse av utredningsprogram får NVE tilsendt høringsinnspill fra svenske interessenter via Naturvårdsverket. NVE vurderer disse på lik linje med andre høringsinnspill.

2.5 Forholdet til andre planer

2.5.1 Kommuneplanens arealdel

Området som berøres av selve vindkraftverket er i gjeldende plan definert som landbruks-, natur- og friluftsområde (LNF-område). Det vil derfor bli behov for en eventuell dispensasjon eller planavklaring ved gitt konsesjon. E.ON Wind er kjent med at Meråker kommune er i gang med revisjon av kommuneplanens arealdel.

2.5.2 Private planer og rettigheter

Planområdet for vindkraftverket omfatter ikke arealer der det foreligger kjente private utbyggingsplaner i form av planlagt fritidsbebyggelse eller lignende. Grunnen i planområdet er i sin helhet eid av Meraker Brug.

Det eksisterer beiterettigheter for sau og rein i området. Området er også en del av den gamle kongeallmenning, som innebærer muligheter for fri jakt for innenbygdsboende.

2.5.3 Regionale planer

Nord-Trøndelag fylke har ikke en egen regional vindkraftplan, og har valgt å ikke utarbeide en plan der det tas stilling til arealer for vindkraft. Fylket tok del i faktadelen i arbeidet med regional vindkraftplan for Sør-Trøndelag.

Fylkeskommunen har vedtatt en forenklet vindkraftstrategi der man overordnet har tatt stilling til hvilke planlagte vindkraftanlegg som bør bygges ut. Denne er blant annet gjengitt i høringsutkast til regional plan for arealbruk (Nord-Trøndelag Fylkeskommune, 2012).

«Satsing på vindkraft som fornybar energikilde er i fokus nasjonalt og regionalt i Nord-Trøndelag. I Nord-Trøndelag ønskes en tilrettelegging for vindkraftproduksjon i et langsiktig perspektiv. Vindkraftverk med tilhørende nettinfrastruktur er omfattende tekniske anlegg som berører andre arealinteresser der disse etableres. Hovedutfordringen er å finne areal egnet til vindkraftproduksjon som ikke er i vesentlige konflikt med andre samfunnsinteresser. Videre er oppgradert sentralnett viktigste forutsetning for utbygging av vindkraft».

2.5.4 Andre vindkraftplaner i området

Det foreligger ingen kjente offisielle planer om vindkraftverk i umiddelbar nærhet til Kopperaa. Innenfor en avstand på 50 km fra Kopperaa vindkraftverk har imidlertid E.ON Wind meldt et prosjekt i Verdal kommune som omfatter Sognavola, Hyllefjellet og Markavola. Sognavola ligger ca. 32 km fra planområdet til Kopperaa vindkraftverk.

3. Forarbeid, informasjon og fremdriftsplan

3.1 Samråd og informasjon

Melding med forslag til utredningsprogram ble sendt på offentlig høring i mai 2012 med høringsfrist 28. september 2012. I forbindelse med høringen ble det avholdt et offentlig høringsmøte på Meråker skole den 25. juni 2012. Fastsatt utredningsprogram forelå 26. juni 2013.

Det er avholdt 3 samrådsmøter ³⁾ med deltakere fra kommunens administrasjon, folkevalgte, lag, foreninger og grunneiere. Deltakerne fra lokalmiljøet ble valgt av Meråker kommune. Representanter fra Rambøll Energi, som har utført konsekvensutredningene, har stilt på møtene og informert om arbeidet med og resultater fra konsekvensutredningene. Det har blitt utarbeidet 2D-animasjoner av tiltaket som er blitt vist i samrådsmøter og informasjonsmøter. Samrådsprosessene har bidratt til å frembringe viktig informasjon som har blitt benyttet i det videre utredningsarbeidet.

Høsten 2012 ble det avholdt et høringsmøte (tilsvarer svensk samrådsmøte) i Storlien der Naturvårdverket sammen med E.ON Wind informerte berørte parter på svensk side om pågående utredningsarbeid i tilknytning til Kopperaa vindkraftverk, jf forpliktelser i ESBO-konvensjonen.

Det har vært avholdt et informasjonsmøte med grunneiere på begge nettrasè.

Underveis i planarbeidet har det også vært kontakt med Fylkesmannen i Nord-Trøndelag, Nord-Trøndelags fylkeskommune, regionale netteiere, Statnett, NTE, Jämtkraft, SVK og NVE.

3.2 Videre saksbehandling og fremdriftsplan

Konsesjonssøknaden med tilhørende konsekvensutredning vil bli sendt på offentlig høring. I forbindelse med denne høringen vil NVE avholde åpne informasjonsmøter lokalt. Alle offentlige saksdokumenter vil gjøres tilgjengelig på NVEs nettsider, www.nve.no/konsesjoner/konsesjonssaker/vindkraft.

Når høringsfristen er utløpt vil NVE behandle søknaden og vurdere om kravene satt i utredningsprogrammet er oppfylt og om det eventuelt er behov for ytterligere tilleggsutredninger. Ved en eventuell konsesjon vil NVE utforme konsesjonsvilkår. Alle berørte parter har anledning til å påklage NVEs vedtak. Klageinstansen er Olje- og energidepartementet (OED), og avgjørelsen i denne instansen er endelig. Vises for øvrig til framdriftsplan i Tabell 2.

³⁾ Norske samrådsmøter er en fastsatt referansegruppe/ samrådsgruppe som gir innspill og informasjon til arbeidet med konsekvensutredningen. Deltagere i samrådsgruppa har gjerne en eller annen form for lokal tilknytning og kunnskap til området.

Tabell 2 Fremdriftsplan

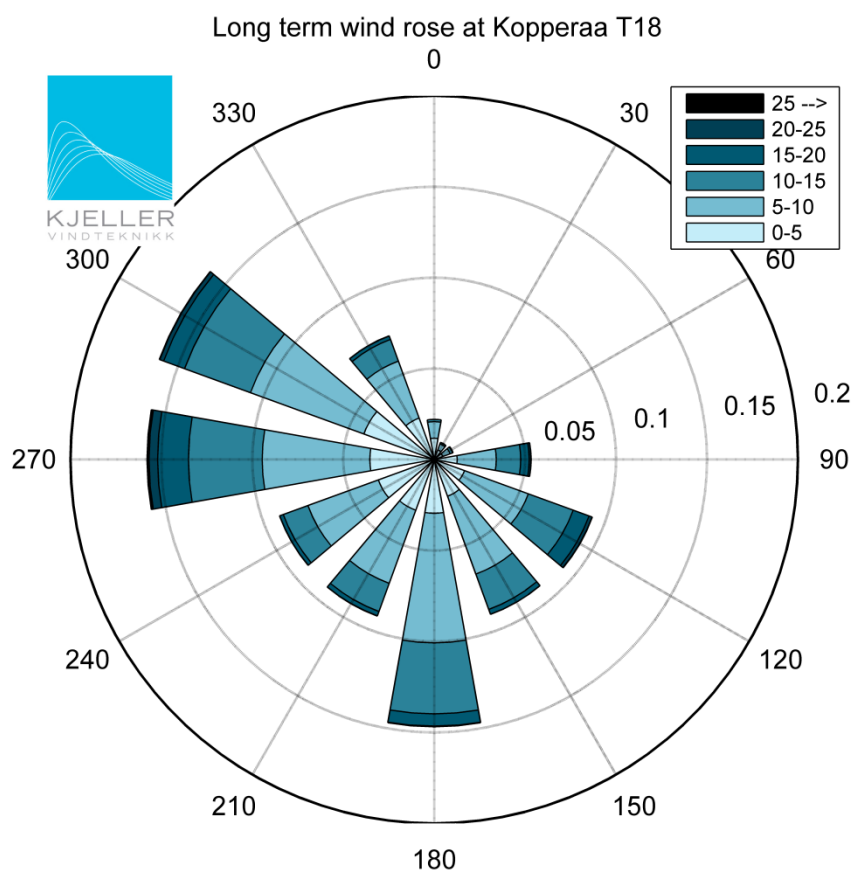
Prosess	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Høring av konsesjonssøknad							
Behandling av konsesjonssøknad							
Detaljprosjektering							
Bygging og idriftsettelse							

4. Vind, produksjon og økonomi

Kjeller Vindteknikk har gjennomført vind- og produksjonsanalyse for den planlagte vindparken på Kopperaa. Vindanalysen er basert på simuleringer med den meteorologiske modellen WRF (Weather Research and Forecast) og modellen WindSim. I WRF er det generert data for en periode på 13 år (2000-2012), høyeste oppløsning i denne modellen er 1 km x 1 km. For å beregne variasjonen i vindforholdene i parkområdet mer detaljert er WindSim anvendt, denne modellen har oppløsning 50 m x 50 m inne i parkområdet. Rapporten ligger som vedlegg 9 til denne søknaden.

4.1 Vindressurser

Vindrosen i Figur 1 viser beregnet retnings- og hastighetsfordeling for et representativt punkt i parken. Hovedvindretningene er fra sør, vest og nordvest. Vindretningen og hastigheten er beregnet i 94 m høyde over bakken.

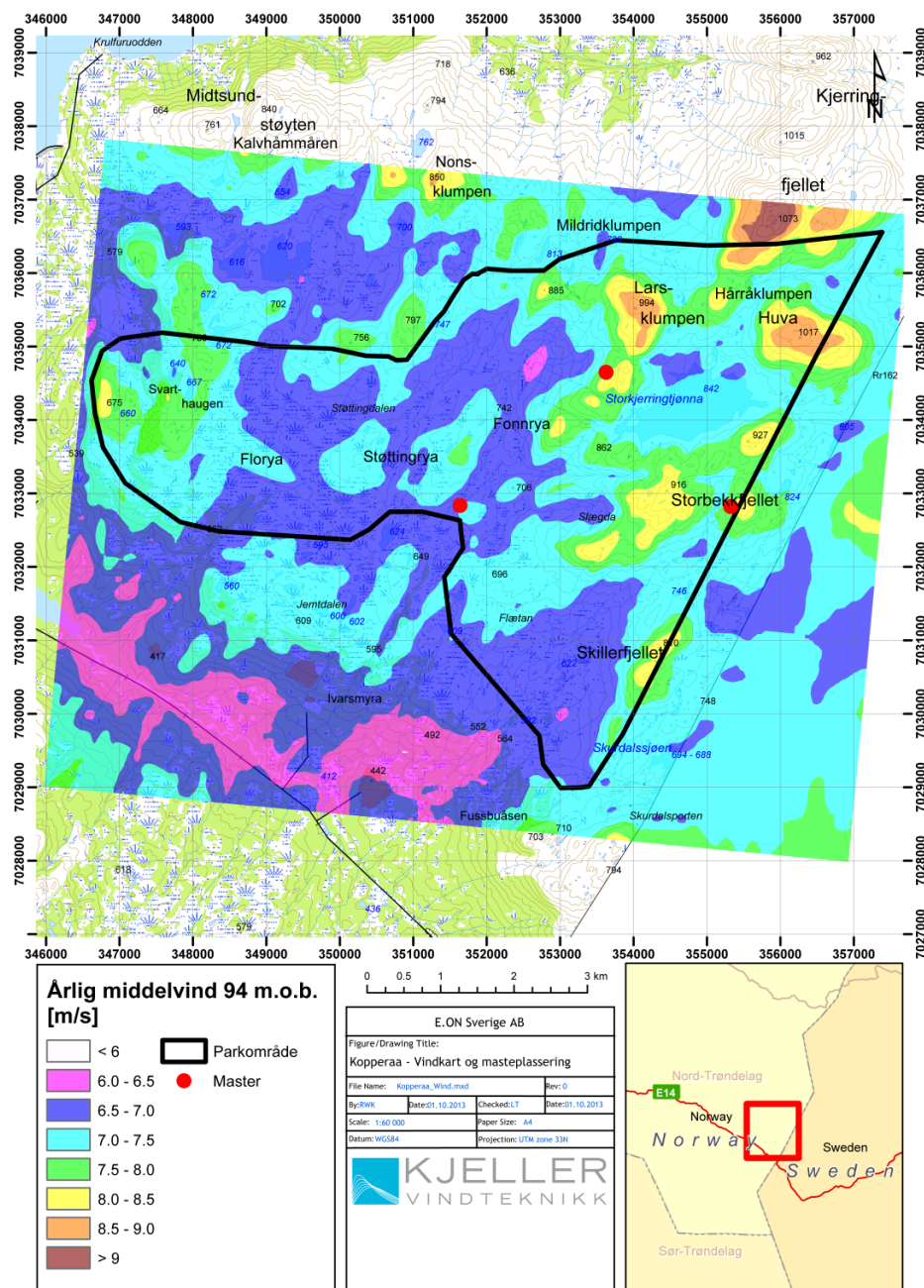


Figur 1 Forventet vindrose Kopperaa

Det er gitt tillatelse til oppsett av 3 vindmålemaster inne på planområdet. Plasseringen av disse er vist i Figur 2 som røde prikker. To av mastene settes opp

høsten 2013, mens den tredje settes opp i 2014. Vindmålingene utføres i 90 meters høyde. Målingene i parken vil gi godt grunnlag for vurdering av vindforholdene i den planlagte parken samt redusere usikkerheten i beregningene.

Middelvindhastigheten som er beregnet i 94 m høyde for vindparkområdet er vist i figuren nedenfor. Årlig forventet middelvind for turbinposisjonene i områdene er estimert til mellom 6,8 m/s og 8,8 m/s, Kopperaa har dermed gode vindforhold for vindkraftutbygging. Som kartet viser er det områdene i vest og nordøst hvor vindforholdene er spesielt gode.



Figur 2 Vindkart i 94 meter høyde for Kopperaa.

Som en indikasjon på gode vindforhold i området kan det vises til vindmålinger gjennomført på omsøkte Eggjafjellet vindkraftverk, Selbu kommune. Eggjafjellet vindkraftverk ligger ca. 67 km sør-vest for Kopperaa vindkraftverk. Middelvind på Eggjafjellet ble i perioden 31. januar 2013 til 12. juni 2013 målt til 7,3 m/s på 15 m høyde.

4.2 Produksjonsberegninger

Kjeller vindteknikk har gjennomført produksjonsberegning for turbinmodellen Vestas V112 3,075 MW. I eksempelløsningen er det planlagt 50 turbiner, med totalt installerte effekt på ca. 150 MW. Gjennomsnittlig vindhastighet for alle turbinene i navhøyde og produksjonsestimat for vindkraftparken er gitt i Tabell 3. På grunn av den høye andelen ising i området er det forutsatt at det vil benyttes et avisingssystem.

Tabell 3 Resultat av vind- og produksjonsberegninger, Kjeller vindteknikk.

Kopperaa	Vestas V112 3,075 MW	Vestas V112 3,075 MW
	Med avisingssystem	Uten avisingssystem
Navhøyde	94 m	94 m
Rotordiameter	112 m	112 m
Antall turbiner	50	50
Total installert effekt	153,75 MW	153,75 MW
Middelvind i navhøyde	7,8 m/s	7,8 m/s
Brutto produksjon	Ca. 570 GWh/år	Ca. 570 GWh/år
Vaketap	Ca. 5,7 %	Ca. 5,7 %
Isingstap	Ca. 1,7 %	Ca. 9,8 %
Andre tap	Ca. 9 %	Ca. 9 %
Netto produksjon [GWh/år]	Ca. 480 GWh/år	Ca. 440 GWh/år
Fullasttimer/år, brukstid [timer]	Ca. 3 110 timer	Ca. 2 860 timer

4.2.1 Ising

Det er estimert at i tillegg til vaketap og ising vil være tap på 9 %. Dette tapet vil være på grunn av elektriske tap, nedetid (tilgjengelighet), lave temperaturer, turbulens og ekstremvind. Uten avisingssystem er det tap knyttet til ising som utgjør den største delen av tapet. Ved bruk av et egnet avisingssystem kan man forvente at tap på grunn av ising reduseres fra ca. 9,8 % til ca. 1,7 % og antallet fullasttimer/år økes til fra ca. 2 860 til ca. 3 110. Mer om ising og fare for iskast står beskrevet i kap. 6.6.4.

4.3 Utbyggingskostnader

Kjøp av vindturbiner utgjør den klart største delen av investeringen i et vindkraftverk. Turbinpriser er i stor grad avhengig av internasjonal etterspørsel. I årene etter 2008 har man sett et fall i turbinpriser internasjonalt. Ettersom turbiner kjøpes i et internasjonalt marked vil valutakurser også utgjøre en svært viktig faktor. Estimert investeringskostnad fordelt på hovedposter er vist i Tabell 4.

Tabell 4 Utbyggingskostnader fordelt på hovedposter

Kostnadselementer	Kostnader i MNOK
Vindturbiner	Ca. 1 200
Bygg- og anleggskostnader (fundamenter, veier, oppstillingsplasser, servicebygg)	Ca. 300
Elektriske installasjoner (intern kabling, transformatorstasjon, nettilknytning)	Nettalt. 1 ca. 350 Nettalt. 2 ca. 200
Øvrige kostnader (planlegging, prosjektledelse, byggeledelse, erstatninger)	Ca. 130
TOTALE KOSTNADER	Ca. 1 800 ⁴⁾
Kostnad NOK/MW	Ca. 12

Tabellen viser totale kostnader ved valg av nettløsning mot Sverige og med det korteste adkomstalternativet. Med nettalternativ 1 mot Eidum vil de totale kostnadene bli ca. 150 mill NOK mer.

Kostnadene utgjør anslagsvis 12 MNOK per MW installert effekt. For drift og vedlikehold, inkludert blant annet skatter, avgifter, innmatingstariffer, leie av grunn og forsikringer, antas en kostnad på 10-15 øre/kWh.

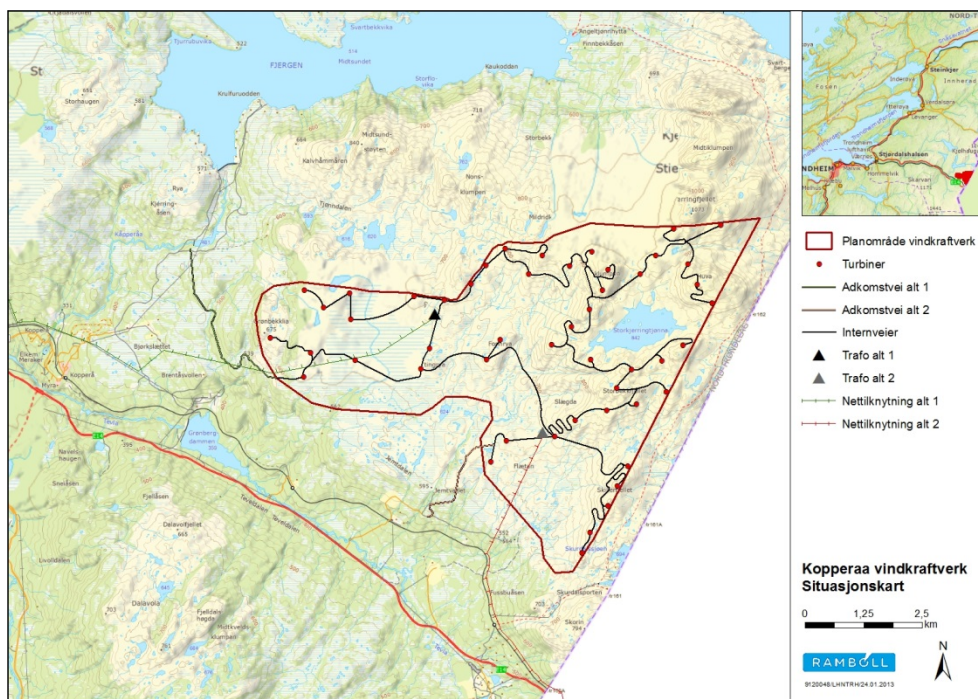
Maksimering av produksjonen er sentralt for økonomien i prosjektet. En variasjon på $\pm 10\%$ i produksjonen kan utgjøre forskjellen mellom et lønnsomt prosjekt og et som ikke er lønnsomt nok til at E.ON Wind vil ta en investeringsbeslutning for prosjektet. At prosjektet bygges med korrekt turbintype og optimal turbinplassering er derfor helt sentralt.

⁴⁾ I de totale kostnadene er det regnet med nettalternativ 2.

5.2 Utbyggingsløsning

Vindkraftanlegget har en planlagt installert effekt på ca. 150 MW. I eksempelløsningen som er beskrevet i konsesjonssøknaden har man lagt til grunn 50 vindturbiner. Eksempelturbinene er av typen Vestas V112, hver med en effekt på 3,075 MW. Ved en full utbygging av eksempelløsningen med installert nominell effekt på ca. 150 MW antas vindkraftanlegget å ha en årlig kraftproduksjon på ca. 480 GWh. Planområdet omfatter et areal på ca. 40 km². Tabell 5 viser nøkkeldata for Kopperaa vindkraftverk.

Figur 4 viser situasjonskart for eksempelløsning. Kartet ligger også vedlagt, Vedlegg 3.



Figur 4 Situasjonskart for eksempelløsning og adkomstveier

5.2.1 Adkomstvei

Anlegget krever tilgang til egnet kai samt tilfredsstillende kvalitet på eksisterende vei mellom kai og vindkraftanleggets adkomstvei. Dette kan medføre noe behov for opprusting samt midlertidig eller varig modifisering av offentlig/eksisterende vei. Komponentene vil fraktes inn Trondheimsfjorden på båt, hvor flere kaialternativer er aktuelle. Fra kai vil man følge E6 og deretter E14 fram til Kopperaa. En mer detaljert transportbeskrivelse fra de forskjellige kaianlegg til Kopperaa står beskrevet i kap. 5.5.

Fra E14 i Kopperaa og inn til planområdet søkes det om to alternativer for adkomstvei:

Alternativ 1 starter sør for innsjøen Fjergen og går i retning sørøst opp mot Grønnbekklia og Svarthaugen. Avkjøring fra E14 ved Grønbergdammen. Total lengde ny vei alternativ 1 er ca. 4,1 km. Se Figur 4.

Alternativ 2 starter ved Ivarsmyra og går i retning nord langs Storkjerringåa. Avkjøring fra E 14 ved Tovmovollen. Total lengde ny vei alternativ 2 er ca. 2,3 km. Se Figur 4.

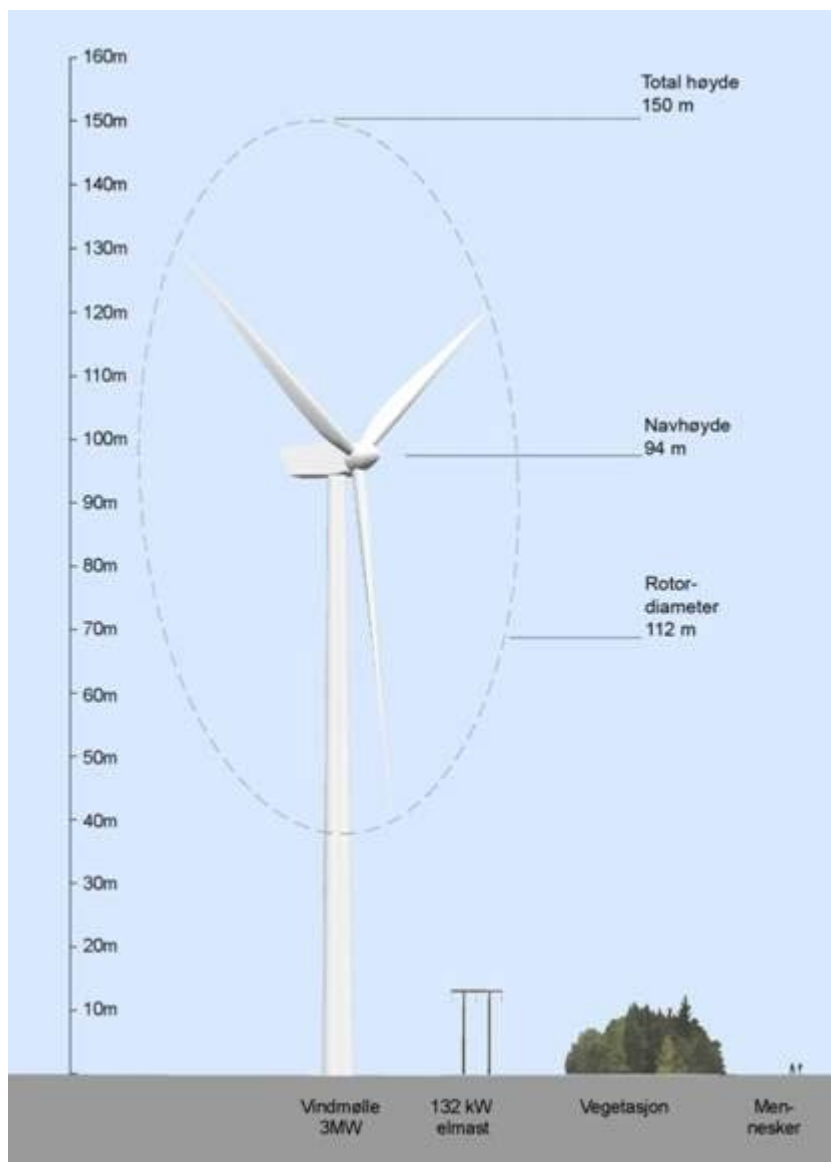
Tabell 5 Nøkkeltall for Kopperaa vindkraftverk med eksempelturbin

Hovedkomponenter i vindkraftverket	Nøkkeltall
Antall turbiner (Vestas V112)	50
Ytelse per turbin	3,075 MW
Samlet ytelse /installert effekt	150,75 MW
Årsproduksjon (ca.3100 fullasttimer/ år)	Ca. 480 GWh
Oppstillingsplasser og vindturbiner (samlet areal)	75 daa
1 transformatorstasjon og 1 servicebygg (arealbehov totalt, inkl tomt)	2 daa
Internt veinett	Ca. 60 km
Adkomstvei	Alt 1: ca. 4,1 km Alt 2: ca. 2,3 km
Planområdets areal	Ca. 40 km ²
Andel beslaglagt areal i planområdet (uten kraftledninger)	1,75 %
Lengde eksternt nett	Nettalt 1: 52 km Nettalt 2: 6 km
Ekstern nettilknytning	Nettalt 1: 132 kV Nettalt 2: 130 kV
Internt kabelnett	33 kV
Turbintransformator	690 V/ 33kV
1-2 hovedtransformatorer Koblingsanlegg og bryteranlegg	33 kV/132 kV (130kV) med samlet kapasitet på 190 MVA
1-2 meteorologimaster	ca. 100 meter høye
Totalt arealbeslag	Ca. 700 daa ⁵

⁵ Omfang avhenger av valgt adkomstalternativ

5.3 Turbintype

I konsesjonssøknaden søkes det om fleksibilitet med tanke på turbintyper, men i eksempelløsningen tas det utgangspunkt i Vestas V112. Det er aktuelt å installere turbiner med nominell effekt fra 2 til 5 MW per turbin. Ulike turbintyper vil kunne leveres med tårnhøyde tilpasset vindforholdene på lokaliteten. Vanlig tårnhøyde for dagens storskala vindturbiner spenner fra rundt 80 og opp til 120 meter. For den aktuelle eksempelløsningen er det på bakgrunn av forventninger til vindforholdene, valgt en tårnhøyde på 94 meter. Eksempelturbinen Vestas V112 har en rotordiameter på 112 meter. Figur 5 illustrerer dimensjonene til valgte eksempelturbiner. Tabell 6 viser tekniske data for eksempelturbinen Vestas V112.



Figur 5 Dimensjoner for eksempelturbin

Endelig turbinvalg vil bli foretatt etter at eventuell konsesjon foreligger, og man vil da utarbeide en detaljplan for anlegget, samt en miljø-, transport og anleggsplan for utbyggingen som skal godkjennes av NVE og kommunen. Dette innebærer at endelig turbinplasseringer kan avvike fra det som er vist i eksempelløsningen. Valg av en turbin med annen nominell effekt enn eksempelturbinen kan også medføre at antall turbiner endres. Det tas også høyde for at framtidige lønnsomhetsvurderinger kan medføre at man velger å redusere samlet installert effekt i vindkraftanlegget.

Tabell 6 Tekniske data for eksempelturbin

Komponent/parameter	Dimensjon/data
Nominell effekt	3,075 MW
Tårn	94 m
Maksimal høyde	150 m
Navhøyde	94 m
Rotordiameter	112 m

5.4 Lysmerking av turbinene

Luftfartstilsynet utarbeider en revidert forskrift for merking av luftfartshinder. Samtidig foregår det i EU et omfattende arbeid for felles europeiske bestemmelser for regulering av luftfarten, herunder regler for merking av turbiner. Luftfartstilsynet antar at arbeidet vil munne ut i en skjerping av merkekravene. Den største endringen gjelder lysstyrken på hindervarsellysene på maskinhuset, hvor det legges opp til en standardisert merking med mellomintensitets hinderlys.

Kopperaa vindkraftverk er utredet med turbiner med en totalhøyde på 150 meter. Dersom turbiner av denne størrelsen blir valgt vil det være nødvendig med høyintensitets hinderlys (type A). Dersom turbinene blir lavere vil lys av lavere intensitetsgrad benyttes (type B). Hinderlysene plasseres på tårn/maskinhus og ikke på rotoren. Det er tilstrekkelig at et utvalg av turbinene i hvert planområde merkes, det vil si merking av turbiner i ytterkant og på høyeste punkt.

Hver merkepliktig turbin skal ha to hinderlys plassert på toppen av maskinhuset (dette er allerede hjemlet i dagens forskrift, BSL E 2-2).

5.4.1 Presisering av ny forskrift

Dagens forskrift krever at hinderlys skal være synlig hele døgnet. Luftfartstilsynet har i ett tilfelle, etter søknad, godkjent bruk av teknologi for å tenne hinderlysene i et vindkraftverk når et luftfartøy nærmer seg. Lysene tennes da etter at et luftfartøy er detektert med radar eller annen teknologi og det beveger seg innenfor en viss radius rundt vindkraftverket. Når det ikke er luftfartøy i områdene vil hinderlysene være avslått. Dersom denne teknologien skulle svikte vil hinderlysene tennes og lyse hele tiden.

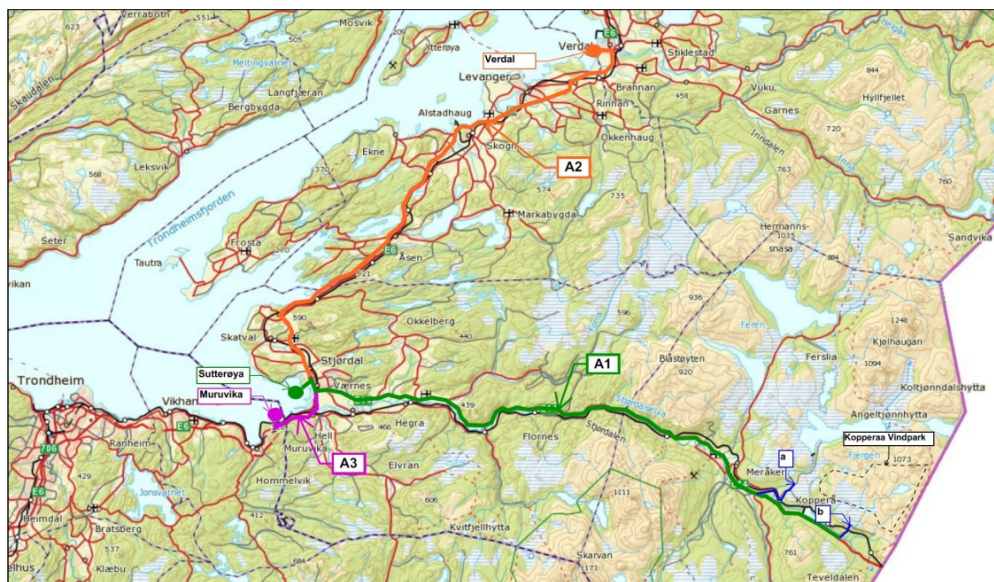
I et utkast til ny merkeforskrift har Luftfartstilsynet foreslått at:

Høyintensitets hinderlys og mellomintensitets hinderlys type A skal:

- være tent hele døgnet, eller
- tennes senest når luftfartøy har en avstand på 1 500 meter fra hinderet

5.5 Kai, vei og øvrig infrastruktur

Det er utarbeidet en egen rapport hvor det har blitt sett på mulige vei- og kailøsninger, Vedlegg 8. Det er skissert 3 mulige ilandføringssteder for turbinkomponentene og transformator, Sutterøya, Verdal og Muruvika, se Figur 6.



Figur 6 Alternative transportruter til planområdet.

Endelig beslutning på ilandføring er ikke tatt, og eventuelle nødvendige utbedringer må avklares med eier og kommunen.

Alternativ 1 (A1) innebærer ilandføring ved Sutterøya ved Stjørdal og videre transport østover på E14. Total transportlengde er ca. 55-65 km.

Alternativ 2 (A2) har ilandføring i Verdal med transport sørover E6 til man møter E14 i Stjørdal og så videre østover på E14. Total transportlengde 110-120 km.

Alternativ 3 (A3) betyr ilandføring i Muruvika, transport nordover på E6 frem til Stjørdal og så videre østover på E14 mot Meråker. Total transportlengde 66-75 km.

Det er planlagt vei frem til hver turbin (se kart Figur 4). Det vil være en hovedvei inne i planområdet med stikkveier ut til hver enkelt turbin. Det interne veinettet har en lengde på ca. 60 km.

Adkomst- og internveier bygges med en bredde på ca. 5,5 meter, se Figur 7, kilde Rambøll. Det vil imidlertid være breddeutvidelse i svinger og kryss. Det totale arealbeslaget vil kunne komme opp i 10 meter inkl. grøfter. Eventuelle skjæringer og fyllinger er ikke medregnet her. Vegskuldre vil dekkles med jord og revegeteres etter anleggsperiode. Ved hver vindturbin blir det opparbeidet kranoppstillingsplasser. Hvor store oppstillingsplasser som kreves vil avhenge av blant annet turbinvalg, men plassene ligger ofte på ca. 1-2 daa. Fundamentene til turbinene vil etter all sannsynlighet bli utført som betongfundamenter med forankring i fjellet ved hjelp av forspente strekkstag, men gravitasjonsfundamenter kan også være aktuelle. Plassering av oppstillingsplasser vil skje i samarbeid med turbinleverandør, og landskaps- og naturmessige tilpasninger vil være viktig for å minimere inngrepets negative virkning på miljøet. Dette vil behandles i miljø-, transport- og arealplan (MTA) for anleggsfase, og miljøoppfølgingsplanen (MOP) for anleggsfase og driftsfase. Oppstillingsplasser (pads) og internt veinett vil bli toppgruset.

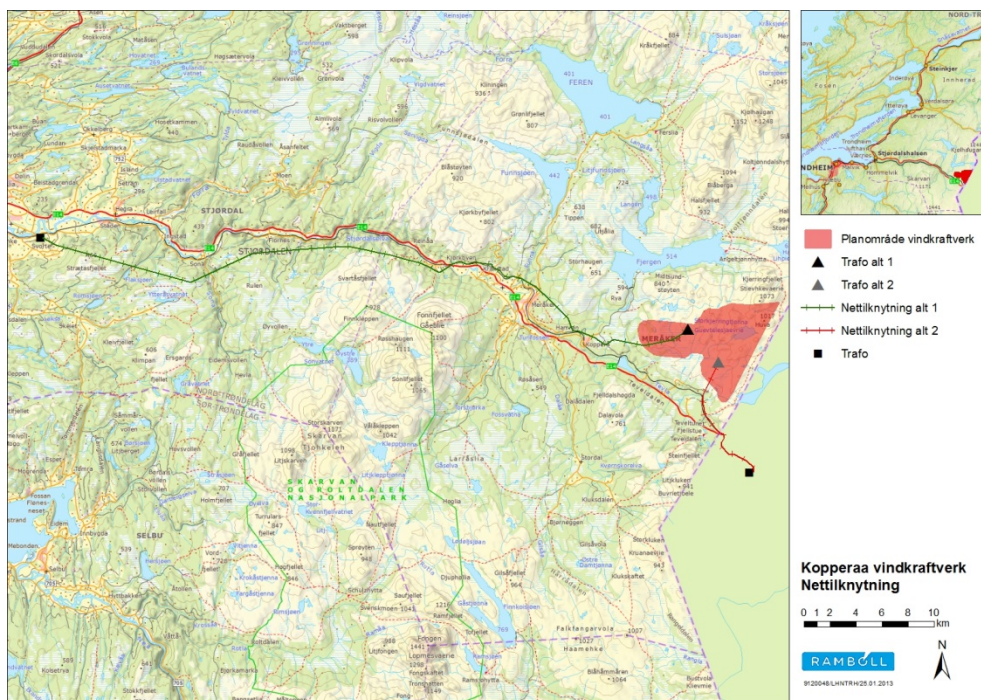


Figur 7 Eksempel på internt veinett med intern kabling langs veiskulder.

5.6 Eksternt nett

Etterfølgende underkapitler baserer seg i stor grad på nettilknytningsrapport utarbeidet av Rambøll. Denne rapporten ligger som Vedlegg 10 til denne søknaden.

Det søkes om to alternativer for nettilknytning av Kopperaa vindkraftverk, nettalternativ 1 mot Eidum i Stjørdal og nettalternativ 2 mot Enafors i Sverige. Figur 8 viser nettalternativ 1 og 2 på kart. Dette kartet ligger også som Vedlegg 5 til søknaden.

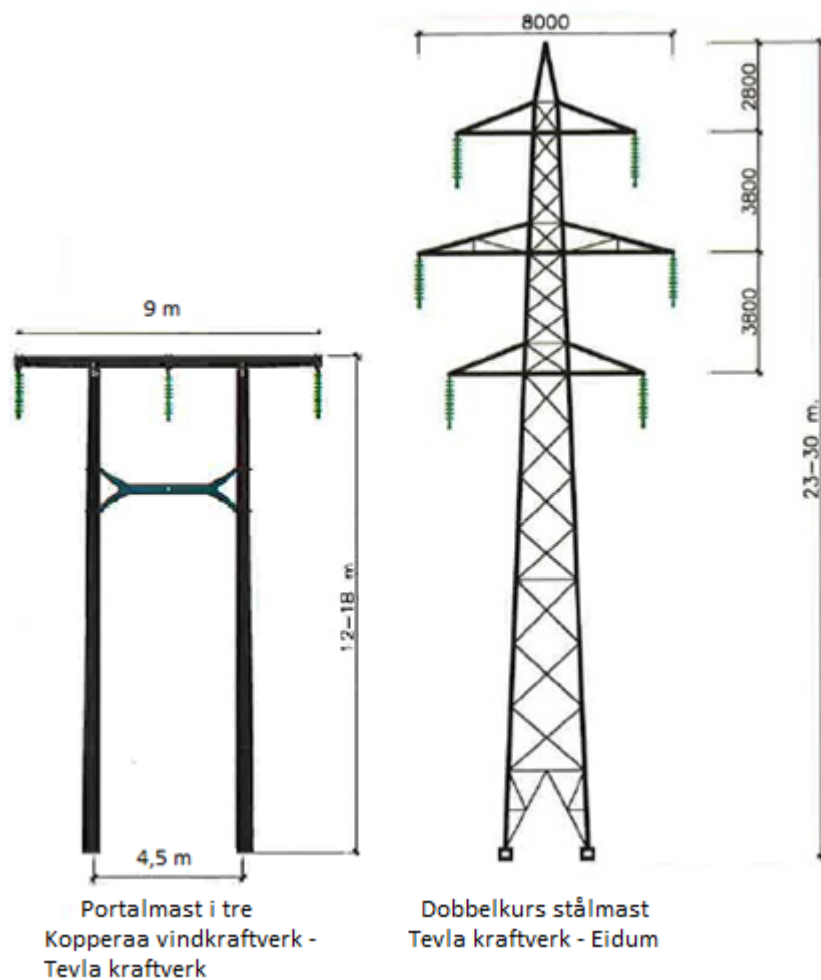


Figur 8 Nettalternativ 1 og 2 for Kopperaa vindkraftverk

5.6.1 Nettalternativ 1: Kopperaa vindkraftverk - Eidum

Fra transformatorstasjon inne på Kopperaa vindkraftverk og fram til avgreining ca 600 m før Tevla kraftverk omsøkes en 132 kV enkeltkurs luftledning på tremaster. Lengde på ledning er 6,6 km.

Det går i dag en 132 kV enkeltkurs på tremaster fra Tevla kraftverk i Meråker til Eidum transformatorstasjon i Stjørdal. Denne ledningen følger dalføret i retning vest og på nordsiden av E14 fra Tevla kraftverk og fram til Meråker. Her krysser ledningen E14 og følger sørsiden parallelt frem til Eidum transformatorstasjon. Det er per i dag ikke kapasitet i eksisterende 132 kV-ledning mellom Meråker/Tevla kraftverk og Eidum transformatorstasjon. Det søkes om en ombygging av nettet fra dagens enkeltkurs på tremaster til dobbeltkurset stålmast med trekantoppheng. Erstatning av eksisterende ledning vil hovedsakelig innebære etablering av en ny masterekke parallelt med eksisterende, for så å rive den gamle. Figur 9 illustrerer de to mastetyper som vil være aktuelle for strekningen Kopperaa vindkraftverk til Eidum. Eksisterende linje fra Meråker er etter nylig utført tilstandskontroll anbefalt utskiftet innen 2019.



Figur 9⁶ Aktuelle master, nettalternativ 1. Tegning: Jøsok Prosjekt.

På bakgrunn av nærføringskonflikt med eksisterende bebyggelse er det skissert en omlegging av linjetraséen mellom Kvernmoen og Gudå. Denne omleggingen utgjør ca. 7,7 km.

Total lengde på nettilknytning mellom Kopperaa vindkraftverk og Eidum vil bli på ca 58,6 km, hvorav 52 km er eksisterende ledningstrasé i dag. I Tabell 7 står det listet opp nøkkeltall for nettilknytningsalternativet mellom Kopperaa vindkraftverk og Eidum.

⁶ Eksempelfigurer er ikke nøyaktig dimensjonert i forhold til hverandre i figuren.

Tabell 7 Nøkkeltall mastetyper nettalternativ 1

	Kopperaa vindkraftverk - Tevla kraftverk	Tevla kraftverk - Eidum⁷
Spenningsnivå	132 kV	132 kV
Lengde	6,6 km	52 km
Mastetype	Tremast med kryssavstiver eller Riegler	Dobbeltkurs stålmast
Typisk mastehøyde ⁸	12-18 m	23-30 m
Typisk rydde- /byggeforbudsbelte ⁹	28-30 m	27-29 m
Typisk avstand mellom ytterfaser	9 m	9 m

5.6.2 utfordringer knyttet til nettalternativ 1

Det er kapasitetsutfordringer knyttet til nettalternativ 1. Det er ikke tilgjengelig kapasitet i eksisterende transformatorstasjon på Eidum i tillegg til at kapasiteten for innmating i sentralnettet i Nord-Trøndelag er begrenset i første rekke av Klæbusnittet hvor Statnett har uttalt en grense på 800 MW.

Jernbaneverket har planer om elektrifisering av Meråkerbanen og vurderer i den forbindelse etablering av en større omformerstasjon i tilknytning til Eidum transformatorstasjon.

Statnett har fått konsesjon til å utvide med et 132 kV bryterfelt på Eidum transformatorstasjon i forbindelse med første trinn i NTE Nett sin plan for å styrke forsyningen til Stjørdal.

Statnett har en generell strategi om å spenningsoppgradere eksisterende 300 kV forbindelser til 420 kV. Det foreligger imidlertid ingen konkrete planer som berører Eidum transformatorstasjon i dag, men nytt elektroteknisk anlegg som installeres i dag skal normal være tilrettelagt for en slik overgang.

En tilknytning til Eidum forutsetter at tiltaket tar hensyn til planlagt utvidelse av 132 kV bryterfelt og koordineres med Statnett i forhold til framtidig spenningsoppgradering av sentralnettet og Jernbaneverkets planer om elektrifisering av Meråkerbanen.

⁷ Utskifting av master på strekningen Tevla kraftverk – Eidum gjøres i samarbeid med NTE

⁸ For master uten topline

⁹ Ved behov for lange spenn kan dette økes

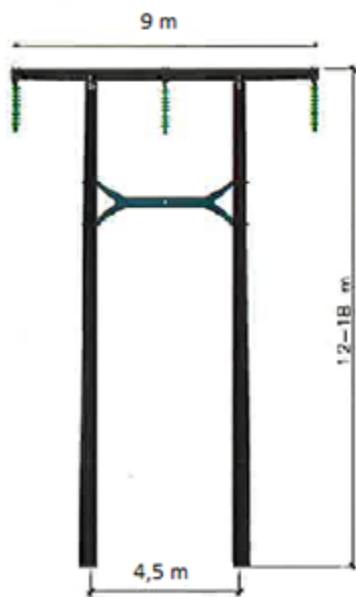
5.6.3 Investeringskostnader nettalternativ1

Beregninger gjort i nettilknytningsrapport (Rambøll, 2013) viser at totale investeringskostnader for nettalternativ 1 mot Eidum blir ca. 350 mill NOK. I dette beløpet ligger sparte reinvesteringskostnader ved at NTE er med på å dekke deler av kostnadene ved utskiftingen av mastene.

5.6.4 Nettalternativ 2: Kopperaa vindkraftverk - Enafors

For tilknytning av Kopperaa vindkraftverk til Jämtkraft Elnäts regionalnettstasjon i Enafors må det etableres en ny 130 kV kraftledning på enkeltkurs luftledning på tremaster. På norsk side vil kraftledningen føres fra transformatorstasjonen inne på planområdet, i retning sør til Meråkerbanen og følge jernbanen parallelt østover til riksgrensen, totalt ca. 6 km. Fra riksgrensen følger traseen enten parallelt langs E14 eller noe lengre sør for denne til aktuell fremtidig plassering av en regionalnettstasjon i Storlien. Fra Storlien blir det omsøkt en ny 130 kV linje parallelt med eksisterende 20 (40) kV-linje til Enafors. Totalt traselengde i Sverige vil være om lag 18,5-20 km hvorav ca. 12 km vil være parallelføring til eksisterende kraftledning.

Figur 10 viser en illustrasjon av masttypen som er aktuell mellom Kopperaa vindkraftverk og Enafors.



Figur 10 Aktuell mastetype, nettalternativ 2. Tegning: Jøsok Prosjekt.

Jämtkraft Elnät søker om konsesjon for hele strekningen for nettalternativ 2. Det vil si fra transformator inne på Kopperaa vindkraftverk til transformator på Enafors. For den delen av kraftledningen som ligger på svensk side vil det søkes om konsesjon til svenske myndigheter. I Sverige omsøkes normalt konsesjon for nettilknytning av vindparker i etterkant av endelig konsesjon for selve vindparken.

Det innebærer at vedrørende ny kraftledning på svensk side med dertil trasé og øvrige nødvendige tiltak ikke er endelig utredet.

For nettalternativ 2 skal det søkes om konsesjon for utenlandshandel. Dette beskrives nærmere i kapittel 2.4.4.

I Tabell 8 står nøkkeltall for mastetyper som er aktuell for nettalternativ 2.

Tabell 8 Nøkkeltall mastetyper nettalternativ 2

Strekning	Kopperaa - Enafors
Spenningsnivå	130 kV
Lengde	Ca 25 km (hvorav 6 km på norsk side)
Mastetype	Tremast med kryssavst. el. Riegler
Typisk mastehøyde ¹⁰	12-18 m
Typisk rydde-/byggeforbudsbelte ¹¹	29-30 m

5.6.5 Utfordringer knyttet til nettalternativ 2

Jämtkraft har en målsetning om å erstatte eksisterende nett på 40 kV med nytt 130 kV i regionen. Eksisterende nett ble utbygd for ca. 40 år siden og har for liten kapasitet for å ta fremtidige, forventede effektøkninger. Opprustingen ble påbegynte i 2007 mellom Duved og Enafors, mens 40 kV nettet mellom Storlien og Enafors er planlagt å bygges om rundt 2020-2025 avhengig av omfang og fremdrift for nærings- og turistutviklingen i området. Jämtkraft ser en stor samfunnsøkonomisk nytte i å gjennomføre opprustingen i sammenheng med nettilknytning av vindkraftverket. Som en del av opprustningen vil Jämtkraft bygge en ny 130 kV transformatorstasjon i Storlien. Videre har Svenska Kraftnät (SVK) har godkjent Jämtkrafts søknad om tilkobling til sentralnettet på Högåsen.

Det er ingen kjente planer for ny produksjon som tilknyttes berørt nett mellom Meråker og Enafors.

For tilknytning av en ny 130 kV ledning i Enafors er det behov for utvidelse av dagens bryterfelt.

En kryssende kraftledning over grensen til Sverige innebærer at man må inneha en konsesjon for utenlandshandel. Tolkningen av loven er at Jämtkraft Elnät, i kraft av at det er de som står som søker for nettalternativ 2, som vil søke om utenlandshandelskonsesjon, i henhold til svenske El-loven (sv. *ellagen*) kap 2 § 1b.

¹⁰ For master uten topline

¹¹ Ved lange spenn kan dette økes

5.6.6 Investeringskostnader nettalternativ 2

Overslag gjort i nettilknytningsrapport (Rambøll, 2013) viser at totale investeringskostnader for nettalternativ 2 blir ca. 200 mill NOK. Dette beløpet gjelder hele strekket fra transformatorstasjonen inne på planområdet og fram til Enafors.

5.6.7 Foretrukket nettalternativ

I utredningsperioden er det avdekket fordeler og ulemper med begge alternativene. For nettalternativ 1 er det spesielt knyttet til utfordringer til begrenset kapasitet i sentralnettet i Trøndelag og til manglende kapasitet i transformatorstasjonen på Eidum.

For nettalternativ 2 er det usikkerheten rundt utenlandshandleskonsesjonen og hva lovendringen av Energilovens § 4-2 (utenlandsforbindelser) i praksis vil bety for Kopperaa vindkraftverk.

På grunn av usikkerheter i begge nettalternativene har man ikke hittil gjort en klar prioritering av alternativene. Derfor blir det i denne konsesjonssøknaden søkt om begge nettalternativene. Investeringskostnadene for nettalternativ 1 er en god del høyere enn hva de er for nettalternativ 2. Så hvis prosessen med å få på plass en utenlandshandleskonsesjon er ukomplisert, så vil det slik det ser ut nå være nettalternativ 2 (Kopperaa til Enafors) som er det foretrukke alternative.

5.7 Internt nett og transformatorstasjon

5.7.1 Internt nett

Det må bygges en transformatorstasjon inne på planområdet til vindkraftverket. For nettalternativ 1 vil den bli plassert mellom Støttingsgrya og nordenden av Støttingdalen. For nettalternativ 2 vil transformatorstasjon plasseres på flata mellom Slægda og Flætan. Det interne nettet som overfører produksjon fra turbinene til transformatoren inne på planområdet vil utføres som jordkabel og fortrinnsvis legges i det interne vegnettet (se Figur 7). Aktuelle spenningsnivåer for det interne distribusjonsnettet 33 kV. Totalt vil det bli behov for henholdsvis ca. 60 km 33 kV kabel med den utredete eksempelløsningen på ca. 150 MW.

Da det søkes om fleksibel utbyggingsløsning, må kabellayouten ses på som et eksempel, og vil kunne endres ved senere optimalisering av vindkraftverket og type og antall turbiner som velges.

5.7.2 Transformatorstasjon i planområdet

I tilknytning til vindkraftverket skal det etableres en transformatorstasjon med koblingsanlegg, bryterfelt og øvrig tekniske installasjoner. I tilknytning til transformatorstasjon vil det også etableres servicebygg.

Det er sett på to ulike plassering av transformatorstasjon inne på planområdet til Kopperaa vindkraftverk avhengig av hvilket nettalternativ som er aktuelt:

1. Transformatorstasjon plasseres mellom Støttingsgrya og nordenden av Støttingdalen mot høyde 797. Denne plasseringen vil være aktuell hvis nettalternativ 1 realiseres.
2. Transformatorstasjon plasseres på/ved flaten mellom Slægda og Flætan. Trekket fortrinnsvis mot øst/nord-øst rent visuelt. Denne plasseringen vil være aktuell hvis nettalternativ 2 realiseres.

De to alternative plasseringene av transformatorstasjon fremgår av situasjonskartet i Figur 4. Et større utsnitt av situasjonskartet ligger som Vedlegg 3 til denne søknaden. Svart trekant viser plassering av transformatorstasjon og servicebygg for nettalternativ 1, mens grå trekant markerer på kart hvor transformatorstasjon og servicebygg plasseres ved nettalternativ 2.

For ca. 150 MW installert effekt i Kopperaa vindkraftverk vil det normalt være tilstrekkelig med en transformatorytelse på inntil 190 MVA. Dette er imidlertid noe avhengig av hvor vindkraftverkets tilknytningspunkt bestemmes og om det medfører behov for ytterligere evne til reaktiv kompensering.

Det søkes om at transformatorytelsen fordeles på én transformator á inntil 190 MVA eller to transformatorer á inntil 95 MVA. Endelig valg må foretas i forhold til adkomstmuligheter og risikovurdering med hensyn til innestengt produksjon ved transformatorfeil.

For en transformator med ytelse 190 MVA må det påregnes en transportvekt på om lag 200 tonn.

På grunn av fare for nedising og mulighet for adkomstutfordringer bør det vurderes et innendørs bryteranlegg for 132 (130) kV. Det søkes en løsning med både luftisolert og GIS- anlegg for å gi rom for bygningsmessige tilpasninger og nærmere evaluering av kostnadsnivå i detaljprosjekteringsfasen.

Hovedkomponentene i transformatorstasjon på Kopperaa vindkraftverk vil være:

- 1 stk. inntil 190 MVA transformator eller 2 stk. á inntil 95 MVA transformatorer 132 (130) kV/ 33 kV
- 132 (130) kV bryteranlegg utført som innendørsanlegg. AIS eller GIS.
- 33 kV koblingsanlegg, 8-9 felt for innkommende kurser
- Kabelforbindelser, jordingsanlegg, styrestrømsanlegg, kontrollanlegg og nødvendig 33 kV kompenseringseenheter (kondensatorbatteri/reaktoranlegg).
- Stasjonstransformator 33/0,4 kV med ytelse inntil 100 kVA.

5.8 Elektromagnetisk felt

5.8.1 Innledende definisjoner og usikkerhet

Når elektriske ladninger er i bevegelse, eksempelvis når det overføres energi i elektriske anlegg, vil det oppstå et magnetfelt. Magnetfeltets styrke, flukstetthet, angis i målstørrelsen Tesla [T], men oppgis normalt i mikrottesla [μT] eller en milliontedels Tesla. Elektriske ladninger i bevegelse går ofte under benevnelsen strøm.

Grenseverdier for eksponering mot elektromagnetiske felt er i dag fastsatt av myndighetene med bakgrunn i eksisterende kunnskap knyttet til målbare effekter på menneskekroppen. Disse grenseverdiene settes betydelig lavere for å ta høyde for ikke kjente fenomener. Hensiktene med dette er å sørge for at det skal søkes løsninger for gjennomføring av tiltak hvor elektromagnetiske felt inngår som et av kriteriene for beste løsning. I sammenheng med foreløpig begrenset forskningsresultater, kan dette sees på som en håndtering av usikkerhet knyttet til helsepåvirkning.

Utredningsnivå og grenseverdi vurderes i denne sammenheng som et årlig gjennomsnitt.

Usikkerhet ved beregnede magnetfelt er i hovedsak knyttet til følgende:

- Strømføring over året, gitt av spenningsnivå og energioverføring.
- Plassering/orientering av de elektriske ledninger, basert på tekniske kriterier, lokale forhold og risikovurdering.

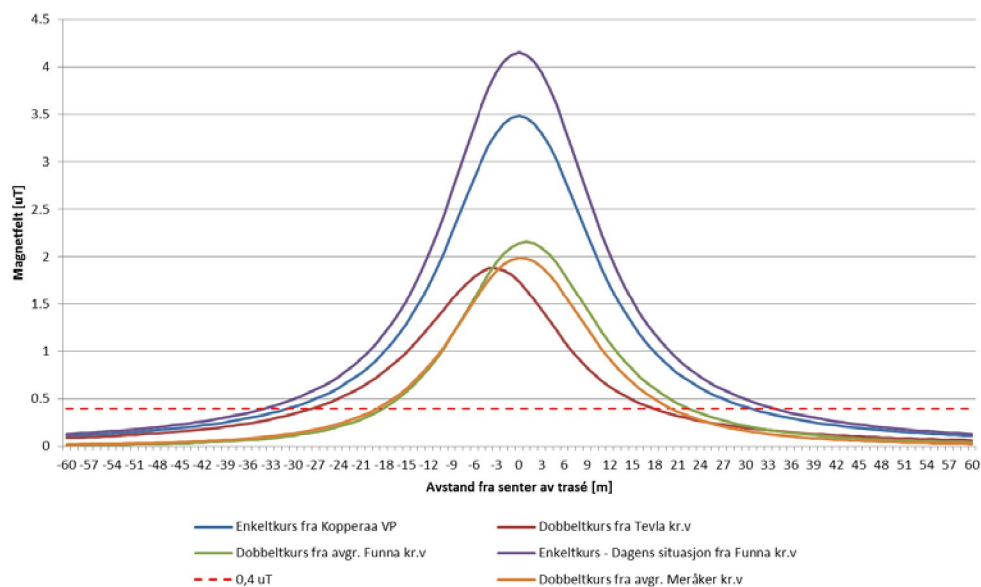
5.8.2 Grenseverdier og utredningsnivå

Basert på dagens kunnskap vedrørende akutte helseskadelige effekter knyttet til tidsvarierende magnetfelt, er gjeldende grenseverdien satt til 200 μT . For varig eksponering er det imidlertid innført et utredningsnivå på 0,4 μT , som er basert på indikasjoner fra eksisterende forskningsresultater.

5.8.3 Beregnet elektromagnetisk felt for nettalternativ 1

Årsgjennomsnittlig og maksimalt magnetfelt under og i avstand fra senter av overføringslinjen er gjengitt i Figur 11. Utredningsnivå på 0,4 μT nås ved avstand som angitt i Tabell 9. Det kan observeres en forventet reduksjon av magnetfeltet for linje fra Funna mot Eidum mot dagens situasjon.

Generelt vil man med en dobbeltkurs kunne oppnå mindre utbredelse av magnetfelt enn for en enkeltkurs ettersom fasene er tettere og man kan orientere fasene slik at magnetfeltet i større grad konsentreres nærmere masterekken. Faktisk årsgjennomsnittlig magnetfeltstyrke for linjeseksjonene med dobbeltkurs må anses å være usikker da også driftsmønster for kraftverkene vil påvirke resultatet. Herav er det foretatt en konservativ tilnærming der lastuttaket som vil redusere strømføringen ikke er hensyntatt.



Figur 11 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindkraftverk (180 MW) mot Eidum

Det er sett på to ulike løsninger for tilknytning, et alternativ hvor traseen legges om fra i dag mellom Meråker og Gudå, parallelt med Meråkerbanen nord for Meråker, og et alternativ hvor dagens trasé gjenbrukes. I Tabell 10 og Tabell 11 fremgår bygningenes avstand til senter av linjetrasé for inntil 100 m.

Tabell 9 Avstand fra senter av linjetrasé til utredningsnivå 0,4 uT

Linjeseksjon	0,4 uT nås i en avstand på [m],		
	Fra venstre	Fra høyre	Totalt
Enkeltkurs fra Kopperaa vindkraftverk	-30	30	60
Dobbelkurs fra Tevla kraftverk	-28	18	46
Dobbelkurs fra avgreining Meråker kraftverk	-19	20	39
Dobbelkurs fra avgreining Funna kraftverk	-18	22	40
Enkeltkurs – dagens situasjon fra Funna kraftverk	-34	34	68

Tabell 10 Antall boliger ved nettalternativ 1, traséalternativ Nord

Avstand (m)	Bolig	Fritidsbolig	Kontor/ tj.ytende	Uthus/ lager/ aneks	Sum
0-10	0	0	0	0	0
11-20	0	0	0	2	2
21-30	0	0	0	4	4
31-40	4	0	0	7	11
41-50	3	2	1	11	17
51-60	6	0	1	12	19
61-70	4	3	1	7	15
71-80	7	5	1	8	21
81-90	3	0	1	18	22
91-100	4	2	0	13	19
Sum	31	12	5	82	130

Tabell 10 viser at med en omlagt trasé, Nord, vil i alt 130 bygninger ligge innenfor 100 m av linjetraseen, herav 31 boliger og 12 fritidsboliger. Ingen bygg for varig opphold eller boliger er registrert innenfor 30 m avstand. Konflikt knyttet til elektromagnetiske felt vurderes å være lav.

Tabell 11 viser at med gjenbruk og parallelføring med dagens trasé, Sør, vil i alt 88 bygninger ligge innenfor 100 m av linjetraseen, herav 17 boliger og 7 fritidsboliger. Ingen bygg for varig opphold eller boliger er registrert innenfor 30 m avstand. Konflikt knyttet til elektromagnetiske felt vurderes å være lav. To boliger vil ligge med en avstand på ca. 30 m (gnr./bnr. 49/215) og 23 m (gnr./bnr. 49/187) fra senter av linjetraseen og en fritidsbolig vil ligge ca. 30 m (gnr./bnr. 43/20) unna. Beregnet magnetfelt er lavere enn utredningsnivået og for boligene er det forventet et lavere magnetfelt en i dag. Konflikt knyttet til elektromagnetiske felt vurderes å være lav. Et mindre uthus på (gnr./bnr. 19/1) vil bli liggende under ledningene.

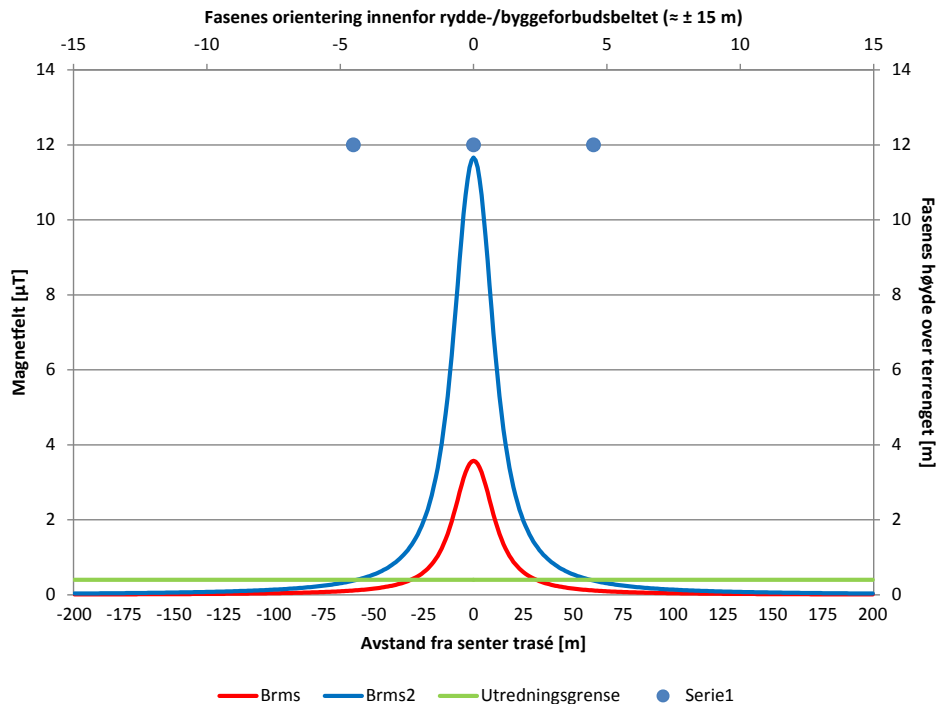
Tabell 11 Antall boliger ved nettalternativ 1, traséalternativ Sør

Avstand (m)	Bolig	Fritidsbolig	Kontor/ tj.ytende	Uthus/ lager/ aneks	Sum
0-10	0	0	0	1	1
11-20	0	0	0	0	0
21-30	2	1	0	5	8
31-40	2	0	0	6	8
41-50	0	1	0	5	6
51-60	1	1	0	8	10
61-70	2	3	0	9	14
71-80	3	1	0	13	17
81-90	2	0	0	9	11
91-100	5	0	0	8	13
Sum	17	7	0	64	88

På bakgrunn av varsomhetsprinsippet vil en omlegging av traseen mellom Meråker og Gudå være den foretrukne løsning for alternativ 1.

5.8.4 Beregnet elektromagnetisk felt for nettalternativ 2

Årsgjennomsnittlig og maksimalt magnetfelt under og i avstand fra senter av overføringslinjen er gjengitt i Figur 12 der rød strek er årsgjennomsnitt og blå strek er maksimalverdi. Utredningsnivå på 0,4 µT nås om lag 32 m fra senter av linja, hvilket tilsvarer ca. 17 m ut over byggeforbudsgrensen.



Figur 12 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindkraftverk (180 MW) mot Sverige.

Ingen boliger ligger innenfor 100 m fra linjetraseen. Tre bygninger registrert som fritidsboliger ligger i mellom 32 og 40 m fra traseen og kan bli berørt av en gjennomsnittlig magnetfeltstyrke i området 0,4 - 0,44 µT. Disse bygningene ligger tett inntil jernbanen, nord-nordøst for jernbanetraseen. En bygning ligger om lag 350 m fra riksgrensen (gnr./bnr. 4120/411) mens de øvrige ligger ved nedlagte Teveldal stasjon.

I henhold til tidligere forvaltningspraksis oppfattes det slik at man for fritidsboliger normalt ikke forsvarer en marginal reduksjon av påregnelig magnetfeltstyrke i forhold til økte investeringskostnader ved eksempelvis kabling. Samtidig bør det visuelle inntrykket av varierende mastkonstruksjon og samlokalisering av infrastruktur vektlegges. Det ansees ikke nødvendig å foreta særskilte tiltak i dette tilfellet.

Med hensyn på elektromagnetiske felt finner man at tiltaket samlet sett vil ha lav konsekvens på norsk side av grensen ved en nettilknytning mot Sverige. På svensk side vil Jämtkraft som netteier og prosjekterende ivareta dette gjennom egen søknadsprosess og svensk forvaltningspraksis.

5.9 Uttak og deponering av masser

Ved etablering av blant annet veier, oppstillingsplasser og fundamenter vil det være behov for både tilførsel og fjerning av masser. Ved detaljprosjekteringen av anlegget vil det tilstrebes massebalanse for å redusere behovet for å transportere masser ut eller inn av planområdet. Ved behov for tilførsel av masser vil man tilstrebe og finne egnet masseuttak inne i planområdet. Det er sannsynlig at noe tilførsel av masser vil være nødvendig i en tidlig fase ved etablering av adkomstvei. For øvrig vil tiltakshaver i samarbeid med kommunen identifisere områder for deponering av masser. En mulig plassering av midlertidig deponi av rene masser vil kunne være planlagt område for servicebygg og transformatorstasjon.

5.10 Permanent og midlertidig arealbruk

5.10.1 Permanent arealbruk

Turbiner og oppstillingsplasser

Ved hver vindturbin vil det opparbeides en kranoppstillingsplass. Det direkte arealbeslaget knyttet til turbindfundamenter og oppstillingsplasser tilsvarer ca. 1500 m² per vindturbin.

Transformatorstasjon og servicebygg

Transformator og servicefasiliteter kan inkluderes i samme bygg. Bygget vil typisk kunne være rundt 650 m². Med tilhørende biloppstillingsplasser vil totalt arealbeslag ligge rundt 2000 m².

Internt veinett og adkomstvei

Det vil opparbeides internt veinett på til sammen ca. 60 km. Bredde på vei vil ligge på mellom 5,5 og 10 meter. Adkomstvei vil ha en lengde på ca. 2-4 km med en bredde på ca. 5,5 meter.

5.10.2 Midlertidig arealbruk

Vindmålemast

Det er gitt tillatelse til oppsett av 3 vindmålemaster innenfor planområdet. To av disse settes opp i løpet av høsten 2013. Resterende mast vil bli satt opp i 2014. Dette er et midlertidig tiltak som gjelder i to år. Etter endt måleperiode vil fundamenter kunne tildekkes med stedegen masse.

Masseuttak, deponi og tipp

Veiene i vindparken er designet for massebalanse. Behov for massetak vil bli vurdert i samråd med entreprenør, og eventuelle massetak vil bli lokalisert innenfor vindparken i forståelse med aktuell grunneier, se kap. 5.9. Mobile knuseverk og betongverk inne i planområdet vil også kreve areal. Dette vil bli nærmere beskrevet i MTA-planen og evt. MOP.

Mellomlagringsplasser

Under anleggsarbeidet vil det bli behov for en midlertidig brakkerigg med servicefunksjoner. Eksakt plassering av denne er ikke bestemt.

E.ON Wind beregner behov for midlertidig mellomlagring av turbinkomponenter og annet teknisk utstyr til å ligge på ca. 10 daa. Det vil typisk være kaiområdet for ilandføring av komponenter og plasser langs vei som er aktuelle for mellomlagring.

Ved transport av turbinkomponenter og transformatorstasjon vil det kunne bli behov for midlertidig utbedringer av veikryss og svinger.

5.11 Anleggsarbeid, drift og vedlikehold

5.11.1 Anleggsarbeid

Anleggsarbeidet for vindkraftverk, adkomstvei og kraftlinje, vil gjennomføres i løpet av 18-24 måneder. Antall sysselsatte i denne perioden anslås til ca. 250 personer. Vindturbiner og evt. annet tungt utstyr antas å bli fraktet med skip inn til en egnet kai i Trondheimsfjorden, sannsynligvis i Malvik eller Stjørdal kommune.

De bredeste og lengste enhetene som skal transporteres vil være dimensjonerende for akseptabel veibredde og radius på svinger. En regner med at 7-12 transporter pr. turbin vil være spesialtransporter med opptil 60 m lengde. I tillegg kommer transport av kraner, anleggsmaskiner, betong og komponenter til transformatorstasjonen. Vindturbinene monteres sammen ved hjelp av mobilkraner. Figur 13 viser montering av en vindturbin, kilde E.ON Wind.



Figur 13 Montering av vindturbin.

Det er ønskelig å bruke lokale entreprenører for å generere mest mulig verdiskapning lokalt. For å få til dette ser utbygger for seg å gjennomføre leverandørkonferanser lokalt slik at det næringslivet får god informasjon om mulige oppdrag. Erfaringer fra andre vindkraftverk viser at det nasjonale næringslivet får kontrakter for ca. 25-30 % av investeringskostnaden. Andelen av dette som tilfaller regionalt eller lokalt næringsliv er avhengig av hvor de store entreprenørene holder til, og om det er lokale/regionale aktører som egner seg for slike oppdrag. Ofte vil samarbeid mellom aktører regionalt/lokalt sikre en høyere andel lokal verdiskapning.

Oppgaver som tiltakshaver i tidligere prosjekter har satt bort til det lokale/regionale næringsliv er bl.a.:

- Bevertning
- Gravearbeider
- Leie av maskiner som mobilkraner
- Uttak av grus fra lokalt grustak

- Sprengningsarbeider
- Vaktthold
- Rengjøring av kontorer og brakker
- Betong
- Leie av brakkerigger

5.11.2 Drift og vedlikehold

Driften av vindkraftverket baserer seg på automatisk styring av hver enkelt turbin. Ved feil sendes feilmelding til driftssentral som så avgjør hva som skal utføres. Driftssentralen vil ha daglig kontakt med eget og innleid servicepersonell som har daglig ettersyn og periodisk vedlikehold. E.ON Wind anslår behov for 6-8 ansatte lokalt. I tillegg kommer økt lokal omsetning som følge av leveranser til kraftverket og i servicenæringen for transport, overnattinger, bevertning osv.

Planområdet vil normalt ikke være åpent for motorisert ferdsel, og vil være avstengt med bom. Ferdsel til fots og på sykkel etc. vil normalt være tillatt.

Ledningskontroll vil bli utført hovedsakelig til fots eller med helikopter. Vedlikeholdsarbeid på ledningen vil kreve bruk av ATV lastebil eller traktor.

5.12 Avvikling av vindkraftverket

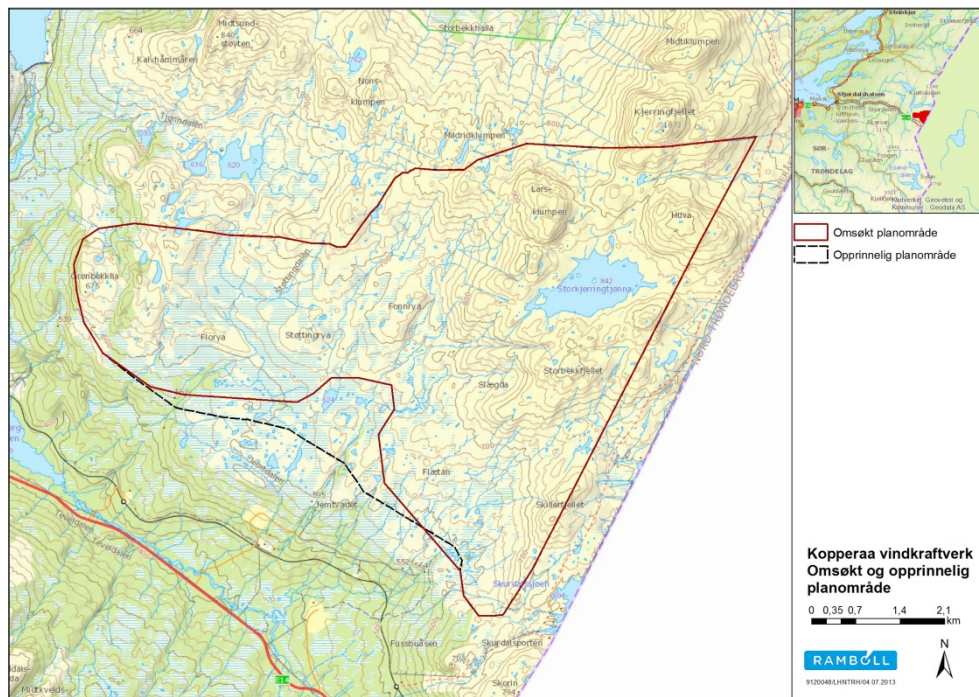
NVE gir konsesjon for normalt 25 år. Etter endt konsesjon kan tiltakshaver søke om ny konsesjon. I det tilfellet hvor det ikke gis ny konsesjon, eller at eier ikke ser lønnsomhet i videre drift, vil anlegget avvikles i henhold til Energilovforskriftens § 3-5 d; "Ved nedleggelse plikter den tidligere konsesjonæren å fjerne det nedlagte anlegg og så langt det er mulig føre landskapet tilbake til naturlig tilstand". NVE krever normalt at konsesjonæren innen utgangen av 12. driftsår oversender forslag til garantistillelse som sikrer kostnadsdekning for fjerning av anlegget og tilbakeføring av område.

En vindturbin og dets hovedkomponenter har en typisk teknisk levetid på 20-25 år. Ved avvikling av vindparken vil vindturbinene demonteres og hovedtransformatoren vil bli fjernet så lenge den ikke skal ha en fortsatt funksjon i regional- og lokalnettet.

Olje og annet farlig avfall fra turbinene og elektriske anlegg vil håndteres i henhold til strenge krav og føringer ved en demontering. Turbinfundamentene, veier og oppstillingsplasser vil kunne tildekkes med stedegne masser, arronderes og tilsås med stedegen vegetasjon hvor dette blir påkrevd. Jordkablene i bakken kan bli liggende nedgravd. Driftsbygning vil også kunne rives, eller bli stående og evt. overdras til lag eller organisasjoner som kan ha bruk for det. Dersom grunneiere og lokalmiljøet ønsker å beholde noe av veinettet er det naturlig at dette avklares med relevante offentlige myndigheter.

5.13 Andre vurderte utbyggingsløsninger

Den omsøkte utbyggingsløsningen omfatter et noe redusert planområde sammenlignet med arealet som ble forhåndsmeldt. E.ON Wind har valgt å utelate arealer i sør-vest av hensyn til at disse områdene, som til dels er sammenhengende myrområder, synes å være viktige hekke- og spillområder for flere fuglearter, herunder noen rødlistede. Det vises for øvrig til Fagrapport for Naturmangfold for nærmere beskrivelser av funn som ble lagt til grunn for planendring. Samtidig er det påvist automatisk fredede kulturminner i umiddelbar nærhet av det aktuelle området. Figur 14 viser det omsøkte og det opprinnelige planområdet.



Figur 14 Sammenligning av omsøkt og opprinnelig forhåndsmeldt planområde

6. Sammen drag av konsekvensutredningene

Dette kapittelet inneholder en kortfattet beskrivelse av mulige konsekvenser av en bygging av Kopperaa vindkraftverk med tilhørende infrastruktur (adkomst og nettilknytning). Konsekvensene er beskrevet i henhold til utredningskrav fastsatt i utredningsprogram av 26. juni 2013. Teksten har blitt utarbeidet i et samarbeid med Rambøll, med utgangspunkt i fagrapporter. For komplette fagrapporter og kildehenvisninger vises det til konsesjonssøknadens Del B.

Kopperaa vindkraftverk ble i utgangspunktet meldt med en installert effekt på 180 MW. De sørlige delene av det opprinnelig meldte alternativet berørte imidlertid viktige områder for vade- og andefugler. Størrelsen på planområdet ble derfor endret for å redusere konfliktsgraden i forhold til naturmangfold.

6.1 0-alternativet

Konsekvensene av et tiltak framkommer ved å måle forventet tilstand av tiltaket mot forventet tilstand uten tiltak.

Referansen som alle alternativer skal sees i forhold til, betegnes som 0-alternativet. En beskrivelse av 0-alternativet tar utgangspunkt i dagens situasjon, og omfatter i tillegg forventede endringer uten tiltaket i analyseperioden. Ved beskrivelse av 0-alternativet skal det tas hensyn til øvrige planer som er vedtatt gjennomført uavhengig av tiltaket (Statens Vegvesen, 2006).

For planområdet på Kopperaa er 0-alternativet fortsatt et LNF-område. Området forventes fortsatt å brukes til friluftaktiviteter som hundekjøring, ridning og turgåing. Reindriften i planområdet vil også fortsette.

6.2 Landskap

6.2.1 Planområdet

Planområdet er en del av et høyereliggende fjellparti med stedvis bart fjell og med mellomliggende myrer. I områdene nord ligger fjelltoppene på rundt 1 000 moh og består av skiferbergarter som isen under forrige istid har skurt ned til avrundede fjellformasjoner. I sør preges landskapet av et forfjellsterreng med myrer oppdelt av enkelte rygger og hauger. Det ligger flere småvann i området, og Kjerringåa renner fra Storkjerringtjønna og sørover. Det finnes lite spor etter menneskelig aktivitet i området, og fjellpartiets plassering gir inntrykk av å være en del av et større sammenhengende viddeområde.

6.2.2 Influensområdet

Influensområdet tilhører landskapsregionene 15- Lågfjellet i Sør-Norge, 14- Fjellskogen i Sør-Norge og 27- Dal- og fjellbygdene i Trøndelag. Overordnet preges området av store øst-vestgående daldrag i form av u-daler med fjellskog og lågfjell i mellom. Man finner viddeterreng mellom toppene, og slake linjedrag, noe

som gir storskala landskapsformer og inntrykk av store sammenhengende naturområder.

6.2.3 Nettilknytning

Alternativ 1 Kopperaa – Eidum:

Fra planområdet og mot Kopperaa vil linjen gå i fjellsiden og i terreng som er lite preget av tekniske inngrep i dag. Fra Kopperaa går linjen i eksisterende trasé frem til Kvernmoen. Her er terrenget preget av en god del skog. Denne produksjonslinjen vil i en periode gå parallelt med dagens trasé frem til man kan få hengt opp eksisterende ledninger på stålmasterne. Fra Kvernmoen mot Gudå går traséen i en mosaikk av jordbruksland, skog, boligbebyggelse og jernbanen. Fra Gudå går traséen i et skog- og myrområde og hvor avstanden til bebyggelse er såpass stor at den visuelle påvirkningen vil være liten. Ved Eidum går traséen inn mot en sentralnettstransformatorstasjon, og tiltaket er vurdert til å få lite negativt omfang i forhold til dagens situasjon.

Alternativ 2 Kopperaa – riksgrensa:

Kraftledningen vil fra planområdet gå rett sørover og på tvers av høydekonturene. I og med at det ikke vokser tett skog her, vil ikke en ryddegate markere linja ytterligere. Nærmere jernbanen vokser skogen tettere, så her vil ryddebeltet bli mer markert. Mastene har en skala som er vanskelig å forankre i eksisterende jernbane, men likevel vil det være en fordel å samle inngrepene; det er etablert linje å følge (som fra før følger terrenget) og man vil få en begrensnings av totale arealer som blir visuelt berørt.

En del fritidsbebyggelse sør for jernbanen kommer innenfor visuell dominanssone, disse har utsynsretning sørover, noe som reduserer dominansen mastene vil påføre det visuelle inntrykket. For boliger og Teveltunet Fjellstue vil kraftledningen være godt synlige, men ikke dominere landskapsopplevelsen.

6.2.4 Verdivurdering og konsekvens

På bakgrunn av landskapets utforming og karakter vurderes det til å ha middels-stor verdi. Landskapets urørthet og viddepreg vektet høyt. De største konfliktene knytter seg til endring av landskapet i planområdet. Planområdet er en del av et åpent og vidstrakt og oversiktlig landskap med lave siluetter, og tekniske installasjoner som vindturbiner vil gi store konsekvenser for opplevelsen av landskapet. Som en følge av at turbinene er plassert på så ulike høydenivå, vil man få inntrykk av at vindkraftverket har en stor utrekning, og det vil berøre flere landskapstyper som fjell, åser, myrer. Som en følge av dette vil det kunne være vanskelig å se vindkraftverkets avgrensning.

Samlet konsekvens vurderes til å være middels til stor negativ.

Tabell 12 oppsummerer hvordan verdi og konsekvens er vurdert for tema landskap.

Tabell 12 Oppsummering verdi og konsekvens landskap

LANDSKAPSOMRÅDE	Verdi	Konsekvenser
1 Kjerringfjellet, Midtsundstøyten, Grønnbekklia, skurdalsporten (Planområdet+ omland)	Middels/stor	Stor negativ
2 Fjergen og Langen	Middels/stor	Middels til stor negativ
3 Kopperaa	Middels/stor	Lite negativ
4 Meråker	Middels	Lite til middels negativ
5 Høgåsen	Middels	Middels negativ
6 Teveldalen	Middels	Middels negativ
7 Kolltjønnndalen	Stor	Stor negativ
8 Stordalen	Middels/stor	Liten til middels negativ
Samlet konsekvens		Middels til stor negativ
Nettilknytning		
ALTERNATIV 1		
Planområdet- Kopperaa	Middels	Middels negativ
Kopperaa - Kvernmoen	Middels	Liten/middels negativ
Kvernmoen- Gudå	Middels -	Liten negativ
Gudå - Eidum	Middels -	Liten negativ
Eidum	Middels/liten	Liten negativ
ALTERNATIV 2		
Planområdet- Riksgrensen	Middels	Middels/liten negativ

6.3 Kulturminner og kulturmiljø

6.3.1 Planområdet og nærsone (1 km)

Det er registrert to lokaliteter med samiske kulturminner innenfor planområdet, henholdsvis en heller/offersted med status automatisk fredet og et reingjerde som pr. i dag ikke er fredet. Sametinget har supplerende opplysninger om ytterligere to lokaliteter, en samle plass for rein fra 1960-tallet (ikke fredet) samt en uavklart lokalitet. Potensialet for automatisk fredete kulturminner i planområdet vurderes å være forholdsvis stort, først og fremst for samiske kulturminner.

Det er registrert flere samiske kulturminner i nærområdene sør og øst for planområdet, samt flere fornminner tilknyttet jernvinna i forhistorisk tid eller middelalder. En gren av pilegrimsleden fra Sverige til Nidaros passerer nær planområdet. Langs denne er det risset inn flere kors i berget ved et par lokaliteter datert til middelalder.

Ellers i utredningsområdet er det registrert mange kulturminner i fjell- og utmarksområdene med blant annet spor etter kobber - og kvernsteinsdrift,

jernvinningsanlegg, samiske kulturminner, fangstgroper, seterbebyggelse, utmarksslått og gamle ferdselsårer.

Det er ikke direkte konflikt mellom det planlagte Kopperaa vindkraftverk og registrerte kulturminner. Denne vurderingen vil kunne endre seg etter gjennomførte § 9-undersøkelser.

Tiltaket vil imidlertid kunne medføre indirekte negative virkninger i forhold til kulturminner i planområdet. Visuelle virkninger vil være den største negative virkningen. Det er spesielt funn av samiske kulturminner som gir oss et bilde av et samisk kulturmiljø som vil kunne bli negativt påvirket av Kopperaa vindkraftverk. Turbinene vil for enkelte av kulturminnene ha en avstand på bare 300-500 meter og vil fullstendig dominere det omkringliggende landskapet og dermed opplevelsen av det urørte landskapet sammen med lesbarheten av det samiske kulturmiljøet i området.

Tiltaket er vurdert å ha en middels negativ konsekvens for kulturminner og kulturmiljø i planområdet og umiddelbar nærhet.

6.3.2 Influensområdet

Det vil utelukkende være visuelle virkninger som vil kunne få konsekvenser for kulturminner eller kulturmiljø i influenssonen, og ved avstander på over 5 km vil det hovedsakelig være særlig verdifulle kulturminner eller kulturmiljø som kan skape konflikt. Det er ikke registrert kulturminner i influenssonen som er vurdert som særlig konfliktfylte, og konsekvensen er vurdert som ubetydelig.

For Pilegrimsleden, som passerer noen hundre meter øst for planområdet, vil tiltaket ha middels negative konsekvenser. Foruten Pilegrimsleden er omfanget og konsekvensene for kulturminner og kulturmiljø i øvrig influensområde stort sett små eller ubetydelige. Tiltaket er samlet vurdert å medføre ubetydelige negative konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø i øvrig influensområde.

Tabell 13 oppsummerer verdi, omfang og konsekvens i planområdet og influensområdet for fagtema kulturminner og kulturmiljø.

6.3.3 Nettilknytning

Nettalternativ 1

Det aller meste av traseen mellom planområdets yttergrense til Stjørdal går parallelt med eksisterende linje, som den vil erstatte. Det vil derfor ikke være stor endring i negative virkninger i forhold til kulturminner, bortsett fra en liten forskyvning av traseen, samt noe større dimensjoner på master og ryddebelt. På grunn av nærføring først og fremst i forhold til en del SEFRAK-registrerte bygninger, vurderes alternativet samlet å medføre *middels* negativt omfang.

Nettalternativ 2

Det er ikke registrert noen kulturminner innenfor 300-meterssonen langs alternativ 2, verken automatisk SEFRAK-bygninger, automatisk fredete eller andre verneverdige kulturminner. Avstanden er i hovedsak stor til registrerte kulturminner, og lokal skog vil skjerme. Alternativet vurderes å medføre ubetydelig negativt omfang.

Tabell 13 Verdi, omfang og konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø

Lokalitet Kategori	Verdi	Omfang (negativt)	Konsekvens (negativ)
Planområdet og andre tiltaksområder			
Sammensatt kulturmiljø i og nær planområdet	Middels	Stort	Middels
Nettilknytning			
Kulturminner langs nettilknytning, alt 1	Middels	Middels	Middels
Kulturminner langs nettilknytning, alt 2	-	Ubetydelig	Ubetydelig
Øvrig influensområde			
Pilegrimsleden	Middels – stor	Middels	Middels
Skurdalsvollen	Liten – middels	Lite/ubetydelig	Lite/ubetydelig
Flaten	Liten – middels	Ubetydelig	Ubetydelig
Kopperaa	Stor	Intet	Ingen
Meråker kirke	Middels	Intet/ubetydelig	Ingen/ubetydelig
Stordal kirke	Middels	Intet	Ingen
Kopperaa kapell	Middels	Lite/ubetydelig	Liten/ubetydelig
Grandalsmoet	Middels	Intet	Ingen
Gilså	Middels	Ubetydelig	Ubetydelig

Konsekvensgradene i forhold til kulturminner og kulturmiljø i planområdet og nærsone vil kunne endre seg etter gjennomførte § 9 – undersøkelser.

6.4 Friluftsliv og ferdsel

6.4.1 Planområdet

Landskapsmessig ligger Kopperaa i et åpent fjellområde med viddepreg, noe som også gjør det enkelt å ferdes i området. Det er ikke avdekket merkede turløyper i planområdet, men fjelltoppen Huva 1 017 moh inngår i Meråker kommunes toppturkasser. Turistforeningen har en turløype øst for planområdet mot svenskegrensen i retning Angeltjønnhytta. Turgåere langs ved denne stien vil i stor

grad bli visuelt påvirket av tiltaket da kun korte strekk av turstien blir visuelt upåvirket.

Skiløyper er registrert i nærheten av og i deler av planområdet, spesielt ved adkomstvei og nettrasé. Det foregår en del jakt i planområdet. Planområdet er sagt å være et bra rypeterreng, og det jaktes også på skogsfugl og annet småvilt. Deler av planområdet, spesielt adkomsvei, berører et elgjaktvald. Det finnes flere gode fiskevann i planområdet, og spesielt i sørlige deler av planområdet. Det foregår bærplukking i planområdet. Det er primært multer som plukkes i selve planområdet, mens det i de sørlige lisidene opp mot planområdet plukkes det en del blåbær. Meraaker Fjellridning holder til ved Ivarsmyra og benytter Kopperaa-området til fjellturer.

Samlet sett er konsekvensene vurdert til å være middels negativ for friluftsliv og ferdsel i planområdet.

6.4.2 Influensområdet

Det finnes flere merkede og registrerte turløyper i nærheten av Kopperaa. Fjelltoppene Midtklumpen og Kjerringfjellet ligger rett nord for planområdet og er med i «Meråker til topps». Den norske turistforening har en merket sti som går fra Teveltunet Fjellstue og i retning Angelltjønnhytta på østsiden av Fjergen. Noen få hundre meter øst for planområdet ligger Skurdalsporten og deler av pilegrimsleden. Turløypa har flere viktige kulturminner som vitner om historiske vandringer. Grunnet disse turmålenes nærhet til planområdet vurderes de til å bli noe negativt påvirket som en følge av tiltaket.

Det bedrives flere friluftaktiviteter som for eksempel jakt, fiske ridning og skigåing i influensområdet. Disse vurderes imidlertid til å bli noe mindre berørt på grunn av aktivitetenes egenart eller som en følge av avstand til planområdet.

Samlet sett vurderes friluftsliv og ferdsel i influensområdet til å få en liten til middels negativ konsekvens.

6.4.3 Nettilknytning

Alternativ 1 for nettilknytning mot Stjørdal og Eidum transformatorstasjon vil i all hovedsak følge eksisterende trasé. I anleggsperioden vil det bli nødvendig å parallellføre eksisterende og vindkraftverkets produksjonsradial, før eksisterende linje kan hektes på nye master og de gamle kan rives. Denne doble linjetraséen vil derfor være midlertid og den vurderes til å ha liten negativ konsekvens på friluftslivet i området.

Alternativ 2 går inn mot Storlien og Sverige og vil følge Storkjerringåa via Ivarsmyra, gå langs adkomstalterativ 2 for så å følge jernbanen i retning Sverige. Tiltaket vurderes slik til å få liten negativ konsekvens på friluftslivet i området.

6.5 Naturmangfold

6.5.1 Planområdet og adkomstveier

Store deler av planområdet ligger over skoggrensen (skoggrensen ligger ved 600-700 moh). I de lavereliggende områdene av snaufjellsområdet finnes det store myrområder. Det finnes flere store og små vann innenfor planområdet. Terrenget i planområdet er for meste slakt med unntak av områdene i nord og i øst. Her finnes skrenter, juv og trange skar.

De to adkomstalternativene ligger begge i skogområder dominert av gran og furu med innslag av bjørk.

Flora og vegetasjon - verdivurdering

Store deler av Meråker og herunder planområdet for Kopperaa ligger på kalkrik berggrunn, noe som gir et grunnlag for rik flora. Mesteparten av tiltaksområdet (planområder og traséer for adkomstvei og nettilknytning) huser vegetasjonstyper og flora som i stor grad er representative for regionene. Det er noen mindre forekomster av eldre skog, men uten funn av sjeldne eller rødlistede arter, bortsett fra enkeltforekomst av laven gubbeskjegg, grannsildre ved Huva, og svaiblygmose vest for Storkjerringtjønna. Da det i slike områder er et visst potensial for rødlistede arter, vurderes tiltaksområdet å ha liten-middels verdi for vegetasjon og flora.

Fugl – verdivurdering

Planområdet, samt tilhørende adkomstalternativer og nettilknytning ble undersøkt for fugl i 2011/2012. Det ble observert flere rødlistede fuglearter i og nært planområdet. Det ble ikke observert jaktfalk (NT) under feltarbeid, men det foreligger imidlertid informasjon om flere hekkelokalteter innenfor en avstand på 10 km fra planområdet. Storlom (NT) ble observert med en ensom fugl i Storkjerringtjønna i planområdet til vindkraftverket og parvis i tre vann like utenfor planområdet. Det er sannsynlig at storlom hekker i vannene der den ble sett parvis. Avhengig av artens status i planområdet vurderes verdien derfor å ligge innenfor spennet middel-stor. Svartand (NT) ble observert med et par i et vann vest i planområde og i et vann noe nord for planområdet. Hekkeplasser og leveområder for denne arten er satt til middels verdi. Strandsnipe (NT) ble sett like utenfor planområde på sørlig side. Fiskemåke (NT) ble funnet hekkende på myrene helt sørøst i planområdet. I tillegg ble det sett noen få fiskemåker flygende i planområdet ved flere anledninger.

Utover rødlistede fuglearter ble det også observert arter som smålom, kongeørn og fjellvåk i eller i nærheten av planområdet.

Med bakgrunn i disse forekomstene vurderes plan- og influensområdet for Kopperaa vindkraftverk samlet sett å ha middels-stor verdi for fugl.

Andre dyrearter – verdivurdering

Spor etter fjellrev (CR) ble funnet av Naturrestaurering i planområdet i april 2012. Området mellom E14 gjennom Meråker og RV 72 gjennom Verdal har tilstrekkelig arealer med høytliggende fjellområder til at fjellreven skulle kunne etablere seg her

i de kommende årene. Da det kun er snakk om streifdyr har området liten verdi for fjellrev.

Det ble i 2011 registrert yngling av jerv like utenfor planområdet. Nordlige deler av planområdet inngår høyst sannsynlig i et yngleområde til jerv og har derfor stor verdi.

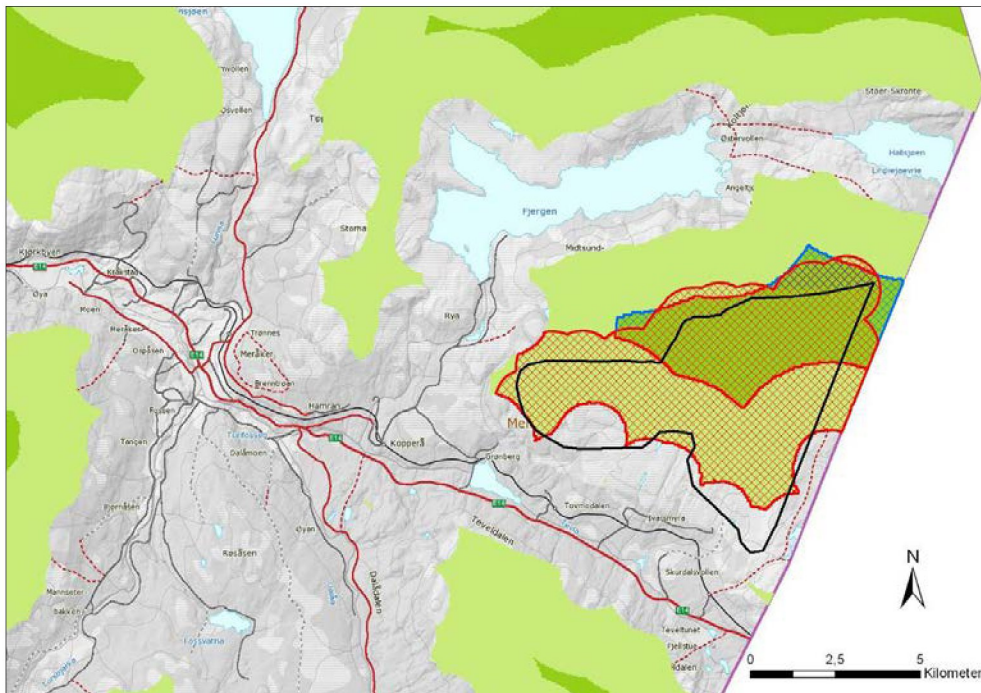
I 2011 ble det også påvist tre familiegrupper av gaupe (VU) vest og nord for planområdet. I følge SNO er det mye gaupe i Meråker, primært i lavereliggende skogområder lenget mot vest. Det kan derfor ikke utelukkes at deler av de berørte skogområdene inngår i leveområdet til gaupe.

Da planområdet ligger tett opptil et yngleområde for jerv og derfor høyst sannsynlig blir brukt av jerven, har deler av planområdet stor verdi for pattedyr. Da området er viktig for elg vurderes øvrige deler av influensområdet å ha middels verdi for pattedyr.

Inngrepsfrie naturområder (INON)

Det meste av planområdet til Kopperaa vindkraftverk vil ligge innenfor et INON-område med sone 1 og sone 2. En utbygging av Kopperaa vindkraftverk vil føre til at ca. 18 km² INON sone 1-områder og ca. 27 km² INON sone 2-områder vil utgå som INON. Dette tilsvarer 5,7 % av Meråker kommunes samlede, gjenværende INON- areal. Videre vil ca. 1,7 km² sone 1-områder bli nedgradert til sone 2. Totalt vil dermed 8 % av kommunene sone 1-områder forsvinne. Figur 15 er et kart som viser tap av INON som følge av etablering av Kopperaa vindkraftverk. Skravert rødt er områder som vil utgå som INON-områder. Skravert blått er områder som vil bli nedgradert fra sone 1 til sone 2. Svart linje i kartet markerer planområdet.

Berørte INON-områder vurderes til å ha stor verdi.



Figur 15 Tap av INON ved etablering av Kopperaa vindkraftverk.

6.5.2 Nettilknytning

Alternativ 1

Det er registrert to hekkelokaliteter for hønschauk nært opp til Alt 1, en i Stjørdal kommune og en i Meråker kommune, som vurderes til å ha stor verdi. Det finnes hekkelokaliteter for hubro og dobbeltbekkasin i nærheten av planlagt trasé, men avstanden vurderes til å være så stor at innvirkningen vil bli liten. For øvrig finnes det flere ikke-rødlistede fuglearter ved og i nærheten av planlagte trasé, som kongeørn, fjellvåk smålom. Gaupe, oter og hjortedyr er registrert i nærheten til linjetraséen, men avstanden tilsier at dette ikke vil få noen stor innvirkning. Det er ingen kjente forekomster eller rødlistede naturtyper som vil bli påvirket av oppgraderingen av kraftlinjen. Det er kun en ubetydelig del i marginen på eksisterende INON-områder som vil utgå ved dette alternativet.

Alternativ 2

Alternativ 2 for nettilknytning vil berøre et betydelig mindre område enn alternativ 1. Det er videre lite registrerte forekomster av verdi for naturmangfoldet i dette området og befaringer har bekreftet dette bildet. Det finnes enkelte små forekomster av laven gubbeskjegg (NT) i granskogen sør for planområdet, og en nettrasé her kan komme i konflikt med denne arten. Gubbeskjegg er relativt vanlig i granskog i Trøndelag. Traseene går i stor grad over fjellhei uten påviste verdier og gjennom skog som for det meste er påvirket av skogbruk. Eventuelle forekomster av større verdi langs traséen på svensk side av grensen fremkommer ikke i denne søknaden eller vedlagte konsekvensutredninger i søknaden Del B, men utredes i henhold til svensk lovverk for konsekvensutredninger og søknad om konsesjon.

6.5.3 Konsekvenser av tiltaket

Utbyggingen av Kopperaa vindkraftverk forventes å få størst konsekvenser for INON og jerv, samt for storlom, hvis denne hekker i planområdet. Også for svartand, smålom, kongeørn, grannsildre og naturtypen kalkrike områder i fjellet vil konsekvensene kunne bli relativt store. Konsekvensene vil til dels kunne reduseres ved å gjennomføre anbefalte avbøtende tiltak som står omtalt i kapittel 12 i konsekvensutredningsrapporten på naturmangfold, finnes i Del B. Tabell 14 oppsummerer verdi, omfang og konsekvens for de viktigste forekomstene for naturmangfold i planområdet og for adkomstveier, mens Tabell 15 sammenstiller tilsvarende for nettrasè.

Naturtyper og vegetasjon

Tiltaket er vurdert å få noen negative effekter på naturtyper og vegetasjon. Det er spesielt de kalkrikeområdene i planområdet som vil kunne forringes gjennom spesielt veibygging og drenering. Grannsildre vil kunne bli berørt av internveienettet og lavarten gubbeskjegg vil kunne berøres av sørlig adkomstalternativ og nettrasé.

Fugl

Flere rødlistede fuglearter hekker i og ved planområdet. Tiltaket er vurdert til å få spesielt negativ effekt på storlom. Videre er svartand, smålom og kongeørn vurdert til å kunne påvirkes negativt.

Andre dyrearter

Yngleområde for jerv er registrert like utenfor planområdet, og det vurderes som sannsynlig at deler av planområdet inngår i jervens leve- og næringsområde. Det er spesielt under anleggsfase, vedlikeholdsarbeid og ved menneskelig ferdsel at jerven vil kunne sky området. Jervebestanden øst for Trondheimsfjorden er satt til å ha en funksjon som genbru gjennom sin posisjon som et bindeledd mellom fjellområdene i Sør-Norge og fra Lierne og nordover. En eventuell uttynning av jerv i dette området er derfor vurdert til stor negativ konsekvens.

INON

Kopperaa er vurdert til å være et lett tilgjengelig område klassifisert som sone 1. Som en følge av at Kopperaa er et av få lett tilgjengelige sone 1 – områder i Meråker, vurderes vindkraftverket å få stor negativ konsekvens.

Tabell 14 Verdi, omfang og konsekvens for naturmangfold i planområdet

Gruppe	Art/Forekomst	Verdi	Virkningsomfang	Konsekvens
Naturtyper	Kalkrike områder i fjellet	Middels	Middels negativt	Middels negativ
Vegetasjon og flora	Grannsildre (NT)	Middels	Middels negativt ¹	Middels negativ ¹
	Gubbeskjegg <i>Alectoria sarmentosa</i> (NT)	Middels	Lite negativt	Liten negativ
	Svaiblygmose <i>Seligeria brevifolia</i>	Middels	Intet ²	Ubetydelig ²
Fugl	Jaktfalk (NT)	Middels	Lite-middels negativt	Liten-middels negativ
	Storlom (NT) ³	Middels-stor ³	Middels-stort negativt ³	Stor negativ ³
	Svartand (NT)	Middels	Middels negativt	Middels negativ
	Strandsnipe (NT)	Middels	Lite negativt	Liten negativ
	Fiskemåke (NT)	Middels	Lite-middels negativt	Liten-middels negativ
	Smålom ³	Middels ³	Middels-stort negativt ³	Middels negativ ³
	Kongeørn	Middels	Middels negativt	Middels negativ
	Fjellvåk	Liten-middels	Middels negativt	Liten-middels negativ
	Dvergfalk	Liten-middels	Lite-middels negativt	Liten negativ
	Tårnfalk	Liten-middels	Lite-middels negativt	Liten negativ
	Li- og fjellrype	Middels	Lite negativt	Liten negativ
	Storfugl	Liten - middels	Lite negativt	Liten negativ
	Trekk og rastende fugl	Liten - middels	Intet-lite negativt	Ubetydelig-liten negativ
Andre dyrearter	Fjellrev (CR)	Liten	Usikkert	Usikker
	Jerv (EN)	Stor	Middels-stort negativt ? ⁴⁾	Stor negativ ? ⁴⁾
	Øvrige pattedyr (elg)	Middels	Lite negativt	Liten negativ
INON	Sone 1 og sone 2	Stor	Middels-stort negativt	Stor negativ

¹⁾ Omfang og konsekvens vil være avhengig av detaljplanleggingen av internveier og turbinplasseringer

²⁾ Hvis ikke voksestedet blir direkte påvirket av tiltak eller endret vannføring i bekken der mosen vokser

³⁾ Det er noe usikkert om arten hekker i planområdet, men observasjon i hekketid indikerer dette. Da arten er påvist i planområdet blir det i det minste brukt som næringsområde

⁴⁾ Da det vurderes å være stor risiko for at jerven forlater området, vurderes virkningsomfanget å ligge i spennet middels – stor negativt: Dette er imidlertid en usikker vurdering, da det er lite kjent om jervens reaksjoner på vindkraftverk. Omfanget vil også avhenge av hvilken status planområdet har for jerven, dvs om det er en viktig del i jervens leveområde, noe som ikke er kjent.

Tabell 15 Verdi, omfang og konsekvens for naturmangfold langs nettrasé

Gruppe	Art/Forekomst	Verdi	Virkningsomfang	Konsekvens
Naturtyper, vegetasjon og flora	MIS-objekt ved Skavmoan	Middels	Stort negativt ¹	Middels-stor negativ ¹
	7 km ny trasé	Liten	Lite negativt	Ubetydelig-liten negativ
	Øvrige deler av traséen ²	Liten ²	Lite negativt ²	Ubetydelig-liten negativ ²
Fugl	Hønehauk (NT)	Stor	Lite-middels negativt	Liten-middels negativ
	Kongeørn	Liten-middels	Lite negativt	Liten negativ
	Fjellvåk	Liten-middels	Lite negativt	Liten negativ
	Smålom	Middels	Intet-lite negativt	Ubetydelig-liten negativ
	Andefugler	Middels	Lite-middels negativt	Liten-middels negativ
	Lirype	Liten-middels	Lite negativt	Liten negativ
	Orrfugl	Liten - middels	Middels negativt ³	Middels negativ ³
	Spettefugler, Brattåslia	Middels	Lite negativt	Liten negativ
	Spettefugler, øst for Berg	Middels	Intet-lite negativt	Ubetydelig-liten negativ
Andre dyrearter	Gaupe (VU)	Middels	Intet-lite negativt	Ubetydelig-liten negativ
	Oter (VU)	Middels	Intet-lite negativt	Ubetydelig-liten negativ
	Beiteområder/trekk ruter for elg, hjort og rådyr	Liten	Intet-lite negativt	Ubetydelig
	Øvrige dyr	Liten	Intet	Ubetydelig
INON	Sone 1 og sone 2	Liten	Intet	Ubetydelig

¹⁾ Hvis traséen dras utenfor MIS-området vil virkningene elimineres og konsekvensen bli ubetydelig

²⁾ Ikke undersøkt i felt, kun vurdert ut fra eksisterende data. Vurderingen er derfor usikker.

³⁾ Omfang og konsekvens kan reduseres ved å justere linjetraséen

6.5.4 Verneområder

Omtrent 1,5 km nord for planområdet ligger Koltjønndalen naturreservat, som omfatter ca. 56,5 km². Området vil ikke bli direkte berørt av vindkraftverket, bortsett fra visuelle virkninger.

6.5.5 Samlet belastning jfr. Naturmangfoldloven § 10

Det er planlagt flere vindkraftverk i både Nord- og Sør-Trøndelag. En omfattende utbygging vil kunne få betydelige virkninger på naturtyper som forekommer i den type områder der vindkraftverk blir lokalisert, for eksempel fjellområder.

Samlede virkninger fra vindkraftverk vil kunne være merkbare for sjeldne hekkefugler som er utsatt for negative effekter fra vindkraftverk, for eksempel store rovfugler, hubro og lommer. Arter i denne gruppen som vil kunne bli påvirket av Kopperaa vindkraftverk er først og fremst storlom, smålom, svartand og kongeørn.

6.6 Forurensning

6.6.1 Støy

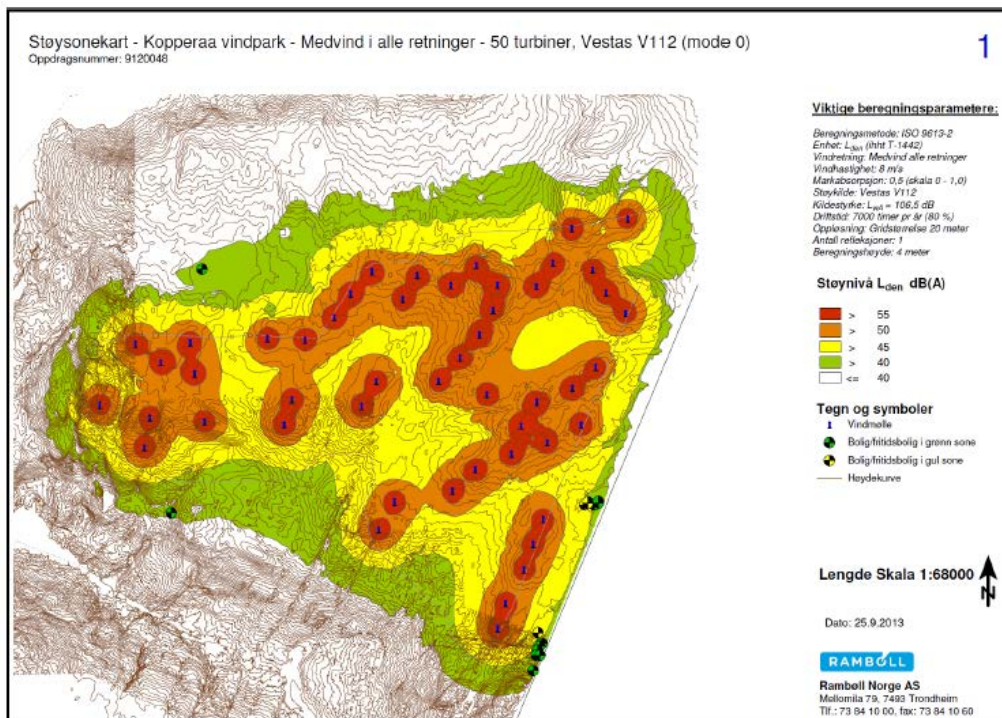
Støymessige konsekvenser er vurdert for bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk. Det er tatt utgangspunkt i "Retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging" (T-1442) (Miljøverndepartementet, 2005) og "Veileder til retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging" (TA-2115) (Klima- og forurensningsdirektoratet, 2001). Beregningene er basert på Nordisk beregningsmetode og gir et årsmidlet lydnivå (L_{den}) for en støymessig ugunstig situasjon.

Støysonekart med medvind i alle retninger, se Figur 16, legges til grunn ved vurdering av støykonsekvens. Det er ikke registrert boliger eller fritidsboliger i rød støysone. Det er 2 boliger eller fritidsboliger i gul støysone med nivåer mellom $L_{den} = 45-55$ dB.

Dersom støyfølsom bebyggelse befinner seg i gul eller rød støysone, bør det vurderes tiltak som begrenser omfanget av støykonsekvens og/eller kompensere tiltak som bedrer støyforholdene ved disse bygningene.

Videre undersøkelser har vist at de to registrerte byggene som ligger inne i midtre og nordlige deler planområdet er koier/jakthytter og ikke bolighus eller fritidsbolig.

Byggene som ifølge støysonekartet ligger innenfor gul sone i sør-østre del av planområdet er fritidsboliger. E.ON Wind vil i forbindelse med detaljprosjektering velge hvilke avbøtende tiltak som skal gjennomføres for å sikre akseptable støynivå for disse fritidsboligene. Eksempler på slike tiltak kan være justering av turbinplasseringer, å kjøre turbiner i støyreducerende modus ved spesielle vindretninger og lignende.



Figur 16 Støysonekart, Kopperaa vindkraftverk. Medvind i alle retninger.

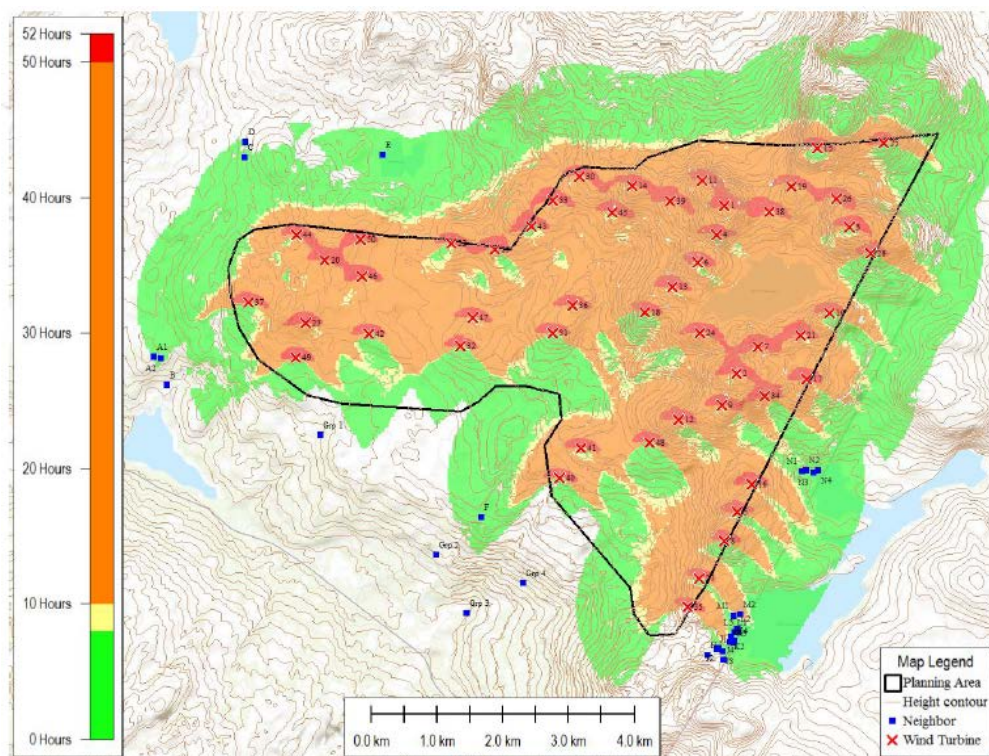
6.6.2 Skyggekast

Skyggekast oppstår når vindturbinene blir stående mellom solen og et mottakerpunkt og det dannes en skyggeeffekt av rotorbladenes bevegelse. Slike skygger kan spesielt være problematisk når de faller på lysåpninger som for eksempel vinduer.

Da det per dags dato ikke finnes retningslinjer/forskrift i Norge i forbindelse med skyggekast generert fra vindturbiner er det tatt utgangspunkt i grenseverdier fra Danmark og Sverige, som er henholdsvis 10 og 8 timer per år.

Skyggekastberegningene ble utført i programmet WindPRO. Beregningene er gjort både som "worst case"- og "real case"-scenario. "Worst case"-scenario, eller astronomisk maks skygge, er beregninger basert kun på solens posisjon i forhold til vindturbinene, hvor det antas at solen alltid skinner og turbinen alltid er i drift.

Resultatet fra skyggekastberegningene viser at 1 bygning vil bli utsatt for mer enn 10 timer skyggekast per år. Det er da tatt hensyn til terreng, men ikke skog eller trær. Orientering og størrelse på vinduer er heller ikke tatt med i beregningene. Figur 17 viser et real case skyggekastkart for Kopperaa vindkraftverk.



Figur 17 Skyggecast, real case, for Kopperaa vindkraftverk.

Refleksblink fra rotorbladene på turbinene forventes ikke å bli et problem da både turbiner og rotorbalder blir malt med matte farger slik at reflekser ikke skal oppstå.

6.6.3 Drikkevann

Det finnes ingen kommunale drikkevannskilder i planområdet, og planområdet kommer heller ikke i berøring med nedbørsfeltet til kommunale drikkevannskilder. Hyttene ved Skurdalssjøen henter drikkevann fra sjøen. Skurdalssjøen ligger i nedslagsfeltet til deler av planområdet. Det ligger to grunnvannsbrønner i Tevella hyttefelt, sør for planområdet. Disse ligger utenom nedbørsfeltet til Kopperaa vindkraftverk. Beredskapsprosedyrer for å forhindre avrenning av forurensning av drikkevann skal beskrives i miljø-, transport og anleggsplan (for anleggsfasen) og i miljøoppfølgingsplan (for driftsfasen).

6.6.4 Annen forurensning

Ulike former for forurensning av området som en følge av bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk er vurdert i konsekvensutredningen, og det er foreslått avbøtende tiltak for å på best mulig måte hindre at det oppstår situasjoner som medfører en eller annen form for forurensning. Risikoen for forurensning og utslipp er i størst grad knyttet opp til uhell og eventuelle ulykker, se Tabell 16. I kapittel 7 presenteres flere ulike tiltak som tiltakshaver ønsker å gjennomføre for å

minske risikoen for uhell, og for å sikre en god håndtering ved eventuelle uhell. Dette skal også ivaretas og presenteres i Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA)

Tabell 16 Hendelser som kan medføre risiko for utslipp i anleggs- og driftsfasen

Hendelse		Anleggs- maskiner	Tank-anlegg og transport	Turbiner og transformator- stasjoner	Sann-synlighet	Konsekvens	Risiko
Anleggsperiode	Overfylling av drivstoff, uhell ved påfylling	x	x		Liten-Middels	Middels	Middels*
	Velt av maskiner og utstyr	x	x		Middels	Liten	Liten*
	Velt med tankbil, drivstoff	x	x		Liten	Stor	Middels
	Kollisjoner og utforkjøringer	x	x		Liten	Middels	Liten*
	Generelle virkninger, partikkel-forurensning	x		x	Middels	Middels	Middels*
	Søl ved vedlikehold	x		x	Liten	Liten	Liten*
Driftsperiode	Brann og sabotasje	x	x	x	Liten	Stor	Liten
	Slangebrudd	x	x	x	Liten	Middels	Liten
	Komponent-havari				Liten	Liten	Liten*

*Her må det tas spesielle hensyn for å unngå hendelser innen nedbørsfeltet til drikkevannskildene

Nettilknytning

Ved bruk av stålmast antas selve tiltaket ikke å medføre noen form for utslipp til resipienter i driftsfasen. Ved bruk av impregnerte tremaster vil tiltaket kunne medføre svært lokale utslipp til jord eller vann. Per i dag antas det at eventuelle tremaster vil være impregnert med kreosot. Det aller meste av kreosotoljen svettes ut i løpet av de første 10 årene av mastenes levetid (Folkehelseinstituttet, 2011).

Kraftmaster kan bli plassert innenfor nedbørsfeltene for private drikkevannskilder. Tiltaket er vurdert til å medføre liten fare for forurensning da eventuell lekkasje av kreosot vil være begrenset til den umiddelbare nærheten av den enkelte mast. Man kan derfor ta hensyn til kjente verdier ved plassering av mastene. Når nettløsningen er avklart og de nøyaktige masteplasseringer er klare bør det allikevel gjøres en nærmere vurdering. Avbøtende tiltak vil vurderes ved eventuell konflikt med drikkevannskilder.

Ising og iskast

Ved spesielle værforhold kan det dannes is på vindturbinene. Is kan dannes fra skydråper, vanndråper eller våt snø. I henhold til NVE antas den dominerende årsaken til ising i Norge å være små skydråper som treffer en overflate med en temperatur under 0°C. Man har begrenset erfaring med ising i Norge, men det antas at ising vil være en utfordring med tanke på utvikle vindkraft i spesielt utsatte områder.

En må kunne påregne at det i løpet av vindparkens levetid vil forekomme perioder med isdannelse på turbinene og at dette vil kunne medføre redusert produksjon fra vindparken. Kjeller Vindteknikk har på oppdrag fra NVE laget iskart som gjelder hele landet. En stor del av planområdet på Kopperaa omfatter områder som i følge isingskartet fra Kjeller/NVE har mellom 501 og 1 000 timer ising per år. Videre er det i eksempelløsningen plassert turbiner i områder som har mer enn 1 000 timer ising per år. På bakgrunn av dette vurderes sannsynligheten for at ising skal forekomme i Kopperaa vindkraftverk som høy. Man må påregne at det jevnlig i løpet av vindparkens levetid vil forekomme perioder med isdannelse på turbinene, og at dette vil kunne medføre redusert produksjon fra vindparken. Under forhold som medfører ising vil sannsynligvis ferdelsen i området være lav. Kombinasjonen av nedbør, vind, kulde og tåke vil gjøre det lite attraktivt for friluftslivsutøvere å ferdes i området. Driftspersonell vil imidlertid kunne være tilstede i vindparken. Disse vil være kjent med risikoen for iskast, og vil kunne opptre slik at risikoen blir minst mulig.

Sannsynligheten for å bli truffet av iskast hvis man befinner seg i området vil imidlertid være liten. Videre vil de værforholdene i perioder med ising gjøre at ferdelsen i området i forbindelse med friluftsliv sannsynligvis vil være svært begrenset. Det må imidlertid antas at det kan være forbundet med fare å oppholde seg under turbiner i perioder med stor grad av ising. Dette er et fenomen som også er kjent fra andre installasjoner og bygninger. I slike perioder anbefales det at det varsles med fareskilt.

E.ON Wind følger turbinleverandørenes arbeid med utvikling av avisingsystem nøye og har som målsetning at alle nye turbiner i områder med fare for ising, skal utrustes med tilgjengelig teknologi som reduserer risikoen for isdannelse og iskast. Dette kan være i form av varmeslynger i rotorblad (for varmluft eller elektrisitet) eller i form av forebyggende belegg på rotorbladene. Slikt utstyr vil innebære en økt investeringskostnad og økte driftskostnader for prosjektet. Disse kostnadene vil imidlertid tjenes inn ved at avisingsutstyret vil forebygge driftsstans og redusert produksjon. Tiltak mot ising og iskast har høy prioritet for E.ON Wind. Det er også i E.ON Winds økonomiske interesse å unngå redusert produksjon som følge av ising. Se Tabell 3 og vind- og produksjonsanalysene gjennomført av Kjeller vindteknikk, der beregninger viser at et avisingsystem vil øke produksjonen med ca 8 %.

6.7 Nærings- og samfunnsinteresser

6.7.1 Verdiskaping

En vindpark gir aktivitet, sysselsetting og skatteinntekter, både i en anleggsfase og en driftsfase. I en anleggsfase vil et vindkraftverk gi et betydelig antall årsverk, med regional/lokal så vel som nasjonal effekt (200-300 nasjonalt og 50-100 lokalt). I tillegg vil et vindkraftverk medføre behov for lokale og regionale leveranser av varer og tjenester i både anleggsfase og driftsfase. Trøndelag har de siste årene satset på utvikling av industrien rundt vindkraftteknologien, med et mål om å øke andelen av den nasjonale verdiskapingen rundt en vindkraftetablering.

I tillegg til de skatteinntektene som medfølger sysselsettingseffekten, vil det også bli innført eiendomsskatt på verker og bruk. Dette er med på å kunne skape betydelige inntekter til kommunen. Man opererer med en maksrate på 7 promille av taksten på anlegget. Meråker har innført eiendomsskatt på verker og bruk. De totale investeringskostnadene for vindkraftverket anslås til drøye 1,8 mrd NOK, og utgjør anslagsvis 12 millioner NOK per MW installert effekt. En investering i størrelsesorden 1,8 mrd NOK gir grunnlag for en eiendomsskatt på anslagsvis 8,8 mill NOK per år til Meråker kommune.

En full utbygging av Kopperaa vindkraftverk vil kreve en investering på ca. 1,8 mrd NOK. Av disse vil ca. 70-75 % av totalsummen gå til innkjøp av turbinene som er en utenlandsk investering. Den norske andelen av investeringen vil derfor ligge på ca. 25 % av totalinvesteringen. Anleggsperioden for Kopperaa er antatt å vare i ca. 2 år, og vil være en viktig periode for det lokale og regionale næringslivet med tanke på leveranser av produkter og tjenester. Antall sysselsatte i anleggsperioden anslås til ca. 250 personer. Det er ønskelig å bruke lokale entreprenører for å generere mest mulig verdiskaping lokalt. For å få til dette ser utbygger for seg å gjennomføre leverandørkonferanser lokalt slik at næringslivet får god informasjon om mulige oppdrag. Erfaringer fra andre vindkraftverk viser at det nasjonale næringslivet får kontrakter for ca. 25-30 % av investeringskostnaden. Andelen av dette som tilfaller regionalt eller lokalt næringsliv er avhengig av hvor de store entreprenørene holder til, og om det er lokale/regionale aktører som eigner seg for slike oppdrag.

Graden av verdiskaping avhenger i stor grad av lokalsamfunnets og regionens evne til å levere etterspurte varer og tjenester. Meråker og omkringliggende områder har flere aktører som vil kunne levere tjenester ved en eventuell utbygging. Erfaringer sier at et godt forberedt næringsliv vil kunne sikre seg større andeler av investeringene gjennom samarbeid. Det pågår en dialog mellom E.ON Wind og opp mot Meråker kommune og det lokale og det regionale næringslivet. Det er ønskelig å videreføre denne dialogen for å på den måten forberede næringslivet på hvilke utfordringer som vil komme og hva som vil bli etterspurt. På den måten vil lokalt og regional næringsliv være konkurransedyktig i en tilbudsfasen.

Driften av vindkraftverket baserer seg på automatisk styring av hver enkelt turbin. Ved feil sendes feilmelding til driftssentral som så avgjør hva som skal utføres. Driftssentralen vil ha daglig kontakt med eget og innleid servicepersonell som har daglig ettersyn og periodisk vedlikehold. E.ON Wind anslår behov for 6-8 ansatte lokalt.

I tillegg kommer økt lokal omsetning som følge av leveranser til kraftverket og i servicenæringen for transport, overnattinger, bevertning osv.

6.7.2 Reiseliv og turisme

Deler av reiselivsnæringen har gitt uttrykk for en skepsis i forhold til en storstilt vindkraftutbygging i Norge spesielt langs norskekysten og/eller i områder med store reiselivsverdier. Forskningsgrunnlaget på området er vag i sine konklusjoner og antydninger når det gjelder vindkraftens faktiske og potensielle innvirkning på næringen. Undersøkelser gjort i forbindelse med norske vindkraftparker i drift har imidlertid vist at tilstrømningen av turister til området ikke har avtatt i perioden etter en etablering (Vestlandsforskning). De langsiktige konsekvensene knytter det seg mer usikkerhet til.

Meråker kommunes areal består i stor grad av fjellområder, vidder og skog. Det er derfor også naturlig at deler av reiselivsnæringen i kommunen har basert seg på disse verdiene. Blant annet har Meraakerfjell ridesenter og Norway Husky Adventure organiserte turer og arrangementer i områder som vil kunne bli direkte berørt, og hvor opplevelsesverdien kan endre karakter. Det finnes også flere overnattingssteder i influensområdet, Meråker Smelteverk, Teveltunet Fjelltue og hytter eid av Meråker Brug.

Samlet konsekvens for reiselivet er vurdert til middels negativt.

6.7.3 Landbruk

Deler av det omsøkte planområdet brukes i dag til sauebeite. Ifølge Meråker kommune brukes imidlertid områdene øst for Kopperaa i liten grad til beite grunnet rovdyr. Det vil ikke bli aktuelt med inngjerding av vindparken i en driftsfase, området vil slik ikke være til hinder for fremtidig bruk som beiteområde. Det vil måtte påregnes restriksjoner på bruk og ferdsel i anleggsfase.

Planområdet berører ikke produktiv skog, mens det er noe skogsdrift i områdene rundt selve planområdet. Her vil nye veier inn i området kunne anses som positivt for fremtidig uttak av virke. For nettløsningen mot Eidum transformatorstasjon berøres skog av høg bonitet, i størrelsesorden 200 daa.

Samlet vurdering av vindkraftverket, adkomstveier og nettraséer er vurdert til å få ubetydelig konsekvens for landbruket.

6.8 Reindrift

Kopperaa vindkraftverk berører Færen reinbeitedistrikt. Færen reinbeitedistrikt består i dag av 4 siidaandeler (en siidaandel er en familiegruppe eller en enkeltperson som hører til en siida og som driver reindrift under ledelse av en person eller av ektefelle eller samboere i fellesskap). Færen reinbeitedistrikt er et helårsreinbeitedistrikt, og ligger i områdene mellom E6 i vest, Verdal-Stiklestad-Helgaa i nord, riksgrensen mot Sverige i øst og E14 i sør, se kart Figur 18. Svart

strek på kartet viser grensene mellom reinbeitedistriktene. I kartet er området for var Kopperaa vindkraftverk ligget markert med en svart pil.



Figur 18 Færen reinbeitedistrikt.

Områdene som utgjør planområdet til Kopperaa vindkraftverk berører sentrale beiteområder for både sommerbeite, høst/vinterbeite, og vinterbeite for Færen reinbeitedistrikt. I tillegg ligger oppsamlingsområde med flyttlei og trekkelei i planområdet og i nærhet til planområdet. Sommerbeite utgjør et viktig område hvor reinen trekker til etter kalvingsperioden for å få ro, knytte bånd til kalvene og få dekket behovet for beite. Ofte ligger disse områdene i høyden da de i tillegg bidrar til avkjøling og et avbrekk fra insektsplager. Om høsten brukes området ved Kopperaa som paringsområde, og er vurdert til å ha stor verdi. I november/desember samles reinen i gjerdeanlegg ved Veltet for slakting. Dette området ligger vest for planområdet. Etter slakting føres reinen normalt vestover mot vinterbeite som ligger mot Levanger i vest. Hvor de beste beiteområdene befinner seg avhenger i stor grad av is- og snøforhold, og vil derfor endre seg fra år til år og fra sesong til sesong. Planområdet brukes i dag som senvinterbeite, intensivt brukte områder som ofte er sikre mot store snømengder og nedising. Reinbeitedistriktet angir vinterbeiteområdene som den begrensende faktoren for beitekapasiteten og det øvre reintallet.

På motsatt side av riksgrensen har Kall sameby reinbeiteområde. Allerede i dag er det et problem at rein fra hver side av riksgrensa løper over grensa og blander seg med rein tilhørende det andre reinbeitedistriktet. Det ble i 1995 bygget et grensegjerdet mot Sverige på strekningen Teveldalen – Slåggåvika. Gjerde ble bygd som kompensasjon for vannkraftutbygging i Meråker. Gjerdet er bekostet av utbygger (Nord-Trøndelag E-verk). Færen overtok eierskap og vedlikeholdsansvar etter at gjerdet var bygd og godkjent. Reinbeitedistriktet har ikke hatt ressurser til å

vedlikeholde hele gjerdet, og gjerdet fungerer dermed ikke etter hensikten som var å hindre at rein løper over riksgrensen.

Omfanget av etablering av et vindkraftverk på Kopperaa og konsekvensene for reindriften vil avhenge av flere faktorer som utforming av vindkraftverket i forhold til omkringliggende landskap, reinens forflytninger i terrenget, variasjoner i værforhold. Enkelte forskningsrapporter viser til at reinen har en stor evne til å tilpasse seg tekniske installasjoner (Eftestøl & Colman, 2009). Det knytter seg imidlertid usikkerhet i forhold til reinens tamhetsgrad og evne til tilpasning. Det er derimot forventet at reinen over tid vil tilvenne seg et vindkraftverk og gjenoppta bruken som før.

Anleggsfasen

Store deler av anleggsarbeidet til vindkraftverket vil foregå i tidsrommet forsommer-høst. Dette er tider på året hvor reinen bruker området som beiteland i vår- og forsommerperioden og hvor samlene er vare for forstyrrelser. Videre er planområdet et viktig paringsland på høsten. Dersom anleggsarbeidet legges til forsommer-høst anses konsekvensene for å være stor negativ for reindriften.

Konsekvensene for bygging av nettilknytningen følger konsekvensgraden til vindkraftverket da nettraséene stort sett ligger i samme type områder som selve vindkraftverket.

Driftsfase

I en driftsfase vil det være de tekniske installasjonene og spesielt menneskelig ferdsel som påvirker reinen. Reindriften frykter at et vindkraftverk vil føre til at reinen ikke lenger vil bruke området som beite eller som viktige trekk- og flyttleier. Dette vil igjen føre til ekstraarbeid med oppsamling og flytting av reinen mellom beiteområder. Konsekvensene er vurdert til stor negativ.

Alternativ 1 for nettilknytning mot Stjørdal går langs den sørlige grensen av reinbeitedistriktet og skal erstatte eksisterende kraftledning. Dette vil føre til minimale tap av arealer for reindriften og konsekvensene vurderes til middel/liten negativ.

Alternativ 2 for nettilknytning mot Sverige går gjennom et viktig sommer- og høstbeiteområde og trassen berører også et oppsamlingsområde. Konsekvensene vurderes til stor negativ.

6.8.1 Tradisjonell utmarksbruk

Det finnes flere spor etter tidligere reindriften i og rundt utredningsområdet for Kopperaa vindkraftverk. Blant annet finner en rester etter gammel vest for Skurdalsjøen, like utenfor utredningsområdet og mellom Fjergen og Hallsjøen. Det har i tidligere tider foregått melking av reinsimle i et område vest for Grønbergdammen som ligger sør for utredningsområdet. I og rundt utredningsområdet finner en stedsnavn med samisk betydning og det er flere hellige steder for reindriftsutøverne (fjelltopper, steiner etc.).

6.9 Luftfart og kommunikasjonssystemer

Avinor, Norsk luftambulans, Norsk lufttransport og Forsvaret har alle meldt fra om at så lenge vindkraftverket merkes etter forskrift om luftfartshindre, vil det ikke være større konflikter med Kopperaa vindkraftverk.

Tiltaket vil mest sannsynlig ikke gi noen negative effekter for TV-signaler i området. Hvis TV-signaler blir berørt vil det kunne bli aktuelt med ekstrasendere. E.ON Wind vil holde kontakt med Norkring AS i den videre planleggingen.

Tiltaket er også vurdert til å få ubetydelig effekt for radionavigasjon, radiokommunikasjon og radar.

6.10 Konsekvenser oppsummert

Tabell 17 Sammenstilling konsekvenser for ulike fagtema

Fagtema	Vindkraftverket Konsekvens	Nettalternativ 1 Konsekvens	Nettalternativ 2 Konsekvens
Landskap	Middels – stor negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Middels – liten negativ konsekvens
Kulturminner og kulturmiljø	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig
Friluftsliv og ferdse	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens
Naturmangfold ¹²⁾			
• Naturtyper	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig
• Vegetasjon og flora	Liten – middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens
• Fugl	Middels negativ konsekvens	Liten – middels negativ konsekvens	Ubetydelig
• Andre dyrearter	Middels negativ konsekvens	Ubetydelig til liten negativ konsekvens	Ubetydelig
• INON	Stor negativ konsekvens	Ubetydelig	Ubetydelig
Annen forurensing ¹³⁾	Liten/ubetydelig konsekvens	Ubetydelig	Ubetydelig
Verdiskapning	Liten/middels positiv	Ubetydelig	Ubetydelig
Reiseliv	Middels negativ	Ubetydelig	Liten negativ konsekvens
Landbruk	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
Reindrift	Stor negativ konsekvens	Middels - liten negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens
Luftfart og kommunikasjon	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig

¹²⁾ Konsekvensene i tabellen er en sammenstilling for fugl, andre dyrearter, vegetasjon og flora spenner konsekvensgraden fra ubetydelig til stor negativ konsekvens. Det vises til komplett tabell i naturmangfoldrapport kap. 9 og Tab 14 i denne søknaden.

¹³⁾ Etter avbøtende tiltak

7. Miljøoppfølging og avbøtende tiltak

7.1 Miljøoppfølging i anleggsfasen

En eventuell anleggskonsesjon vil stille krav til utarbeidelse av en miljø-, anleggs- og transportplan eller tilsvarende. En slik plan skal sikre gode rutiner med tanke på ytre miljø, herunder ivaretagelse av avbøtende tiltak for anleggsfasen. Det vil i denne sammenhengen utarbeides et anleggskart som angir viktige verdier i området, og det bli etablert markeringsgrenser generelt, og spesielt for verdifulle områder. Et anleggskart vil være dynamisk og vil bli oppdatert under anleggsfasen ved funn av verdier som ikke tidligere er dokumentert.

Planen skal blant annet angi tiltak for restaurering av områder som blir utsatt for midlertidige inngrep i anleggsfasen. Dette omfatter blant annet at vegskuldre og midlertidige riggområder blir tildekket med masser og tilsådd med frø av stedege arter.

Tiltakets omfang tilsier at man har plikt til å utarbeide en egen avfallsplan.

7.2 Miljøoppfølging i driftsfasen

Det vil bli utarbeidet en plan eller et program for oppfølging av viktige miljøtema i driftsfasen. Et miljøoppfølgingsprogram (MOP) for et stort utbyggingstiltak vil typisk omfatte etterundersøkelser eller overvåkning knyttet til forhold som nærliggende drikkevannskilder, hekkeområder eller bestandsutvikling for sårbare arter. Programmet skal blant annet sikre at man avdekker eventuell negativ utvikling på et tidlig stadium slik at avbøtende tiltak eller ytterligere undersøkelser kan iverksettes. Videre vil slik oppfølging sikre økt kunnskap om konsekvensene av tiltaket, noe som vil komme til nytte i tilsvarende planprosesser.

Miljøoppfølging kan således omfatte såkalte etterundersøkelser. Disse kan være nokså omfattende der myndigheter eller tiltakshaver ser behov for dette. Det foreligger en del kunnskap fra miljøoppfølging i etablerte norske vindkraftanlegg. Eksempelvis foreligger det etterundersøkelser av havørn på Smøla, hjort på Hitra og reindrift i Kjøllefjord.

7.3 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak presentert nedenfor er hentet fra vedlagte fagrapporter. E.ON Wind presenterer her de avbøtende tiltakene som er vurdert som de mest aktuelle i forhold til hva som er reelt å gjennomføre prosjektøkonomisk og i forhold til andre miljøhensyn.

7.3.1 Anleggsfase

Landskap

Plassering av veier vil optimaliseres gjennom detaljplanleggingen. Man vil søke å oppnå slake vinkler på skråninger og fyllinger, samt revegetere skråninger og

fyllinger med stedegeen flora. Det bør unngås drenering av vann og myrer der dette er mulig. Kryssing av Kjerringåa og Fonnrya vil skje så skånsomt som mulig.

Kulturminner

Det skal meldes fra til kulturminnemyndigheten hvis man støter på ukjente kulturminner under anleggsarbeidet. Internveier og turbinplasseringer vil tilpasses for å unngå direkte konflikt med kjente kulturminner.

Naturmangfold

Tiltakshaver vil søke å begrense helikopterflyving i hekkeperiode. Det vil utarbeides flygeplan for å lette tilpasningen til helikoptertrafikken. Det vil monteres bom ved adkomstvegen for å forhindre unødig ferdsel i planområdet under anleggstiden. Terrenginngrep vil tilpasses slik at man unngår konflikt med funn av grannsildre og svaiblygmose. For å sikre evt ynglested for jerv, omtalt og vurdert i naturmangfoldrapporten, kan det være aktuelt å etablere en buffersone rundt hiet for å minimere forstyrrelser.

Landbruk

E.ON Wind vil holde tett dialog med berørte grunneiere under anleggsfasen.

Avfall og forurensning

Det vil utarbeides en avfallsplan i henhold til forskrift om gjenvinning og behandling av avfall. Påfylling av drivstoff eller vedlikehold av maskiner bør ikke foretas i nedbørsfeltet til drikkevannskildene. Det velges utstyr for utkjøring av drivstoff som er sikret mot støt og velt, og det vil etableres rutiner som reduserer sannsynlighet for at hendelse kan oppstå. Miljø-, transport- og anleggsplanen vil sikre standard på teknisk utstyr og driftsrutiner i anleggsperioden. Ved etablering av veg/vegfylling i områdene tilknyttet nedslagsfelt for berørte drikkevannskilder må det gjennomføres spesielle tiltak for å unngå avrenning. Sedimentasjonsbasseng kan være aktuelt i tilknytning til bekkedrag. Bassenget vil i tillegg til å fange opp sedimenter, fungere som fordrøyningsbasseng. Eventuelle utslipp vil da kunne bli oppdaget og stanset på et tidlig tidspunkt.

7.3.2 Driftsfase

Friluftsliv og ferdsel

Det vil etableres bom ved adkomstveien i anleggsfasen. For å minimere motorisert ferdsel i planområdet også i driftsfasen, ønsker E.ON Wind at adkomstveien fortsatt skal være avstengt med bom. Det vil settes opp informasjonsskilt om farene ved ising ved adkomsten til planområdet.

Landbruk

E.ON Wind søker å holde god kontakt med grunneiere gjennom driftsfasen.

Avfall og forurensning

Det vil settes strenge krav til driftsutstyr for forhindre utslipp og uhell. Det vil utarbeides klare arbeidsrutiner for de som jobber i planområdet, og det vil utføres jevnlig vedlikehold. Det vil etableres tett dekke og oljeskiller ved transformator. En

avfallsplan for alle typer avfall skal foreligge, hvor regler og føringer for avfallshåndtering står forklart.

Støy

E.ON Wind vil iverksette nødvendige tiltak for de 2 østre fritidsboligene som ligger i gul sone hvis støy fra vindkraftverket skulle vise seg å gi vesentlig ulempe.

Skyggekast

E.ON Wind vil iverksette nødvendige tiltak for den ene fritidsboligen som vil bli utsatt for mer enn 10 timer med skyggekast per år.

Reindrift

La reinbeitedistriktet få fri tilgang til internveier i forbindelse med tilsyn og gjeting av reinen. Det er også viktig å ta hensyn til reindriften ved plassering av vindturbiner og adkomstveier. Færen reinbeitedistrikt bør få mulighet til å uttale seg til endelig plassering av veger og vindturbiner.

Ising og iskast

E.ON Wind ønsker så langt det er teknisk og økonomisk gjennomførbart å installere avisingsystem for de turbinene som er antatt å bli mest berørt av ising.

Luftfart

Turbinene skal registreres som luftfartshindre hos luftfartsmyndigheten i henhold til gjeldende forskrift. En del av turbinene skal også lysmerkes i henhold til bestemmelser.

8. Berørte eiendommer

Kopperaa vindkraftverk vil kun berøre en grunneier, Meråker Brug. E.ON Wind har god dialog med grunneieren.

Korridoren for 132 kV nettilknytning mellom Kopperaa vindkraftverk og Eidum, Nettdokument 1 vil berøre en rekke grunneiendommer. For nettdokument 2, mellom Kopperaa vindkraftverk og riksgrensen, vil et fåtall grunneiendommer bli berørt. Det er blitt gjennomført et informasjonsmøte der alle grunneiere som blir berørt av begge nettdokumentene var invitert. Alle grunneiendommer som blir berørt av nettdokument 1 og nettdokument 2 er gjengitt i Vedlegg 6.

9. Referanser

- 1947 Vestavind Kraft AS v/Multiconsult. (u.d.). *Hennøy Vindkraftverk*. Jøsok, rettighetshaver av bildet.
- Artsbanken. (2010). *Nord rødliste for arter*. Artsbanken.
- Direktoratet for naturforvaltning. (2000). *Håndbok 11 - Viltkartlegging*. DN.
- Direktoratet for naturforvaltning. (2004). *Håndbok 25 - Kartlegging og verdsetting av friluftslivsområder*. DN.
- Direktoratet for naturforvaltning. (2007). *Håndbok 13 - Kartlegging av naturtyper - verdsetting av biologisk mangfold*. DN.
- ECON Pöyry. (2008). *Utredning av kostnader for økt krafttilgang i Midt-Norge*.
- Folkehelseinstituttet. (2011). *B.7.10 Treimpregneringsmiddel*. Hentet november 05, 2012 fra <http://www.fhi.no>
- Fremstad, E., & Moen, A. (2001). *Truede vegetasjonstyper Norge*. NTNU.
- Frydendal, J. (2006). *Life cycle assessment of offshore and onshore wited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines*. FORCE Technology, Sustainability Management.
- Kjeller Vindteknikk. (2012). *Geitfjellet, Snillfjord, Sør-Trøndelag. Konsekvenser av atmosfærisk ising på produksjon og ferdsel*. Konsekvensutredning.
- Klima- og forurensningsdirektoratet. (2001). *Veileder til retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging (TA-2115)*.
- Lovdata. (1959). Oreigningslova. 23.10.1959 nr. 3.
- Lovdata. (1978). Lov om kulturminner. 19. juni 2009 nr. 100.
- Lovdata. (2009). Naturmangfoldloven. 19. juni 2009 nr. 100.
- Lovdata. (2009). plan - og bygningsloven. 27.06.2008 nr. 71.
- Lovdata. (u.d.). Forskrift om merking av luftfartshinder (BSL E 2-2). 14.04.2003 nr. 514.
- Lovdata. (u.d.). Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m.(energiloven). 29.06.1990, nr 50. Hentet fra Lovdata: <http://www.lovdata.no/all/nl-19900629-050.html>
- Meråker kommune. (2013, juli 5). Personlig meddelse, Bård Øyvind Solberg.
- Meråker kommune. (u.d.). *Meråker kommune*. Hentet fra <https://www.meraker.kommune.no/Sider/default.aspx>
- Miljøverndepartementet. (2005). Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442). Miljøverndepartementet.
- Miljøverndepartementet. (2012). *Meld. St. 21 (2011-2012) Melding stortinger - Norsk klimapolitikk*.
- Morgan, C., Bossanyi, E., & Seifert, M. H. (1998). *Assessment of Safety Risks Arising from Wind Turbine Icing*. Garrad Hassan and Partners Ltd, The Coach House, Folleigh Lane, Long Ashton, Bristol BS18 9JB.
- Nord-Trøndelag fylkeskommune. (2010). *Klima- og energiplan for Nord-Trøndelag*.
- Nord-Trøndelag Fylkeskommune. (2012). Regional plan for arealbruk, Nord-Trøndelag, Høringsutkast 2012.
- Norges offentlige utredninger (NOU). (2012). *Energiutredninger - verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*.
- NVE. (u.d.). *Norges Vassdrag - og Energidirektorat*. Hentet fra <http://www.nve.no>
- NVE. (u.d.). *Norges vassdrags- og energidirektorat, isingkart*. Hentet november 16, 2012 fra <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vindkraft/>

Rambøll. (2013). *Fagrapport nettilknytning*.
Statens Vegvesen. (2006). *Håndbok 140 - Konsekvensanalyser*. (L. Hjermsstad, Red.) Statens Vegvesen.
Statistisk sentralbyrå. (u.d.). *ssb.no*.
Statnett. (u.d.). *Statnett*. Hentet november 16, 2012 fra
<http://www.statnett.no/no/Miljo-og-samfunnsansvar/Naturvern-og-inngrep/Forurensning/Kreosot/>

10. Vedlegg

Vedlegg 1 Utredningsprogram datert 26. juni 2013

Vedlegg 2 Kart lokalisering

Vedlegg 3 Situasjonsskart

Vedlegg 4 Synlighetskart

Vedlegg 5 Kart nettalternativer

Vedlegg 6 Berørte eiendommer nett

Vedlegg 7 Støysonekart

Vedlegg 8 Transportstudie

Vedlegg 9 Kjeller vindteknikk, vindforhold

Vedlegg 10 Nettilknytningsrapport

Vedlegg 11 Visualiseringer

Vedlegg unntatt offentlighet

Kart og utfyllende informasjon om og funn av rødlistede arter og rovfugl innenfor og rundt planområdet til Kopperå vindkraftverk.