
**STORHEIA
VINDKRAFTVERK**
ÅFJORD KOMMUNE
BJUGN KOMMUNE

Tilleggsutredninger

August 2009



Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Pb 5091 Majorstua
0301 Oslo

POSTADRESSE
Statkraft AS
Postboks 200 Lilleaker
0216 Oslo

BESØKSADRESSE
Lilleakerveien 6
0283 Oslo

SENTRALBORD
24 06 70 00

TELEFAKS:
24 06 70 01

INTERNETT
www.statkraft.no

E-POST:
post@statkraft.com

ORG. NR.: NO-987 059 699

DERES REF./DATO:
200700502-ke/lhb

VÅR REF.:

STED/DATO:
Oslo, 12.08.2009

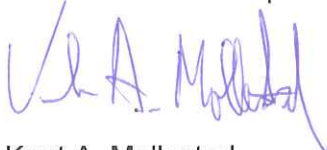
TILLEGGSUTREDNINGER FOR STORHEIA VINDKRAFTVERK OG TILHØRENDE NETTILKNYTNING

Vi viser til brev av 18. mai d.å. hvor NVE ber om tilleggsutredninger for Storheia vindkraftverk med tilhørende nettilknytning.

I utarbeidelsen av utredningene har vi benyttet de samme fagutrederne som ble benyttet i konsekvensutredningen av prosjektet fra mars 2008. I vurderinger av vei- og transportfaglige spørsmål har Rambøll AS vært brukt som rådgiver, mens Norconsult AS har vært benyttet som rådgiver i nettfaglige spørsmål.

Vedlagt oversendes de etterspurte tilleggsutredningene.

Med vennlig hilsen
For Statkraft Development AS



Knut A. Mollestad

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	OM TILLEGGSUTREDNINGENE.....	5
2	SAMLEDE VIRKNINGER FOR REINDRIFTEN	5
3	VIRKNINGER FOR HILDREMSVATNET NATURRESERVAT	5
4	JUSTERT TRASELØSNING FOR NETTILKNYTNING	5
4.1	Vurderte trasejusteringer	5
4.2	Trasebeskrivelser	6
4.3	Vurdering av alternativene	7
4.4	Statkrafts vurdering av trasejusteringene	9
5	TRANSPORT AV VINDTURBINER.....	10
5.1	Vurderte kaier og veier for transport.....	10
5.2	Vurderinger av tunnel ved Mørre kraftverk	12
5.3	Vurderinger av Mælan bru.....	13
6	GROVLIVATNET DRIKKEVANNSKILDE	13
7	UTBYGGINGSKOSTNADER	14
7.1	Etablering av vindturbinene plassert øst for Svarttjørna og øst for Granskardvatnet.....	14
7.2	Behov for- og kostnader knyttet til veg mellom turbinene øst og vest for Trolldalen	15
8	ISING	15

Figur 4.1	Oversiktskart som viser vurderte traseer for nettilknytning	6
Figur 5.1	Oversiktskart over vurderte kaier og veier	10
Figur 5.2	Tunnel og den gamle veien ved Mørre kraftverk	12
Figur 5.3	Mælan bru i Åfjord sentrum	13

Vedlegg 1	Tilleggskrav for Storheia vindkraftverk
Vedlegg 2	Samlede virkninger for reindriften
Vedlegg 3	Virkninger for Hildremvatnet naturreservat
Vedlegg 4	Kart over justert traseløsning for nettilknytning
Vedlegg 5	Justert traseløsning for nettilknytning – Notat landskap
Vedlegg 6	Justert traseløsning for nettilknytning – Notat naturmiljø
Vedlegg 7	Grovlivatnet drikkevannskilde
Vedlegg 8	Ising

1 Om tilleggsutredningene

Konsesjonssøknad for Storheia vindkraftverk og forslag til reguleringsplan ble sendt til NVE i mars 2008. Søknaden ble sendt på offentlig høring med høringsfrist 27. juni 2008, og det ble avholdt offentlige høringsmøter i uke 17 2008. Basert på høringsinnspill til søknaden og konsekvensutredningene, ber NVE i brev av 18. mai 2009 (Vedlegg 1) om at det gjennomføres tilleggsutredninger for prosjektet.

2 Samlede virkninger for reindriften

Det er stilt krav om at det utføres en oppdatert vurdering av de samlede virkninger for reindriften på Fosen. NVEs prioritering av vindkraftprosjektene på Fosen (i brev av 20.02.2009) skal legges til grunn. Utredningen skal samordnes med de respektive tiltakshaverne. Tilleggsutredningen for reindrift er vedlagt i sin helhet i Vedlegg 2.

3 Virkninger for Hildremsvatnet naturreservat

Det er stilt krav om å utrede eventuelle virkninger som Storheia vindkraftverk vil kunne få for Hildremsvatnet naturreservat. Tilleggsutredningen er vedlagt i sin helhet i Vedlegg 3.

4 Justert traseløsning for nettilknytning

Konsesjonssøkt nettilknytning frem til en planlagt sentralnettsstasjon er beskrevet og omhandlet i konsesjonssøknad for Storheia vindkraftverk med tilhørende konsekvensutredninger. Statnett har i ettertid utarbeidet en mer detaljert plan for utforming av planlagte Storheia sentralnettstasjon.

Statkraft har mottatt krav om tilleggsutredninger for Storheia vindkraftverk fra NVE. Følgende krav omhandler traséjusteringer av konsesjonssøkt nettilknytning av vindkraftverket:

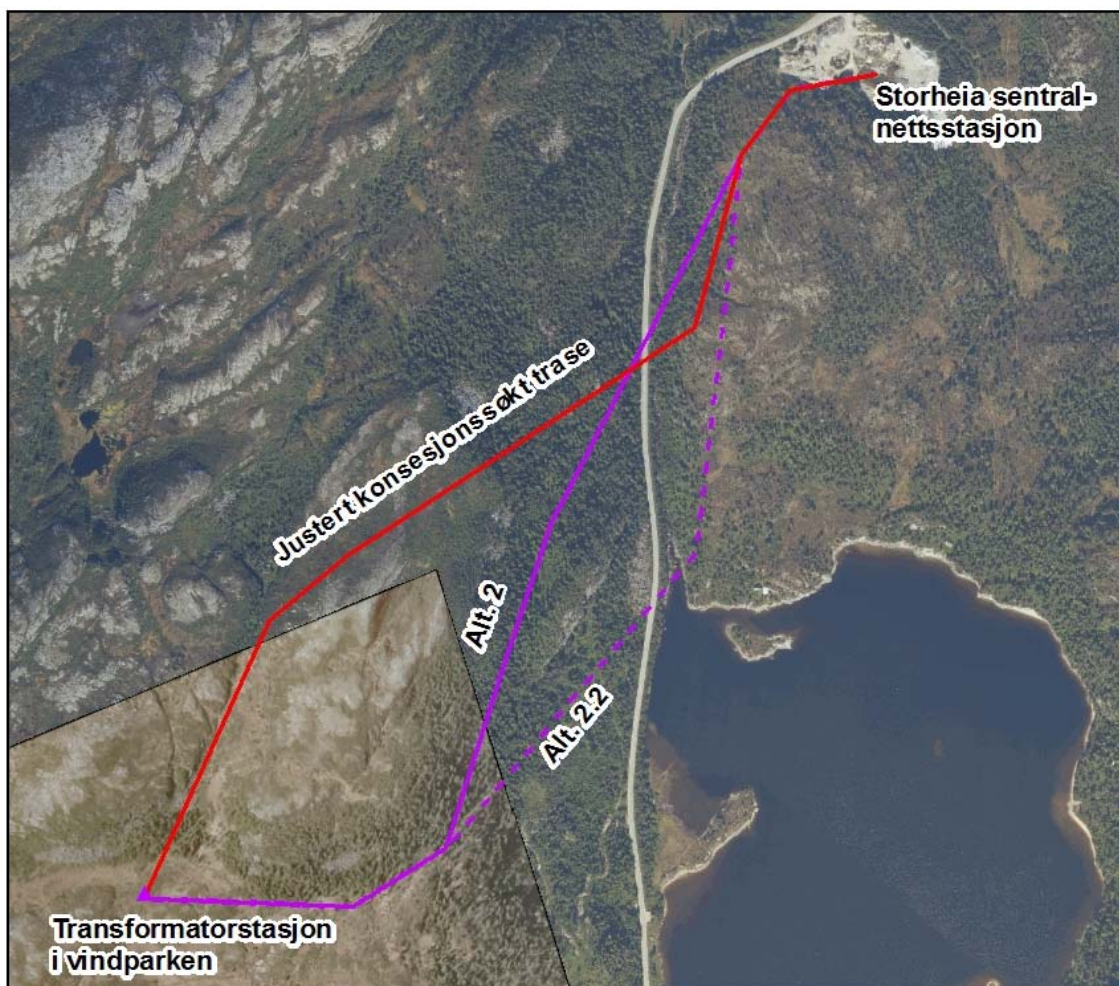
"Det skal legges frem en justert traséløsning for nettilknytningen av Storheia vindkraftverk ved innføring til den planlagte Storheia sentralnettstransformatorstasjon. Kraftledningstraséen skal legges i en mer sørlig/østlig trase mellom de planlagte transformatorstasjonene."

4.1 Vurderte trasejusteringer

Det er under vurdert to justerte traseløsninger for nettilknytning i en mer sørlig/østlig trase, samt en justert trase for opprinnelig konsesjonssøkt løsning som er tilpasset Statnetts oppdaterte planer for plassering av Storheia sentralnettstasjon:

- Justert konsesjonssøkt trase - Alternativ 1
- Trasejustering - Alternativ 2
- Trasejustering - Alternativ 2.2

Traseene er vist i Figur 4.1 og Vedlegg 4.



Figur 4.1 Oversiktskart som viser vurderte traseer for nettilknytning

4.2 Trasebeskrivelser

4.2.1 Justert konsesjonssøkt trase – Alternativ 1

Justert konsesjonssøkt trase har en total lengde på ca 1,5 km. Traseen for justert konsesjonssøkt 132kV-ledning går nordover ca 300 meter fra transformatorstasjonen i Storheia vindkraftverk, før den vinkler mot nordøst og krysser riksveien i 45 graders vinkel. På strekningen fra transformatorstasjonen i vindkraftverket til østsiden av riksveien er traseen identisk med opprinnelig konsesjonssøkt trase for nettilknytning. Herfra vinkler traseen nordover og østover inn mot stasjonsområdet til Storheia sentralnettstasjon. Dette er en tilpasning til Statnetts oppdaterte planer for plassering av Storheia sentralnettstasjon.

4.2.2 Trasejustering - Alternativ 2

Alternativ 2 har en total lengde på ca 1,5 km. Fra Storheia vindkraftverk føres traseen først i østlig retning og ned et lite dalsøkk. Etter ca 400 m, når dalsøkket nærmer seg en markant bergkant, vinkles ledningen i en mer nordlig retning. Herfra og over en strekning på ca 200 m, vil traseen passere et sterkt skrånende terreng som går på tvers av linjeretningen. Deretter "flater" terrenget noe mer ut, før traseen igjen vinkles noe mer i østlig retning og deretter faller bratt inntil riksvegen krysses. På siste del av strekningen, fra riksvegen og inn til stasjonsområdet, rundes en liten kolle ved hjelp av to vinkler, hvorav den siste trolig vil være siste mast før innstrekkestativet.

4.2.3 Trasejustering - Alternativ 2.2

Alternativ 2.2 har en total lengde på ca 1,5 km. Første del av traseen er felles med trasealternativ 2. Fra Storheia vindkraftverk føres traseen først i østlig retning og ned et lite dalsøkk. Etter ca 400 m, når dalsøkket nærmer seg en markant bergkant, vinkles ledningen noe mer i nordlig retning slik at den følger en liten rygg ned mot et markert punkt, som antas å være egnet som mastepunkt før traseen faller bratt nedover til den krysser riksvegen og videre opp mot en kolle nord for Austdalsvatna. Herfra parallellføres (tilnærmet) traseen på vestsiden av eksisterende 66 kV-ledning nordover i en avstand av ca 20 m fram til ledningen vinkler inn mot stasjonsområdet.

4.3 Vurdering av alternativene

Vurderingene er basert på konsekvensutredningene for Storheia vindkraftverk (mars 2008), samt tilleggsvurderinger utført av utrederne for de respektive tema-utredningene. Norconsult har vært teknisk rådgiver ifm trasevurderingene. Notater for enkelte sentrale temaer er vedlagt dette dokumentet i sin helhet. Dette gjelder landskap (Vedlegg 5) og naturmiljø (Vedlegg 6).

4.3.1 Justert konsesjonssøkt trase

Enkelte master på første del av strekningen ut fra transformatorstasjonen i vindkraftverket, vil sannsynligvis være synlig fra dalbunnen i silhuett mot himmelen, men her vil mastene framstå som et beskjedent inngrep og turbinene i vindkraftverket vil nok være mer synlige. På siste del av strekningen, fra riksvegen og inn til stasjonsområdet, rundes en liten kolle ved hjelp av to vinkler, hvorav den siste trolig vil være siste mast før innstrekkestativet. Traseen går relativt rett på terrenget slik at lange strekk i skrå li unngås. En utarbeidet linjeprofil for strekningen hvor kraftledningen vil strekke over den skogkledde lia og riksveien, viser at det vil være nok høyde mellom linje og vegetasjon til at et ryddebelte ikke må etableres. De strekningene som krever ryddebelte består stort sett av glissen skog. Dette gjør at ryddebeltet vil fremstå som et lite inngrep i landskapet der det er synlig. Videre vil behovet for skogrydding være lite, og kontrasten mellom ryddegaten og skogen omkring vil være lite synlig. For landskap er justert konsesjonssøkt trase vurdert til å være det alternativet som har de minst negative landskapsvirkningene.

Det vil ikke være behov for ryddebelte gjennom foreslått utvidelse av naturtypelokaliteten Garrabrekklia. Traseen ligger noe ugunstig til med tanke på kollisjonsfare for trekkende rovfugl på kanten av lia. Traseen er vurdert til å ha liten til middels negative konsekvenser på grunn av potensiell kollisjonsrisiko for rovfugl. Traseen rangeres som den nest beste for naturmiljø.

Den vurderte traseen kommer ikke i konflikt med kjente kulturminner, og potensialet for tidligere ikke registrerte kulturminner her vurderes også som lavt. De nye traseene medfører dermed ikke spesielle problemstillinger i forhold til dette tema.

Justering av konsesjonssøkt trase i retning vest mot riksveien vil ikke medføre endrede konsekvenser for friluftslivet.

Den vurderte traseen kommer ikke i konflikt med kjente kulturminner, og potensialet for tidligere ikke registrerte kulturminner her vurderes også som lavt.

4.3.2 Trasejustering - Alternativ 2

Alternativ 2 er teknisk gjennomførbar, men har betydelige tekniske utfordringer. Generelt bør opp- og nedføringer i fjellsider utføres ved at traseen legges mest mulig vinkelrett på kotene. Dermed unngås de største utfordringene med hensyn til skrånning, snøsig og mastebenavtrapninger. Det kan også synes vanskelig å finne egnede masteplasser på deler av strekningen, noe som medfører lengre spenn på en strekning med betydelig skrånning. Trolig vil dette medføre behov for relativt høye master.

Denne traseen vil på deler av strekningen gå langsmed en skrå li. Behovet for skogrydding vil dermed bli relativt omfattende for denne traseen. Begrunnet ut fra blant annet fare for velting av trær over ledningene, vil omfanget av ryddeflaten øke med økende grad av skrånning (man må rydde mer skog på oppsiden av ledningen). Dette gjelder særlig første del av strekningen. Siste del av nedstigningen innbyr til relativt lange spenn, og dette vil normalt redusere behovet for skogrydding på denne delen. Kryssing av riksveien skjer i en vinkel som avviker fra riksveitraseen med bare noen få grader. Kraftledningen med tilhørende ryddebelte vil derfor prege et relativt langt strekk langs veien på en uheldig måte. Kraftledningen vil være synlig fra et begrenset område i Austdalen. Landskapsmessig vurderes alternativ 2 totalt sett til å være mindre godt tilpasset landskapet i området enn justert konsesjonssøkt trase.

På grunn av et relativt stort ryddebelte i den foreslåtte utvidede delen av naturtypelokaliteten Garrabrekklia er konsekvensene vurdert som middels til store negative konsekvenser. Kollisjonsfaren med rovfugl øverst i lia, jfr. justert omsøkt alternativ, er vurdert som liten. Denne traseen rangeres samlet sett som den dårligste for naturmiljø.

Den vurderte traseen kommer ikke i konflikt med kjente kulturminner, og potensialet for tidligere ikke registrerte kulturminner her vurderes også som lavt.

4.3.3 Trasejustering - Alternativ 2.2

Dimensjonene på den eksisterende 66 kV kraftledningen og den planlagte 132 kV kraftledningen er svært like og de synlige forskjellene på de to mastetyperne er svært små. Parallellføring med den eksisterende 66 kV kraftledningen vurderes derfor som positivt på den aktuelle delstrekningen. I forhold til alternativ 2, vil alternativ 2.2 i noe mindre grad gå på langs av høydekotene ved oppstigningen. Dermed vil det bli mindre skråterreng å ta hensyn til. Utløpet av Austdalsvatnet i nordvest krysses rett øst for riksveien. Kryssingen av utløpet er et av de landskapsmessig mest problematiske punktene for denne traseen. Her vil også en hytte i nordenden av Austdalsvatnet få kraftledningen tett innpå seg, og en slik nærføring kan oppleves som uheldig. Med godt synlig ryddebelte i ei skrå li, uheldig kryssing av nordenden av Austdalsvatnet og nærføring ved hytte, vurderes alternativ 2.2 samlet sett som det alternativet med de mest uheldige landskapsvirkningene.

Ved alternativ 2.2 vil det være behov for ryddebelte i skoglia vest for riksveien, men dette området er påvirket av hogst fra før og har få naturverdier som kan måle seg med områdene lenger nord. Dette alternativet er også det gunstigste med tanke på kollisjonsfaren for fugl, som da vil bli fjernet. Alternativ 2.2 er vurdert å innebære ubetydelig til liten negativ konsekvens for naturmiljø. Denne traseen rangeres som den beste for naturmiljø.

Den vurderte traseen kommer ikke i konflikt med kjente kulturminner, og potensialet for tidligere ikke registrerte kulturminner her vurderes også som lavt.

Utløpet av Austdalsvatnet i nordvest krysses rett øst for riksveien. I dette området er landskapet mer åpent, og ved vatnet ligger det enkelte hytter. Ledningens synlighet vil imidlertid avhenge av hyttenes eksakte plassering i terrenget, samt den naturlige utsynsretningen. Som følge av disse mulige, negative visuelle effektene vurderes alternativet som noe mer negativt for friluftslivet enn de andre alternativene.

4.4 Statkrafts vurdering av trasejusteringene

Justert konsesjonssøkt trase er tilpasset Statnetts meldte trase for 420 kV sørover fra Storheia stasjon og Statnetts oppdaterte planer for plassering av Storheia sentralnettstasjon. Justert konsesjonssøkt trase er det landskapsmessig beste alternativet, og det er et akseptabelt alternativ for naturmiljø. Statkraft vurderer justert konsesjonssøkt trase som den totalt sett beste traseen.

Alternativ 2.2 er vurdert som den landskapsmessig dårligste trasejusteringen, og den dårligste for friluftslivet. Det er derimot liten forskjell i konsekvensgrad for de ulike alternativene. Samtidig samler dette alternativet inngrepene ved parallellføring med eksisterende 66 kV kraftledning på deler av strekningen. Trasejusteringen er også vurdert som det beste alternativet for naturmiljø, dog ikke vesentlig bedre enn justert konsesjonssøkt alternativ. Statkraft vurderer denne trasejusteringen det totalt sett nest beste alternativet.

Alternativ 2 er teknisk utfordrende og er et spesielt dårlig alternativ for naturmiljø. For landskap er traseen vurdert som dårligere enn justert konsesjonssøkt trase, men bedre enn alternativ 2.2. Statkraft vurderer alternativet som den totalt sett minst gunstige trasejusteringen.

5 Transport av vindturbiner

Følgende krav fra NVE omhandler transport av vindturbiner frem til vindkraftverket:

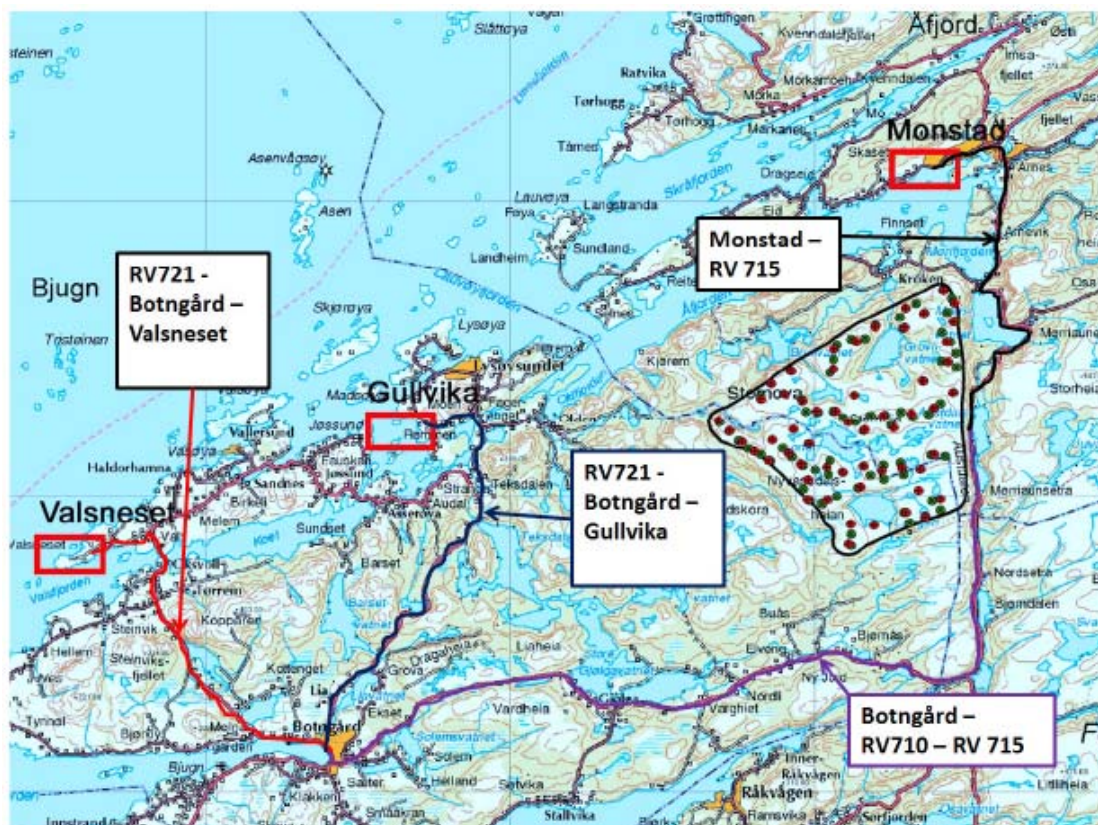
”Det skal legges frem ytterligere vurderinger knyttet til behov for utbedringer av eksisterende veier og veganlegg. Spesielt skal eventuelle utbedringer av Mælan bru og tunnelen ved Mørre kraftverk beskrives.”

I vurderinger av vei- og transportfaglige spørsmål har Rambøll AS vært brukt som rådgiver.

5.1 Vurderte kaier og veier for transport

I forbindelse med planlegging av Storheia vindkraftverk har Rambøll på oppdrag fra Statkraft utredet hvilke kaier og veier som er mest aktuelle for transport av turbinkomponentene til Storheia vindkraftverk.

Tre kaier med tilhørende veier er vurdert med tanke på transport frem til vindkraftverket (Figur 5.1).



Figur 5.1 Oversiktskart over vurderte kaier og veier

Til grunn for vurderingene ligger turbinleverandørers typiske krav til transport. Alle veiene er befart, og eventuelle flaskehals dokumentert. Statens vegvesen har vært kontaktet der dette har vært nødvendig.

En oppsummering av vurderingene for de tre vurderte alternativene er gjengitt nedenfor:

5.1.1 Monstad – Storheia

Kaien er tidligere brukt som ilandføringssted for vindturbiner i forbindelse med etableringen av vindkraftverket på Bessakerfjellet og vurderes som tilfredsstillende. Det er gode mellomagringsmuligheter i umiddelbar nærhet til kai.

Veien har tilfredsstillende bæreevne. Ved Mørre kraftverk er det en tunnel som er i grenseland i forhold til størrelse for frakt av vindturbiner (se kapittel 5.2). Avhengig av hvilke turbiner man til slutt velger og hvordan man transporterer disse, kan størrelse på tunnel være tilstrekkelig. Som et alternativ dersom tunnelen skulle bli for liten, kan gamleveien på utsiden av tunnelen tas i bruk. Kostnadene for oppgradering av denne veien er betydelig mindre enn å utvide tunnelen.

Det er pålegg fra Statens vegvesen om å kjøre "sakte, sentrisk med følge" over Garrabrekkebrua ved Storheia, ellers har alle andre broer tilstrekkelig bæreevne. Mælan bru er spesielt vurdert i kapittel 5.3. Distansen mellom kai og avkjøring til Storheia vindkraftverk er ca 15 km, og således den klart korteste sammenlignet med de andre alternativene.

5.1.2 Valsneset – Storheia

Kaien er tidligere brukt som ilandføringssted for vindturbiner i forbindelse med etableringen av Valsneset vindkraftverk og vurderes som tilfredsstillende. Det er gode mellomagringsmuligheter i umiddelbar nærhet til kai.

Veien fra Valsneset til Botngård har for dårlig bæreevne over en streking på ca 8 km, og må således utbedres dersom den skal benyttes. Statens vegvesen har estimert utbedringskostnaden til ca 20 mill NOK. Det er pålegg fra Statens vegvesen om å kjøre "sakte, sentrisk med følge" over Botngårdsbrua i Botngård sentrum, ellers har alle andre bruer tilstrekkelig bæreevne. Distansen mellom kai og avkjøring til Storheia vindkraftverk er ca 46 km.

5.1.3 Gullvika – Storheia

Gullvika kai ble etablert som kai for et mekanisk skipsverksted, og tilfredsstiller alle krav for å kunne nyttes som ilandføringssted for vindkraft. Det er gode mellomagringsmuligheter i umiddelbar nærhet til kai.

Veien har tilfredsstillende bæreevne. Adkomstvei fra kai og opp til hovedvei må utbedres. Ellers har veiene en god del svinger, men dette er innenfor de kravene som settes i forbindelse med frakt av vindturbiner. Det er pålegg fra Statens vegvesen om å kjøre "sakte, sentrisk med følge" over Botngårdsbrua i Botngård sentrum, ellers har alle andre broer tilstrekkelig bæreevne. Distanse mellom kai og avkjøring til Storheia vindkraftverk er ca 49 km.

5.2 Vurderinger av tunnel ved Mørre kraftverk

På strekningen fra Monstad til Storheia vindkraftverk går veien i en tunnel på ca 200 meter ved Mørre kraftverk (Figur 5.2).



Figur 5.2 Tunnel og den gamle veien ved Mørre kraftverk

Tunnelen er vurdert å være i grenseland i forhold til den standarden og størrelse en tunnel må ha for frakt av komponentene til en vindturbin, men for de fleste kjente turbinstørrelser i dag vurderes tunneltverrsnittet å være tilfredsstillende.

Å utvide en tunnel er kostbart, og kostnaden av å utvide en tunnel ligger ikke langt under kostnaden av å etablere en ny tunnel. Dette varierer selvfølgelig etter kvalitet på fjell, bredde, høyde osv på tunnelen.

Et alternativ til tunnelen, er å ta i bruk den gamle veien rundt tunnelen (Figur 5.2). Strekningen er ca 500 meter, og vurderes som et godt alternativ dersom tunnelen viser seg å være for lav. Bæreevnen til den gamle veien er vurdert å være tilstrekkelig. Det er en krafttunnel under vegen i forbindelse med Mørre kraftverk, men denne skal ikke gi komplikasjoner i forhold til transport. Skjæring må utvides (sprengning), noe skog må fjernes, og noen små justeringer må gjennomføres.

5.3 Vurderinger av Mælan bru

På strekningen fra Monstad til Storheia vindkraftverk går Mælan bru over Stordalselva i Åfjord sentrum (Figur 5.3).



Figur 5.3 Mælan bru i Åfjord sentrum

Mælan bru har en bredde på 4 meter mellom rekkverk med rekkverkshøyde 1,1 meter. Rekkverk må derfor sannsynligvis demonteres i transportfasen.

For å avdekke eventuelle broer som har for dårlig bæreevne må det foretas en forenklet forhåndssøknad til Statens vegvesen. Som grunnlag for en slik søknad har Statens vegvesen lagt til grunn en lastkonfigurasjon som følger av en 2,3 MW vindturbin. Bæreevnen for Mælan bru er vurdert som tilfredsstillende av Statens Vegvesen.

Større vindturbiner vil kunne ha noe tyngre enkeltkomponenter, men basert på det som er registrert for bæreevne på broer for frakt av 2,3 MW vindturbiner, skulle det ligge godt til rette for å kunne klare også noe tyngre transport. Det er derfor på dette tidspunktet ingen indikasjoner på at Mælan bru har for lav bæreevne for transport av andre turbintyper. For å avdekke om transport av større vindturbiner kan være problematisk, har Statkraft satt i gang med å utarbeide en ny forhåndssøknad til Statens vegvesen, med en lastkonfigurasjon basert på en større vindturbin. Etter endelig valg av turbin vil bæreevnen på broer måtte gjennomgås på nytt basert på de komponentene som skal fraktes.

6 Grovlivatnet drikkevannskilde

Det skal legges frem en oppdatert status for og vurdering av drikkevannskilden Grovlivatnet. Utredningen er vedlagt i sin helhet i Vedlegg 7 av dette dokumentet.

7 Utbyggingskostnader

7.1 Etablering av vindturbinene plassert øst for Svarttjørna og øst for Granskardvatnet

Både planlagt vindturbin øst for Granskardvatnet (turbin 39/27) og planlagt turbin øst for Svarttjørna (turbin 40/28) vil kreve at det bygges dedikerte avstikkere fra internveinettet på ca 1,3 km til hver av turbinene. Kostnadene for disse avstikkerne kan grovt sett anses som ekstra kostnader utover den gjennomsnittlige kostnaden per turbin i kraftverket. Denne gjennomsnittskostnaden er angitt i kapittel 6.10 i konsesjonssøknaden.

Følgende kostnadselementer er knyttet til avstikkerne fra det øvrige internveinettet:

- Etablering av internvei (avstikker)
- Etablering av kabelgrøft
- Kabel og legging av kabel

Anslåtte ekstra investeringskostnader for de to turbinene utover gjennomsnittlig investeringskostnad for turbiner i vindkraftverket blir (MNOK):

- Turbin øst for Granskardvatnet (39/27): 5,2
- Turbin øst for Svarttjørna (40/28): 5,4

Med dette vil disse turbinplasseringene kreve en investeringskostnad som er 15 – 20 % høyere enn anslått gjennomsnittskostnad for turbinene i resten av vindkraftverket. Om disse turbinplasseringene likevel vil anses som lønnsomme vil avhenge av flere faktorer, blant annet produksjonsestimater. Foreløpige produksjonsestimater tyder på at turbinen øst for Granskardsvatnet (39/27) vil ha en produksjon i størrelsesorden 10 % under gjennomsnittet for vindkraftverket, mens turbinen øst for Svarttjørna (40/28) vil produsere marginalt bedre enn gjennomsnittet.

Det må også tas høyde for at detaljplanlegging av vindkraftverket kan medføre justeringer av internveinettet som kan redusere lengden på avstikkerne og dermed kostnadene ved etablering av de omtalte turbiner.

Først når endelige produksjonsestimater er på plass og en har innhentet tilbud på turbiner, anleggsarbeid m.m, kan en gjøre en endelig vurdering av om det vil være lønnsomt å investere i disse to aktuelle turbinene.

7.2 Behov for- og kostnader knyttet til veg mellom turbinene øst og vest for Trollaldalen

Mellom turbinene 20/13 og 19/12 er det planlagt et internveistrekk på ca. 2900 meter. Denne internveien er planlagt å krysse Trollaldalen i nærheten av utløpet fra Granskardvatnet. Det er en høydeforskjell på drøyt 120 meter fra begge turbinplasseringene og ned til veiens laveste punkt.

Behovet for denne veistrekingen er knyttet til følgende forhold:

- Mulighet for minimalisering av kjørelengder samt fleksibilitet i kjøremønster i anleggs- og driftsfasen
- Mulighet for optimalisering av det elektriske kabelnettet

Med hensyn til internttransport i vindkraftverket vil det være akseptabelt at dette veistrekket ikke bygges, selv om det i enkelte situasjoner vil kunne medføre noe økt kjørelengde.

I konsesjonssøkt løsning for Storheia er det lagt opp til kabling i det aktuelle veistrekket for 2,3 MW eksempelløsningen, men ikke for 4,5 MW eksempelløsningen. Etablering av det aktuelle veistrekket anses imidlertid ikke som kritisk for å få til en akseptabel løsning for det elektriske kabelnettet, uavhengig av utbyggingsløsning forøvrig.

Kostnadene for en standard internvei på strekingen er anslått til ca 8,7 MNOK. Dersom en i stedet bygger en forbindelsesveg med lavere standard vil prisen i det minste kunne reduseres til ca 6 MNOK, trolig lavere. Dette vil i så fall være en forbindelsesveg som ikke kan brukes til tunge transportere, men som kan benyttes av driftspersonell i kjøretøy av typen personbiler etc. En vesentlig grunn til denne kostnadsreduksjonen er muligheten til lavere krav til kurvatur og stigning på denne veien hvis den ikke skal brukes til transport av tunge elementer, og dermed muligheten for valg av en kortere trasé.

8 Ising

Det er krevd ytterligere vurderinger av omfanget av ising, og eventuelle virkninger for produksjon og ferdsel i Storheia vindkraftverk. Utredningen er vedlagt i sin helhet i Vedlegg 8 av dette dokumentet.

Vedlegg 1

Tilleggskrav for Storheia vindkraftverk



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

NVE

200600047 63
Vidnes
25.05.09

Statkraft Development AS
Postboks 200 Lilleaker
0216 OSLO

Middelthuns gate 29

Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Vår dato: **18 MAI 2009**
Vår ref.: NVE 200700502-~~21~~21/1hb
Arkiv: 511
Deres dato:
Deres ref.:

Saksbehandler:
Lars Håkon Bjugan
22 95 93 58

Org.nr.:
NO 970 205 039 MVA
Bankkonto:
7694 05 08971

Statkraft Development AS - Storheia vindkraftverk og tilhørende nettilknytning. Krav om tilleggsutredninger.

Vi viser til konsesjonssøknad med konsekvensutredning for ovennevnte anlegg, innkomne merknader, møter og øvrig kontakt i saken. NVE vil på grunnlag av innkomne merknader og våre egne vurderinger, be Statkraft Development AS om følgende tilleggsutredninger:

1. Det skal gjøres en oppdatert vurdering av de samlede virkninger for reindriftsinteressene. NVE ber om at vår prioritering av vindkraftprosjektene på Fosen, i brev av 20.2.09, legges til grunn for vurderingene. I vurderingen skal de prioriterte prosjektene (Storheia, Roan, Kvenndalsfjellet og Oksbåsheia vindkraftverk) inngå. Eventuelle virkninger av videre utbygging av vindkraft på Fosen, der prosjektene Innvordfjellet, Breivikfjellet, Jektheia (reduisert) og Blåheia inngår, skal også vurderes i utredningen. Statkraft Development AS bes samordne utredningene med de respektive tiltakshaverne.
2. Eventuelle virkninger som tiltaket vil kunne få for Hildremvatnet naturreservat skal beskrives.
3. Det skal legges frem en justert traséløsning for nettilknytningen av Storheia vindkraftverk ved innføring til den planlagte Storheia sentralnettstransformatorstasjon. Kraftledningstraseen skal legges i en mer sørlig/østlig trasé mellom de planlagte transformatorstasjonene.
4. Det skal legges frem ytterligere vurderinger knyttet til behovet for utbedringer av eksisterende vegger og veganlegg. Spesielt skal eventuelle utbedringer av Mælan bru og tunnelen ved Mørre kraftverk beskrives.
5. Det skal legges frem en oppdatert status for og vurderinger av eventuelle virkninger for Grovliatnet reservedrikkevannskilde. Kostnader knyttet til etablering av vindturbinene plassert øst for Svarttjørna og øst for Granskardvatnet skal beskrives. Det skal samtidig redegjøres for behovet for og kostnader knyttet til veg mellom vindturbinene øst og vest for Trolldalen.
6. Det skal på bakgrunn av erfaringer fra drift av vindkraftverk i Norge gjøres ytterligere vurderinger av omfanget av ising i vindkraftverket. Eventuelle virkninger av ising for produksjon og ferdsel i vindkraftverket skal vurderes.



Når NVE mottar tilleggsutredningene, vil disse eventuelt sendes på høring til berørte interesser. Vi ber om at opplysningene presenteres i ett samlet dokument.

Med hilsen

Arne Olsen
seksjonssjef

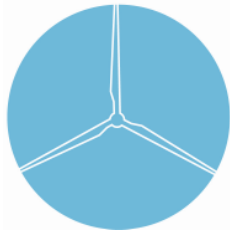
Lars Håkon Bjugan
senioringeniør

Adressater: Alle hørings- og orienteringsinstanser

Kopi til: Sarepta Energi AS
Zephyr AS
Agder Energi Produksjon AS

Vedlegg 2

Samlede virkninger for reindriften



RAPPORT

Samlede virkninger for reindrift av prioriterte vindkraftprosjekter på Fosen



Statkraft Development
Sarepta Energi
Statnett

August 2009

ASK  RÅDGIVNING

**Kunde: Statkraft
Development,
Sarepta Energi,
Statnett**

Dato: 12. august 2009

Rapport nr.: 09-126-1

Prosjekt nr.: 09-126

Prosjektnavn: Samlede virkninger av prioriterte vindkraftprosjekter på Fosen

Emneord: Rein, reindrift, samlede virkninger, konsekvenser vindkraft, Fosen

Sammendrag:

Se kapitel 1

	Rev.	Dato
Utarbeidet av: Jonathan Colman, Sindre Eftestøl, Kai Nybakk		14.08.2009
Kontrollert av: Elise Førde	Ansvarlig: Ask Rådgivning	
Prosjektleder: Kai Nybakk	E-post: askrad@askradgivning.no	

FORORD

Denne rapporten er et vedlegg til reindriftsrapporten fra mars 2008 (Colman m.fl. 2008) hvor alle kjente planer for vindkraft og kraftledninger på Fosen ble omtalt og mulige samlede virkninger for reindriften ble vurdert. Denne rapporten oppdaterer vurderingene fra 2008 ut i fra hvilke prosjekter som prioriteres for videre behandling.

De prosjektene som prioriteres for videre behandling er:

- Roan vindkraftverk
- Blåheia vindkraftverk (reduisert utbygging)
- Kvenndalsfjellet vindkraftverk
- Sørmarkfjellet vindkraftverk
- Innvordfjellet vindkraftverk
- Breivikfjellet vindkraftverk
- Jektheia vindkraftverk (reduisert utbygging)
- Storheia vindkraftverk

I tillegg til disse prosjektene er Bessakerfjellet I vindkraftverk, som er utbygd, og Harbakfjellet vindkraftverk og Bessakerfjellet II, som har fått konsesjon, lagt til grunn i arbeidet.

Vurderingen er gjennomført av ASK Rådgivning AS på oppdrag fra Sarepta Energi AS, Statnett og Statkraft Development. De som har medvirket er Jonathan E. Colman, Sindre Eftestøl og Kai Nybakk

ASK Rådgivning AS takker tiltakshaverne for godt samarbeid underveis. I tillegg takker vi spesielt reindriftnæringen på Fosen ved Terje Haugen og Arvid Jåma.

August 2009



Ask Rådgivning AS

INNHold

1.	Sammendrag	9
2.	Innledning	13
3.	Metode.....	16
4.	Vurdering av samlede konsekvenser av og vindkraft- og kraftledningsprosjekter - nye scenarioer av prioriterte prosjekter	21
4.1	Generelt	21
4.2	800 MW scenario	22
4.3	1500 MW scenario	26
4.4	Oppsummering.....	28
5.	Referanser	30
	Vedlegg 1 – Verdi, påvirkning og konsekvens. Bessakerfjellet II	31
	Vedlegg 2 – Verdi, påvirkning og konsekvens. Roan vindkraftverk.....	32

1. SAMMENDRAG

Pr. i dag er det kun et vindkraftverk i drift, og et som har fått konsesjon innenfor Fosen reinbeitedistrikt sine beiteområder. Foreløpig er konflikten mellom reindrift på Fosen og vindkraft liten.

Fram til våren 2009 var det imidlertid en rekke planer om flere vindkraftverk på Fosenhalvøya, noe som potensielt øker konfliktnivået. Totalt hadde de planlagte vindkraftverkene en kapasitet på ca 3000 MW. Det er og vil i uoverskuelig framtid ikke være nettkapasitet til en så stor produksjon. Konsekvensene for reindriften for de fleste av disse vindkraftverkene ble beskrevet i rapporten fra mars 2008, heretter kalt hovedrapporten (Colman m.fl. 2008). I forbindelse med behandlingen av planene sendte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) et brev til tiltakshaverne hvor de anbefaler at en del av prosjektene legges vekk, og prioriterer å slutføre behandlingen av de gjenværende prosjektene i to prioritetsgrupper, avhengig av prosjektene allerede har søkt konsesjon eller ikke (henholdsvis prioritetsgruppe A og B).

Denne rapporten vurderer de samlede virkningene av vindkraftverkene som allerede er utbygd eller har fått konsesjon, og de prosjektene NVE prioriterer for behandling med utgangspunkt i to scenarioer. I begge scenarioene inkluderes Bessakerfjellet I, som er utbygd, og Harbakfjellet og Bessakerfjellet II, som har fått konsesjon. I tillegg vil vi i scenario 1 vurdere alle vindkraftverkene som har søkt konsesjon, dvs. Storheia,

Kvenndalsfjellet, Roan og Sørmarksfjellet (prioritetsgruppe A) og Bessakerfjellet II. Totalt har vindkraftverkene som blir vurdert i scenario 1 en maksimal kapasitet på 1017 MW. Scenarioet legger til grunn at det skal realiseres ca. 800 MW vindkraft på Fosen. Det anbefalte scenarioet som presenteres i denne rapporten er på bare 687 MW. Roan vindkraftverk har den laveste prioriteringen og er det mest konfliktfylte prosjektet i prioritetsgruppe A. Med Roan vindkraftverk vil installert effekt komme opp i ca. 1000 MW og sprenger grensen på ca. 800 MW i scenario 1.

I scenario 2 har vi i tillegg til de vindkraftverkene som er med i scenario 1 også tatt med planene i prioritetsgruppe B, dvs. Innvordfjellet, Breivikfjellet, Jektheia og Blåheia vindkraftverk. Totalt har vindkraftverkene som blir vurdert i Scenario 2 en maksimal effekt på 1427 MW. Scenario 2 tar utgangspunkt i at det kan realiseres ca. 1500 MW.

Vi har i utgangspunktet ikke gjort noen nye vurderinger av de forskjellige vindkraftverkene, men baserer konsekvensene av scenarioene på vurderinger beskrevet i hovedrapporten og i tilleggsutredningene for Sørmarksfjellet og Blåheia. For Bessakerfjellet II så er dette prosjektet ikke med i hovedrapporten. Vurderingen av dette prosjektet er hentet fra konsekvensutredningen som er utført av Rambøll og Ambio (2008).

Samlede virkninger av prioriterte vindkraftprosjekter på Fosen

Hvis man bygger ut samtlige vindkraftverk i prioritetsgruppe A så kan det true reindriftens eksistens på Fosen. Flere av prosjektene i prioritetsgruppe B er mindre negative enn noen av prosjektene i prioritetsgruppe A. Det vil derfor

reducere de negative konsekvensene for reindrifta at noen av prosjektene i prioritetsgruppe B inkluderes i scenario 1 framfor de mest negative i prioritetsgruppe A.

Vindkraftverk i scenario 1 (prioritetsgruppe A, samt Harbakfjellet og Bessakerfjellet) for utbygging av ca. 800 MW vindkraft på Fosen. I tillegg legges det til grunn konsesjonssøkt traséalternativ 3.0 for ny 420 kV ledning fra Namsos-Roan og alternativ 1.0-1.2.1-1.0 for Roan-Storheia. Konsekvens av vindkraftverkene er hentet fra grunnlagsrapportene.

Vindkraftverk	Effekt (MW)	Planområde (km ²)	Driftsgruppe	Konsekvensgrad	Rangering****
Bessakerfjellet I	57	4	Nord	Middels negativ	_*
Harbakfjellet	90	10	Nord	Liten/Middels negativ	_**
Bessakerfjellet II	10	0,2	Nord	Liten/ubetydelig negativ	_**
Sørmarkfjellet	150	9,3	Nord	Liten negativ	1
Kvenndalsfjellet	120	11	Nord	Middels negativ	2
Storheia	260	46	Sør	Stor negativ	3
Sum (<800 MW)	687	Ca. 80			
Roan***	330	44	Nord	Stor negativ	4
Sum (>800 MW)	1017	Ca.124			

* Allerede bygd ut

** Allerede fått konsesjon

*** Med Roan vindkraftverk overskrides de 800 MW som ligger til grunn for scenario 1. Skal Roan vindkraftverk prioriteres innenfor 800 MW scenarioet må installert effekt (i ett eller flere av prosjektene) reduseres eller noen av de andre planene falle fra.

**** Rangeringen helt til høyre er ny og hensyntar den store forskjellen i antall prosjekter mellom de to driftsgruppene. 1= beste prioritet.

Selv om reindriften, etter vår vurdering, ikke er truet ved en utbygging etter scenario 1 (687 MW) så kan konsekvensene likevel bli store, spesielt med tanke på usikkerheten i forhold til andre inngrep og klimaendringer (mindre robust og

reduert fleksibilitet). Scenario 1 vil også generelt kunne skape driftsproblemer og overbeiting enkelte år med spesielle snø- og isforhold. Dette gjelder for begge driftsgrupper.

Samlede virkninger av prioriterte vindkraftprosjekter på Fosen

Vindkraftverk i scenario 2 (prioritetsgruppe A og B, samt Bessakerfjellet og Harbakfjellet) for utbygging av ca. 1500 MW vindkraft på Fosen. I tillegg legges det til grunn konsesjonssøkt traséalternativ 3.0 for ny 420 kV ledning fra Namsos-Roan og alternativ 1.0-1.2.1-1.0 for Roan-Storheia. Konsekvensgrad av hvert enkelt vindkraftverk er hentet fra grunnlagsrapportene.

Vindkraftverk	Effekt (MW)	Planområde (km ²)	Driftsgruppe	Konsekvensgrad	Rangering****
Bessakerfjellet I	57	4	Nord	Middels negativ	_*
Harbakfjellet	90	10	Nord	Liten/Middels negativ	_**
Bessakerfjellet II	10	0,2	Nord	Liten/ubetydelig negativ	**
Innvordfjellet	90	11	Nord	Ubetydelig/liten negativ	1
Sørmarkfjellet	150	9,3	Nord	Liten negativ	2
Breivikfjellet	60	11	Nord	Middels negativ	3
Kvenndalsfjellet	120	11	Nord	Middels negativ	4
Jektheia red. utbygging	60	5	Nord	Middels negativ	5(***)
Storheia	260	46	Sør	Stor negativ	6
Blåheia	200	33	Nord	Stor/middels negativ	7***
Roan	330	44	Nord	Stor negativ	8***
Sum	1427	Ca. 184			

* Allerede bygd ut

** Allerede fått konsesjon

*** Det er disse vindkraftverkene som kan true reindriften i driftsgruppe Nord og gjør at vi kommer opp i meget stor negativ konsekvens.

**** Rangeringen hensyntar den store forskjellen i antall prosjekter mellom de to driftsgruppene. 1 = beste prioritet.

Scenario 2 vil kunne true grunnlaget for å drive med reindrift på Fosen. De vindkraftverkene som først og fremst bidrar til dette er Roan og Blåheia og til en hvis grad Jektheia. En utbygging som etter utreders vurdering er "god" vil innebefatte Bessakerfjellet I og II, Harbakfjellet, Sørmarkfjellet, Breivikfjellet, Kvenndalsfjellet og Innvordfjellet. Hvis man ikke legger vekt på at det er to driftsgrupper på Fosen, men bare ser på Fosen reinbeitedistrikt som en enhet og ikke legger vekt på at det i hovedsak er driftsgruppe Nord som blir berørt av de fleste planene, vil Roan vindkraftverk kunne sidestilles med Storheia

vindkraftverk og kanskje kunne prioriteres foran Storheia.

Vi vil understreke at reindriften ikke er enige i våre konklusjoner. Driftsgruppe nord mener at en utbygging, selv om man ikke bygger ut Roan, Blåheia og Jektheia, vil true driftsgruppe nord sin eksistens. Det er ingen av de mindre negative enkeltprosjektene som bidrar på egenhånd til dette, men summen av prosjektene. Driftsgruppe sør er av samme oppfatning når det gjelder en utbygging av Storheia. Dette er et meget viktig vinterbeite og de mener at en utbygging her delvis vil ødelegge beiten og helt klart vanskeliggjøre bruken slik at det i praksis mister mye

av sin verdi. På lang sikt mener driftsgruppe sør at de er helt avhengige av inngrepsfrie vinterbeiter ved Storheia. Når det gjelder rangeringen mener driftsgruppe Sør at det ikke gir mening i å sammenligne Storheia og Roan, eller sette de opp mot hverandre. Til dette er driften i de to driftsgruppene forskjellig. Dessuten nevner de også at driftsgruppe Sør allerede er hardere presset enn driftsgruppe Nord, dvs at de ikke har lite brukte områder tilgjengelig slik som driftsgruppe Nord (for eksempel Bessakerfjellet og Innvordfjellet).

2. INNLEDNING

I 2008 ble 20 planlagte og ett realisert vindkraftverk med tilhørende nettilknytning på Fosenhalvøya behandlet i en samlet konsekvensutredning for reindriften, heretter omtalt som "hovedrapporten" (Colman m.fl. 2008). Både konsekvensene for hver enkelt

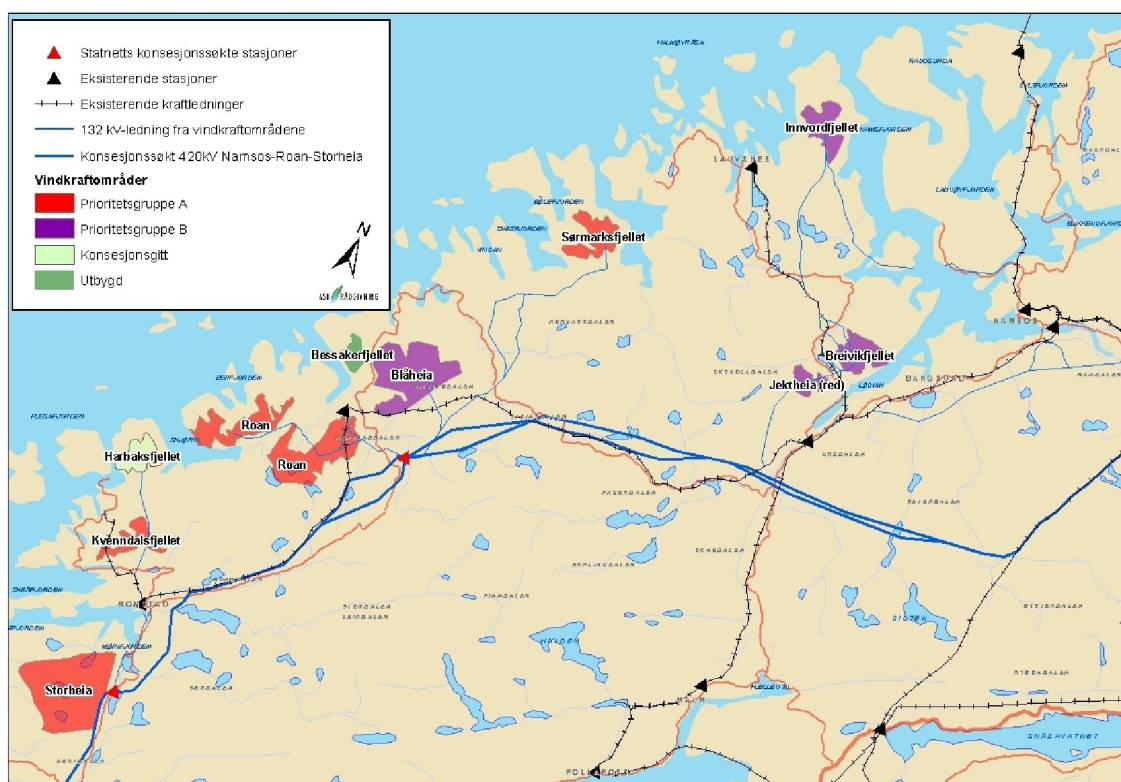
utbygging og de samlede virkningene av ulike utbyggingsscenarier ble beskrevet. Tabell 1 viser rangering av alle de vindkraftplanene som var med i hovedrapporten fra 2008. Prosjektene er delt inn i 3 grupper hvor gruppe 1 er minst konfliktfylt og gruppe 3 er mest negativt.

Tabell 1. Tabellen er hentet fra hovedrapporten (Colman m.fl. 2008) og viser rangeringen av de planlagte vindkraftverk. Prosjektene er delt inn i 3 grupper hvor gruppe 1 er de minst konfliktfylte prosjektene

	Vindkraftverk	Planomr. (km ²)	Beiteårstid	Verdi	Påvirkning	Konsekvens
Gruppe 1	Innvordfjellet	11	Vinter	Liten	Ingen/liten neg	Ubetydelig/liten neg
	Oksbåsheia	15	Vinter	Liten	Middels neg	Liten neg
	Harbakfjellet	10	Vinter	Liten		Liten/midd. neg
	Benkheia	5	Vinter	Middels	Liten neg	Midd./liten neg
	Breivikfjellet	11	Vinter	Middels	Middels neg	Middels neg
	Kvenndalsfjellet	11	Vinter	Middels	Middels neg	Middels neg
	Roan	16	Vinter	Middels	Middels neg	Middels neg
	Bessakerfjellet	4	Vinter	Middels	Middels/stor neg	Middels neg
Gruppe 2						
	Jektheia alt.2	5	Høst/vinter	Stor	Middels/liten neg	Middels neg
	Aunkrona	5	Høst/vinter	Stor	Middels/liten neg	Middels neg
	Haraheia	28	Vinter	Stor	Middels neg	Stor neg
	Storheia red. utbygging	37	Vinter	Stor	Middels/stor neg	Stor/middels neg
Gruppe 3						
	Jektheia - alt.1	20	Høst/vinter	Stor	Middels neg	Stor neg
	Jektheia/Øyenskavlen	6	Høst/vinter	Stor	Middels/stor neg	Stor neg
	Storsnøheia	9	Høst	Stor	Middels/stor neg	Stor neg
	Rørvassheia	24	Høst/vinter	Stor	Stor/middels neg	Stor neg
	Blåheia	47	Vår/vinter	Stor	Stor neg	Stor neg
	Storheia full utbygging	46	Vinter	Stor	Stor neg	Stor neg
	Mefjellet	23	Helårs	Stor	Stor neg	Meget stor neg
Steinheia	16	Helårs	Stor	Stor neg	Meget stor neg	

Den maksimale effekten på samtlige vindkraftverk i hovedrapporten (Colman m.fl. 2008) var mer enn 3000 MW. Det er per i dag ingen ledig kapasitet på nettet, men med bygging av ny 420 kV ledning fra Namsos via Roan til Storheia i Åfjord vil den ledige nettkapasiteten øke til ca. 800 MW. Hvis Statnett vedtar å videreføre 420 kV-ledningen over Trondheimsfjorden til Møre vil kapasiteten øke ytterligere.

I brev av 20. mars 2009 har NVE på grunn av manglende nettkapasitet valgt å prioritere hvilke prosjekter som vil bli behandlet først. Sørmarkfjellet, Roan, Kvenndalsfjellet, Storheia og prioriteres for sluttbehandling først (prioritetsgruppe A). Bessakerfjellet II fikk konsesjon i juli 2009. Innvordfjellet, Breivikfjellet, Blåheia og Jektheia prioriteres ikke i denne omgang, men legges på vent i påvente av ledig nettkapasitet (prioritetsgruppe B). Se kart i figur 1.



Figur 1. Kartet viser beliggenheten og inndelingen av vindkraftprosjektene i de to prioritetsgruppene (A og B).

Vindkraftverkene i prioritetsgruppe A har en installert effekt på maksimalt 860 MW. Prosjektene i prioritetsgruppe B har en maksimal installert effekt på 410 MW. I tillegg kommer Bessakerfjellet I og II og Harbakfjellet

vindkraftverk på 147,5 MW som er idriftsatt eller har fått konsesjon.

Resultatet av NVE sin prioritering er at de utbyggingsscenarioene som ble beskrevet i kapittel 8 i hovedrapporten

må oppdateres. På bakgrunn av dette vurderer denne rapporten 2 nye utbyggingsscenarier. Det er ikke gjennomført noen nye konsekvensvurderinger av de aktuelle utbyggingssprosjektene. Her vises det til hovedrapporten (Colman m.fl. 2008).

3. METODE

Rapporten beskriver 2 aktuelle utbyggingsscenarioer og de samlede virkningene av disse. Utbyggingsscenario 1 legger til grunn en kapasitet på ca. 800 MW. I dette scenarioet vil utbyggingsplanene som er i prioritetsgruppe A (Tabell 2) bli vurdert. I utbyggingsscenario 2 legges det til grunn en kapasitet på ca. 1500 MW og her vil både prioritetsgruppe A og B (Tabell 2) bli vurdert på likt grunnlag. I begge scenarioene rangeres vindkraftverkplanene fra minst negativ til mest negativ. I tillegg beskrives de samlede virkningene for hvert av scenarioene.

Vindkraftverkene i prioritetsgruppe A har søkt konsesjon, mens vindkraftverkene i prioritetsgruppe B er bare meldt. I tillegg har vi i begge scenarioer tatt med Bessakerfjellet I som allerede er i drift og Harbakfjellet og Bessakerfjellet II som har fått konsesjon, siden disse "spiser" av nettkapasiteten. Størrelsen på planområdene til utbyggingsalternativene er presentert i Tabell 3. For en mer detaljert beskrivelse av hvert enkelt vindkraftverk henvises det til hovedrapporten (Colman m.fl. 2008) og egen utredning for Bessakerfjellet II (Rambøll og Ambio, 2008).

Samlede virkninger av prioriterte vindkraftprosjekter på Fosen

Tabell 2 Oversikt over planstatus og beliggenhet for planlagte vindkraftverk innenfor Fosen reinbeitedistrikt som fortsatt er aktuelle for utbygging (tilfeldig rekkefølge).

Vindkraftverk	Status	Effekt (MW)	Driftsgruppe	Prioritetsgruppe
Bessakerfjellet vindkraftverk I	I drift	57,5	Nord	-
Innvordfjellet vindkraftverk	Meldt	90	Nord	B
Sørmarkfjellet vindkraftverk	Konsesjonssøkt	150	Nord	A
Breivikfjellet vindkraftverk	Meldt	60	Nord	B
Jektheia vindkraftverk (red.)	Meldt	60	Nord	B
Bessakerfjellet II vindkraftverk	Konsesjonsgitt	10	Nord	
Blåheia vindkraftverk	Meldt	200	Nord	B
Roan vindkraftverk	Konsesjonssøkt	330	Nord	A
Harbakfjellet vindkraftverk	Konsesjonsgitt	90	Nord	-
Kvenndalsfjellet vindkraftverk	Konsesjonssøkt	120	Nord	A
Storheia vindkraftverk	Konsesjonssøkt	260	Sør	A
Sum		1427,5		

Tabell 3 Arealoversikt, sesongbeiter og verddivurdering for planlagte vindkraftverk innenfor Fosen reinbeitedistrikt som fortsatt er aktuell for utbygging (tilfeldig rekkefølge).

Vindkraftverk	Planområde (km ²)	Beiteårstid	Verdi
Bessakerfjellet vindkraftverk I	4	Vinter	Middels
Innvordfjellet vindkraftverk	11	Vinter	Liten
Sørmarkfjellet vindkraftverk	9,3	Vinter	Liten
Breivikfjellet vindkraftverk	11	Vinter	Middels
Jektheia vindkraftverk (red.)	5	Vinter/høst	Stor
Bessakerfjellet vindkraftverk II	0,2	Vinter	Liten
Blåheia vindkraftverk	33	Vinter	Stor
Roan vindkraftverk	44	Vinter	Middels
Harbakfjellet vindkraftverk	10	Vinter	Liten
Kvenndalsfjellet vindkraftverk	11	Vinter	Middels
Storheia vindkraftverk	46	Vinter	Stor
SUM	Ca. 184		

I store trekk er vurderingsgrunnlaget for å vurdere de samlede virkningene de samme som i hovedrapporten (Colman m.fl. 2008). Kapittel 8 rapporten beskriver kriteriene som lå til grunn for vurderingene. Det er imidlertid noen endringer i forhold til vurderingene fra 2008:

- Utvidelsen av Bessakerfjellet vindkraftverk med 10 MW (Bessakerfjellet II) var ikke kjent i 2008, men tas med i denne oppdateringen. Det er utarbeidet en konsekvensutredning for denne utvidelsen, men dette er ikke gjort med samme metode som i hovedrapporten (Colman m.fl. 2008). Vi har derfor kort beskrevet verdi, påvirkning og konsekvens for utvidelsen. Dette er presentert i vedlegg 1.
- I hovedrapporten var Roan og Hareheia to separate vindkraftplaner. Tiltakshaver har valgt å slå sammen disse planene til et prosjekt som de har gitt navnet Roan vindkraftverk. Total antall MW er redusert fra 375 MW til 330 MW. En ny vurdering av denne sammenslåingen er presentert i vedlegg 2.
- Sørmarkfjellet: Planene for Oksbåsheia vindkraftverk er redusert i areal, men ikke i effekt. Områdene på Oksbåsheia er tatt ut og det er bare Sørmarkfjellet som står igjen. Det gjør at prosjektet omtales som Sørmarkfjellet vindkraftverk.

Tilleggsutredningen som SWECO (SWECO 2009) har utarbeidet for de justerte planene legges til grunn for vurderingen i denne rapporten.

- Planene for Blåheia vindkraftverk er redusert i areal og effekt. Planområdet berører ikke lenger vår- og kalvingsland. Tilleggsutredningen som Ask Rådgivning (Ask Rådgivning 2008) har utarbeidet for de justerte planene legges til grunn for vurderingen i denne rapporten
- I hovedrapportens kapittel 8, sumvirkningskapittelet, valgte man de totalt sett minst negative vindkraftverkene på Fosen, og la ikke vekt på hvordan prosjektene var fordelt mellom de to driftsgruppene. I denne rapporten har vi i større grad valgt å synliggjøre forskjellene mellom de to driftsgruppene – i hvor stor grad de blir belastet med utbyggingsplaner.

Bakgrunnen for at man i større grad har valgt å se driftsgruppe Nord og driftsgruppe Sør hver for seg, er blant annet at det i 2008 var veldig mange prosjekter i begge driftsgruppene og belastningen på de to driftsgruppene var relativt lik, mens det i dag er det kun ett prosjekt igjen i driftsgruppe Sør. Inndelingen av vurderingene i driftsgruppe sør og nord påvirker ikke vurderingene, men får i større grad fram forskjellene i hvordan de to driftsgruppene blir berørt.

Konsekvensene for Fosen reinbeitedistrikt blir de samme.

I begge scenarioene har vi lagt til grunn Statnetts alternativ 3.0 til ny 420 kV ledning mellom Namsos og Roan og alternativ 1.0-1.2.1-1-0 for ny 420 kV-ledning mellom Roan og Storheia. Forskjellen i konfliktnivå for reindrifta mellom de konsesjonssøkte traséalternativene er små i denne sammenheng og betyr ingen ting for de samlede vurderingene.

Som tidligere har vi også tatt med vindkraftverk som er bygget eller konsesjonsgitt, dvs. henholdsvis Bessakerfjellet I og Harbakfjellet og Bessakerfjellet II vindkraftverk.

Vi vil for ordens skyld understreke at verdien for hvert av de berørte områdene er verdien områdene har pr. i dag. Eventuelle utbygginger eller andre forstyrrende elementer innenfor distriktet kan forandre på verdien i fremtiden. For eksempel vil utbygging av sentrale vinterbeiter sannsynligvis føre til at dyrene i utgangspunktet lettere trekker ut til mer perifere områder. Dermed økes verdien på områdene i forhold til den verdien de er gitt i hovedrapporten. Et eksempel er Blåheia. Hvis dette området blir bygd ut vil dette i utgangspunktet øke verdien til Bessakerfjellet som ligger mer perifert.

4. VURDERING AV SAMLEDE KONSEKVENSER AV OG VINDKRAFT- OG KRAFTLEDNINGSPROSJEKTER - NYE SCENARIOER AV PRIORITERTE PROSJEKTER

4.1 Generelt

Et grovt mønster for verdien av beiteområder for tamrein på Fosenhalvøya er at de sentrale områdene på halvøya har størst verdi og at verdien av beitene avtar ut mot kysten. På bakgrunn av dette ble det i hovedrapporten konkludert med at reindriften ville bli minst skadelidende ved utbygging av vindkraft og kraftledninger i de ytre kyststrøkene. Det er også stort sett disse vindkraftverkene NVE har valgt å gå videre med og som gjør de potensielle konsekvensene mindre enn hva de kunne blitt. Samtidig er det viktig å nevne at nesten samtlige av vindkraftverkene som NVE jobber videre med ligger innenfor driftsgruppe Nord sine områder. Det er kun Storheia vindkraftverk som ligger innenfor driftsgruppe Sør sine områder.

Nettilkoblingen er fortsatt usikker og til dels avhengig av det totale utbyggingsbildet. Vurderingen av de samlede virkningene her vil derfor fortsatt være den samme som beskrevet i hovedrapporten (kap. 8.2).

På bakgrunn av tendenser basert på nyere studier, vil vi også nevne at vi tror konsekvensene ved vindkraftverkutbyggingene generelt

blir noe mindre enn beskrevet i hovedrapporten. Vi har ikke forandret på noen av konsekvensgradene i hovedrapporten og man vil fortsatt ha de samme problemene som beskrevet i teksten i hovedrapporten, men sannsynligvis i noe mindre grad. Foreløpige resultater fra VindRein prosjektet ved Kjøllefjord studieområde viser at Kjøllefjord vindkraftområde fortsatt brukes av et betydelig antall dyr og at halvøya der hvor vindkraftverket står tilsynelatende ikke blir mindre brukt sammenlignet med et kontrollområde (Colman mfl. 2009; Eftestøl og Colman 2009). Foreløpige data tyder heller ikke på at området blir mindre brukt nå sammenlignet med rett før utbyggingen (VindRein årsrapport 2008). Vi vil understreke at studiet kun innebærer ett år med "førdata" og reindriften mener selv at området ble betydelig mer brukt i årene før utbyggingen startet. Når det gjelder adferden til dyrene som uansett oppholder seg der, ser det ikke ut som om denne blir betydelig påvirket av vindkraftverket i negativ retning (Colman m.fl. 2009; Rønning 2009). Studiet så på urolig adferd under beiting og sammenlignet adferden i vindkraftverkområdet med et kontrollområde. Disse studiene er ikke avsluttet og derfor foreligger det ikke noen endelige resultater ennå

(VindRein årsrapport 2008). Vi vil nevne at Kjøllefjord er sommerbeiter og resultatene herifra ikke nødvendigvis er direkte overførbare til andre sesongbeiter. De foreløpige resultatene gir likevel et bilde av at vindkraftverk generelt påvirker dyrene mindre enn fryktet.

Når det gjelder andre nyere studier så viser et GPS- merkeprosjekt innenfor Balvatn reinbeitedistrikt at dyrene i kalvingsperioden trives best i områder med mindre menneskelig aktivitet (Reindriftnytt 2009). Områdene som er aktuelle for utbygging er imidlertid stort sett vinterbeiter og dyra oppholder seg her i en periode da de er mindre sensitive i forhold til forstyrrelser (hovedrapporten).

4.2 800 MW scenario

4.2.1 Vurdering av vindkraftverk Scenario 1

I dette scenarioet har vi tatt utgangspunkt i at Bessakerfjellet I, Bessakerfjellet II og Harbakfjellet vindkraftverk er med. I tillegg har vi vurdert alle de andre prosjektene i prioritetsgruppe A opp mot hverandre (se Tabell 2), samt lagt til grunn traséalternativ 3.0 for ny 420 kV-ledning mellom Namsos og Roan og alternativ 1.0-1.2.1-1.0 for ny 420 kV-ledning mellom Roan og Storheia. Bessakerfjellet I og II og Harbaksfjellet er tatt med fordi det første vindkraftverket allerede er bygget, mens de to andre har fått konsesjon. Bessakerfjellet II vil gi svært få tilleggskonsekvenser i forhold til Bessakerfjellet I. Utvidelsen kommer på samme side av riksvei 715 som resten av utbyggingen på Bessakerfjellet og er samtidig relativt

begrenset i størrelse. I tillegg kommer den samme transformatorstasjonen og nettilknytningen til å benyttes. Dette gjør at man ikke får noen nye negative effekter fra disse. Totalt sett vurderes derfor ikke konsekvensene for reindriften i driftsgruppe Nord å endres som følge av disse prosjektene i forhold til tidligere vurderinger.

I de videre vurderingene ser vi også på Sørmarkfjellet som relativt uproblematisk. Selve Sørmarkfjellet har begrenset verdi for reindriften og er et område som sjeldent blir brukt. Dette betyr ikke at det ikke kan være viktig enkelte år, og driftsgruppe Nord vil få mindre fleksibilitet i forhold til uforutsette hendelser og ekstreme vinterforhold. Det kan, for eksempel, være aktuelt å bruke Sørmarksfjellet (og de andre områdene nevnt ovenfor) mer intensivt enkelte år for å hvile hovedvinterområdene. Hovedpoenget er likevel at området ikke anses som et hovedvinterbeiteområde, og blir sjeldent brukt av store deler av bestanden.

Det siste vindkraftverket i driftsgruppe Nord, som er relativt uproblematisk i seg selv, og som blir vurdert i Scenario 1, er Kvenndalsfjellet. Dette er et område som ligger helt i ytterkanten av de sørligste hovedvinterbeitene til driftsgruppe Nord og blir vanligvis kun brukt av enkeltgrupper av dyr. Nettilknytningen fra Harbakfjellet går gjennom den nordlige delen av Kvenndalsfjellet og reduserer verdien ytterligere. En utbygging her vil også, og i noe større grad sammenlignet med Sørmarksfjellet, redusere fleksibiliteten for driftsgruppe Nord. Området ligger i ytterkanten av et av hovedvinterbeiteområdene og er, i likhet med de andre mindre verdifulle utbyggingsstedene, sett på som reservebeiter og kan være viktig enkelte år. Vindkraftverket vil ikke

gjøre det umulig å bruke områdene som reservebeiter, men det kan kreve ekstra arbeidsinnsats og tilsyn dersom det viser seg at dyr lettere trekker ut fra området etter en utbygging enn de ellers ville ha gjort.

I prioritetsgruppe A skiller Roan vindkraftverk seg klart fra de andre prosjektene innenfor driftsgruppe Nord sitt område. Området berører et av de sentrale vinterbeiteområdene. En utbygging her vil i seg selv kanskje ikke true driften innenfor driftsgruppe Nord sine områder, men hvis den blir bygget ut sammen med de andre utbyggingsprosjektene i prioritetsgruppe A kan det få store negative konsekvenser og kunne medføre at de som driver i driftsgruppe Nord vil vurdere om det er aktuelt å drive videre. Dette er kanskje ikke først og fremst pga direkte driftsmessige problemer, men også p.g.a. at reindriften føler seg motarbeidet av storsamfunnet og mener at en utbygging av sentrale beiter (i tillegg til de mer perifere) vil bevise dette og gjøre det vanskelig å fortsette med reindrift på Fosen (pers. medd. Haugen). Under forutsetning av at de andre vindkraftplanene i driftsgruppe Nord sitt område blir realisert vurderer vi Roan vindkraftverk som det mest negative utbyggingsalternativet i prioritetsgruppe A. I denne sammenheng er det viktig å huske på at Roan vindkraftverk også er en sammenslåing av Roan- og Hareheia vindkraftverk fra hovedrapporten (se vedlegg 2).

Konsekvensene er sammenlignbare med Storheia vindkraftverk, men fleksibiliteten til driftsgruppe Nord er allerede redusert når vi legger de andre utbyggingene i driftsgruppe Nord til grunn. Vi vurderer det derfor

som en dårligere løsning å kombinere Roan vindkraftverk med de andre vindkraftplanene i driftsgruppe Nord enn Storheia vindkraftverk. Vi vil understreke at årsaken til denne endringen av rangering i forhold til hovedrapporten (i tillegg til at Roan vindkraftverk nå er en sammenslåing av opprinnelige Roan og Hareheia vindkraftverk) er at Fosen reinbeitedistrikt i praksis er delt i to uavhengige grupper. Det er riktignok en del samarbeid mellom gruppene i forbindelse med slakt og skilling, men driften og arealbruken er så forskjellig og så innarbeidet at en ny inndeling eller sammenslåing av gruppene vil være svært vanskelig og det vil føre til en mindre effektiv arealbruk. Hvis man ikke tar hensyn til dette er det mulig at en utbygging av Storheia fortsatt vil kunne rangeres som mer negativt enn Roan.

Storheia er et konfliktfylt vindkraftverk siden området har stor verdi som vinterbeite for driftsgruppe Sør. Dette er imidlertid det eneste vindkraftverket som er i driftsgruppe Sør sine områder og vi mener derfor at dette vindkraftverket, sammen med de andre prosjektene i scenario 1, vil gi totalt sett mindre negative konsekvenser for reindriften på Fosen sammenlignet med Roan vindkraftverk. Storheia blir derfor prioritert foran Roan, jfr. tabell 4.

På bakgrunn av argumentasjonen over og p.g.a. at scenario 1 har en øvre begrensing på ca. 800 MW skisserer vi et scenario 1 på 687 MW (Tabell 4). P.g.a. at Roan vindkraftverk er det prosjektet som har lavest prioritet (4) i scenario 1, og vil gi ca. 1000 MW i scenario 1 ligger prosjektet ikke inne i de 687 MW'ene. Skal Roan få plass innenfor 800 MW må det prioriteres framfor andre prosjekter som vurderes

som mindre konfliktfylte, noe vi mener er feil, eller at installert effekt i et eller flere av prosjektene reduseres.

vurderingene her vil fortsatt være den samme som beskrevet i hovedrapporten (kap. 8.2).

Nettilkoblingen til mange av prosjektene er usikker, men

Tabell 4. Vindkraftverk i scenario 1 (prioritetsgruppe A, samt Harbakfjellet og Bessakerfjellet) for utbygging av ca. 800 MW vindkraft på Fosen. I tillegg legges det til grunn konsesjonssøkt traséalternativ 3.0 for ny 420 kV ledning fra Namsos-Roan og alternativ 1.0-1.2.1-1.0 for Roan-Storheia. Konsekvens av vindkraftverkene er hentet fra grunnlagsrapportene.

Vindkraftverk	Effekt (MW)	Planområde (km ²)	Driftsgruppe	Konsekvens-grad	Rangering****
Bessakerfjellet I	57	4	Nord	Middels negativ	_*
Harbakfjellet	90	10	Nord	Liten/Middels negativ	_**
Bessakerfjellet II	10	0,2	Nord	Liten/ubetydelig negativ	_**
Sørmarkfjellet	150	9,3	Nord	Liten negativ	1
Kvenndalsfjellet	120	11	Nord	Middels negativ	2
Storheia	260	46	Sør	Stor negativ	3
Sum (<800 MW)	687	Ca. 80			
Roan***	330	44	Nord	Stor negativ	4
Sum (>800 MW)	1017	Ca. 124			

* Allerede bygd ut

** Allerede fått konsesjon

*** Med Roan vindkraftverk overskrides de 800 MW som ligger til grunn for senario 1. Skal Roan vindkraftverk prioriteres innenfor 800 MW senarioet må installert effekt reduseres (i ett eller flere av prosjektene) eller noen av de andre planene falle fra.

**** Rangeringen hensyntar den store forskjellen i antall prosjekter mellom de to driftsgruppene. 1 = beste prioritet.

4.2.2 Samlede virkninger av vindkraftverk Scenario 1

Som følge av at distriktet er delt i to, i praksis uavhengige driftsgrupper, har vi valgt å se på de samlede virkningene for hver enkelt driftsgruppe. De samlede virkningene for hver enkelt driftsgruppene tar i utgangspunktet kun hensyn til vindkraftplanene innenfor driftsgruppen.

Samlede virkninger driftsgruppe Nord

Bessakerfjellet II, Harbakfjellet, Sørmarkfjellet og Kvenndalsfjellet (i

t tillegg til Bessakerfjellet I som allerede er bygd ut) i scenario 1 vil gi negative konsekvenser for reindriften innenfor driftsgruppe Nord. En utbygging av de fem vindkraftverkene vil medføre en betydelig reduksjon i tilgjengelige vinterbeiter. De fem vindkraftverkene innebærer riktignok at ingen av de sentrale vinterområdene blir bygget ut, men områdene kan være viktige for enkelt dyr og enkelt grupper av dyr, samtidig som de kan være viktigere for større deler av bestanden enkelte år. Roan vindkraftverk berøres mer sentrale vinterbeiter og de negative konsekvensene blir betydelig større med dette prosjektet.

Det er usikkert hvordan klimaendringer og andre utbygginger vil påvirke dagens arealbruk i fremtiden. Disse usikkerhetene gjør at man trenger fleksibilitet i arealbruken på lang sikt. Selv med en utbygging av "bare" Bessakerfjellet II, Harbakfjellet, Sørmakfjellet og Kvenndalsfjellet (i tillegg til Bessakerfjellet I som allerede er bygd ut) vil redusere denne fleksibiliteten og det kan bli mer arbeidskrevende å bruke områdene i år med for eksempel spesielle vær- og isforhold hvis vindkraftverkene realiseres. Med Roan vindkraftverk reduseres fleksibiliteten ennå mer.

Når det gjelder å tallfeste beitereduksjonen er dette fortsatt vanskelig. Dette avhenger av mange faktorer blant annet dagens tilgjengelighet til området, både for reinsdyr og mennesker, hvor intensivt områdene blir brukt i dag, kvaliteten på beitemark i området og hvilken tid på året de blir brukt. Dette gjelder vinterområder som i utgangspunktet sjeldent blir brukt, og i normalår vil man sannsynligvis ikke få store beitetap. Planområdene til de aktuelle vindkraftverkene innenfor driftsgruppe Nord dekker totalt ca 40 km² av vinterbeiteområdene. Totalt antas de samlede virkningene til å bli middels negativ.

Med Roan vindkraftverk vil de samlede negative virkningene bli betydelig større. Ikke bare pga Roan vindparkområde i seg selv, men også pga av at de mer perifere områdene da får større verdi pga at dyrene sannsynligvis lettere vil trekke mot disse områdene (Kvenndalsfjellet og Harbaksfjellet). Som et resultat kan hele vinterbeiteområdet mellom Straum og Åfjord, og vest for riksveg 715 bli vanskeligere å bruke. Dyra vil sannsynligvis gå mer spredd, generelt

bli mer forstyrret og være vanskeligere å samle inn. Dyra kan også lettere trekke ut av området, eventuelt dra til mer perifere områder som ikke er bygd ut. Disse perifere områdene har vanligvis dårligere beite og driftsmessig mer krevende terreng.

Hvis man ønsker alle vindkraftverkene i prioritetsgruppe A med i scenario 1, vil man overskride den kapasiteten som ligger til grunn for senarioet.

Samlede virkninger driftsgruppe Sør

Det er kun Storheia vindkraftverk som påvirker driftsgruppe Sør i scenario 1. Dermed er det i utgangspunktet ingen forskjell i de samlede virkningene for driftsgruppe Sør og konsekvensene for Storheia vindkraftverk slik de er beskrevet i hovedrapporten. Unntaket er at vi ikke lenger tror at driftsgruppe Sør sitt grunnlag for å kunne drive videre omtrent som i dag er truet. Selv om Storheia vindkraftverk vil ha en betydelig negativ påvirkning så er det med dagens kunnskap (se hovedrapporten, og argumentasjonen i kap. 4.1), og et betydelig redusert omfang av de totale vindkraftplanene i driftsgruppe Sør sitt område, mindre sannsynlig at en utbygging av Storheia vindkraftverk vil true driftsgruppe Sør sin eksistens sammenlignet med tidligere. Men vi vurderer fortsatt konsekvensene (og de samlede virkningene) til å bli store (Tabell 4). Siden dette er et område som oftere blir brukt sammenlignet med planområdene som er med i senario 1 i driftsgruppe Nord kan beitetapene i et normalår bli betydelig større. Planområdet til Storheia er 46 km² og ligger innenfor de beste vinterbeiteområde på Storheia.

4.3 1500 MW scenario

4.3.1 Vurdering av vindkraftverk i Scenario 2

I tillegg til de prosjektene som vurderes i forhold til scenario 1 vurderes også Innvordfjellet-, Jektheia-, Breivikfjellet- og Blåheia vindkraftverk. Rangeringen av prosjektene blir noe annerledes enn i scenario 1 fordi noen av prosjektene i prioritetsgruppe B vurderes som mindre konfliktfylte enn flere av prosjektene i prioritetsgruppe A.

Innvordfjellet og Breivikfjellet vindkraftverk er de to vindkraftverkene som helt klart er de minst konfliktfylte i prioritetsgruppe B. Innvordfjellet ligger helt nord innenfor distriktet, og er et område som per i dag ikke blir brukt. Det er også lite som tyder på at området kommer til å bli betydelig brukt i fremtiden. En utbygging her er sannsynligvis det som vil gi minst negativ effekt blant alle vindkraftverkene (både i prioritetsgruppe A og B). Det som vil være negativt er nettilkoblingen. Spesifikt hvordan denne vil gå er vanskelig å si før man vet hvilke områder som får konsesjon, men alle traseer er beskrevet i hovedrapporten (kap 7.2) og sannsynlig trase for Innvordfjellet og Breivikfjellet er også diskutert (se kap 8.2, scenario 2). Vurderingene i forhold til konsekvensene for ledningene er ikke forandret.

Breivikfjellet er per i dag ikke i særlig bruk (hovedrapporten kap 7.8.2). Dette betyr imidlertid ikke at området ikke kommer til å utnyttes i fremtiden. Grunnen til at området vanligvis ikke brukes i dag er at driftsgruppe Nord per i dag, under normale vinterforhold, har nok vinterbeiter per i dag og at Breivikfjellet er driftsmessig krevende.

Med de vindkraftverksplaner som per i dag er aktuelle kan dette imidlertid forandres. Klimaendringer kan også føre til endringer av hva som er naturlig å bruke som vinterbeiter, men totalt sett er Breivikfjellet et av de mindre konfliktfylte områdene. I rangeringen over samtlige utbygginger er den noe mindre negativ sammenlignet med Kvenndalsfjellet (Tabell 5).

Jektheia vindkraftverk er betydelig mer problematisk. Dette området ligger innenfor sentrale høst og vinterbeiter, og er viktig blant annet i forbindelse med brunst. Enhver utbygging her vil være negativ, ikke kun på grunn av driftsulempene dette kan gi, men også på grunn av reindriftsutøverne holdninger. Dette er et område som brukes store deler av året og er per i dag relativt inngrepsfritt. Reindriften har påpekt viktigheten av å bevare området som inngrepsfritt. Enhver utbygging her vil derfor oppleves som et overtramp, spesielt med tanke på hvor mange andre områder som reindriften selv har utpekt som mindre konfliktfylte.

Blåheia er blant de mest konfliktfylte utbyggingsplanene. Dette området ligger innenfor et av hovedvinterbeitene, samtidig som det har verdi som høstland. Vindkraftverket kan også virke som en barriere og forsinke trekket på vei til kalvingsområdene. Totalt sett gir dette driftsproblemer som sannsynligvis vil kreve betydelig økt arbeidsinnsats for reindriftsutøverne, spesielt hvis utbyggingen kommer på toppen av de andre utbygginger innenfor driftsgruppe Nord sine områder. I tillegg vil en utbygging av området, i en enda sterkere grad sammenlignet med Jektheia, føre til at utøverne opplever at storsamfunnet ikke tar hensyn til reindriften på Fosen. Dette

Samlede virkninger av prioriterte vindkraftprosjekter på Fosen

øker de negative konsekvensene. Et annet poeng som er viktig i denne sammenheng er at hvis man bygger ut sentrale områder, så vil dette øke verdien av de mer perifere områdene. Dermed kan konsekvensene ved utbygginger i de mer perifere områdene også øke.

Vindkraftverkplanene i prioritetsgruppe A og B samt Bessakerfjellet I og II og Harbakfjellet har en samlet maksimal kapasitet på 1527 MW. Vi har derfor valgt å ta med samtlige vindkraftverk i scenario 2.

Tabell 5. Vindkraftverk i scenario 2 (prioritetsgruppe A og B, samt Bessakerfjellet og Harbakfjellet) for utbygging av ca. 1500 MW vindkraft på Fosen. I tillegg legges det til grunn konsesjonssøkt traséalternativ 3.0 for ny 420 kV ledning fra Namsos-Roan og alternativ 1.0-1.2.1-1.0 for Roan-Storheia. Konsekvensgrad av hvert enkelt vindkraftverk er hentet fra grunnlagsrapportene.

Vindkraftverk	Effekt (MW)	Planområde (km ²)	Driftsgruppe	Konsekvensgrad	Rangering****
Bessakerfjellet I	57	4	Nord	Middels negativ	_*
Harbakfjellet	90	10	Nord	Liten/Middels negativ	_**
Bessakerfjellet II	10	0,2	Nord	Liten/ubetydelig negativ	_**
Innvordfjellet	90	11	Nord	Ubetydelig/liten negativ	1
Sørmarkfjellet	150	9,3	Nord	Liten negativ	2
Breivikfjellet	60	11	Nord	Middels negativ	3
Kvenndalsfjellet	120	11	Nord	Middels negativ	4
Jektheia red. utbygging	60	5	Nord	Middels negativ	5(***)
Storheia	260	46	Sør	Stor negativ	6
Blåheia	200	33	Nord	Stor/middels negativ	7***
Roan	330	44	Nord	Stor negativ	8***
Sum	1427	Ca. 184			

* Allerede bygd ut

** Allerede fått konsesjon

*** Det er disse vindkraftverkene som kan true reindriften i driftsgruppe Nord og gjør at vi kommer opp i meget stor negativ konsekvens.

**** Rangeringen hensyntar den store forskjellen i antall prosjekter mellom de to driftsgruppene. 1 = beste prioritet (minst negativ).

4.3.2 Samlede virkninger av Scenario 2

I utgangspunktet ser vi på de to driftsgruppene som hver for seg også for scenario 2. Vi utelukker likevel ikke at det ved scenario 2 vil kunne bli aktuelt å se nærmere på grensen mellom de to driftsgruppene og det totale antall dyr på Fosen. Vi har ikke

sett på de juridiske eller praktiske sidene av en sammenslåing, men driftsgruppe Nord sier at det er eneste mulighet for å fortsette hvis utbyggingen blir for massiv innenfor driftsgruppe Nord sine områder (pers. medd. Haugen).

En sammenslåing av driftsgruppene vil i seg selv føre til mindre effektiv

arealbruk (uavhengig av utbyggingene) og vil dermed få økonomiske konsekvenser, kreve økt arbeidsinnsats og generelt øke konfliktnivået innad i distriktet. Det er ikke en ønskelig løsning, men kan være eneste mulighet hvis utøverne i den driftsgruppen som blir presset hardest ønsker å fortsette i næringen. De totale konsekvensene blir altså større ved en sammenslåing, men det kan være med på å fordele presset av utbyggingene på reindriftsutøverne i de to driftsgruppene.

Samlede virkninger driftsgruppe nord

Scenario 2 vil gi meget store negative konsekvenser for reindriften innenfor driftsgruppe nord. En full utbygging av samtlige 10 vindkraftverk vil bety en stor reduksjon av beiter, spesielt vinterbeiter. Dette kan igjen gi overbeiting av resterende beiteområder, samtidig som det kan gi store driftsproblemer. I tillegg kan det medføre en betydelig reduksjon i fleksibilitet i forhold til andre utbygginger i fremtiden og mulighet til å la beiter hvile enkelte år. Klimaendringer kan også kreve forandring i bruken av beiter.

En full utbygging vil også oppfattes av reindriften som om storsamfunnet ikke ønsker å ta hensyn til reindrift på Fosen, og uansett føre til at mye av gleden av å være reindriftsutøver forsvinner, i verste fall kan det føre til at utøverne mister motivasjonen helt og ikke ser det som ønskelig å fortsette med reindrift på Fosen. Dette er uavhengig av hvordan vindkraftverkene faktisk påvirker dyrene. De samlede virkningene antas derfor å kunne bli store (Tabell 5).

Samlede virkninger driftsgruppe Sør

De samlede virkningene for scenario 2 for driftsgruppe Sør vil i utgangspunktet ikke forandres sammenlignet med scenario 1. Dette på grunn av at Storheia er det eneste vindkraftverket innenfor driftsgruppe Sør sine områder i begge scenarioer. En full eller nesten full utbygging i nord kan i imidlertid føre til at driftsgruppe Nord blir tvunget sørover og sammenblanding av dyr mellom driftsgruppene kan øke. Dette vil øke både arbeidspress på driftsgruppene og overbeite i grenseområdene på driftsgruppe sør sin side. Vi vil i denne sammenheng nevne at allerede per i dag må mellom 50 og 300 dyr fra driftsgruppe Nord skilles ut under samling hvert år (Jåma pers. medd.) Eventuelt kan driftsgruppe Nord prøve å tvinge igjennom en reforhandling av inndelingen av de to driftsgruppene. De samlede virkningene antas derfor å kunne bli større for scenario 2 også for driftsgruppe Sør.

4.4 Oppsummering

Dersom man tar utgangspunkt i at det bygges ut inntil 800 MW vindkraft på Fosen (687 MW, jfr. tabell 4) så vil scenario 1 gi store negative konsekvenser for reindriften på Fosen. Roan vindkraftverk er da ikke prioritert inn i denne gruppen. Selv om dette scenarioet vil gi store negative konsekvenser for reindriften på Fosen, så mener vi at det ikke truer grunnlaget for å drive videre med reindrift på Fosen på "tradisjonelt" vis.

Selv om Storheia vindkraftverk er vurdert å ha store negative konsekvenser er dette prosjektet tatt med blant de prosjektene man mener kan realiseres uten at det truer

reindriften på Fosen (i hovedrapporten ble det konkludert med at en utbygging her truet reindriften). Dette kommer av at alle de andre prosjektene i driftsgruppe Sør er fjernet og at man ikke kommer i nærheten av kravet om et scenario på 800 MW uten Storheia, uten å inkludere Roan vindkraftverk, som sammen med de andre prosjektene i scenario 1 vurderes som mer konfliktfylt. Realiseringen av Storheia er også nødvendig for å få realisert en 420 kV-stasjon i Åfjord og på den måten unngå to store ledninger mellom Åfjord og Roan. Dette vil forsterke de negative konsekvensene for reindriften, riktignok ikke for driftsgruppe Sør, men for reindriften totalt sett. Hvis man ønsker å oppnå 800 MW mener vi det vil gi betydelige mindre negative konsekvenser ved å prioritere Innvordfjellet og/eller Breivikfjellet, som i liten grad vil øke konfliktnivået fremfor Storheia vindkraftverk.

Reindriften på Fosen blir etter utreders mening først truet ved en full eller nesten full utbygging av scenario 2, dvs. hvis Blåheia, Roan og til en viss grad Jektheia vindkraftverk realiseres. Spesielt gjelder dette driftsgruppe Nord, men en utbygging av disse kan også tvinge igjennom en reorganisering av de to driftsgruppene, og dermed også påvirke driftsgruppe Sør. Dette vil i seg selv gi store problemer og er ikke ønskelig av noen av driftsgruppene (pers. medd. Haugen). En utbygging som etter utreders vurdering er "god" for reindriften vil innebefatte Bessakerfjellet I og II, Harbakfjellet, Sørmarkfjellet, Breivikfjellet, Kvenndalsfjellet og Innvordfjellet.

Det er mulig at etter hvert som man får flere erfaringer fra vindkraftverk i

reindriftsområder, og på Fosen spesielt, kan revurdere dette, men pr. dags dato kan vi ikke utelukke at en full utbygging betyr at utøverne, spesielt i driftsgruppe nord velger å slutte med reindrift.

Det dreier seg kanskje ikke først og fremst om hva dyrene kan klare å leve med, men om hvordan utøverne ønsker å drive reindrift. Reindrift er ikke bare en næring, men også en kultur og en livsstil hvor man forsøker å ivareta en del av de tradisjonene og verdiene reindriften besitter. Hvis man bare ser på reindriften som en kjøttproduserende industri vil kanskje ennå større deler av Fosen kunne bygges ut, men tradisjonene knyttet til samisk kultur og mer tradisjonell reindrift kan bli vanskelig å opprettholde fordi drifta trolig må legges betydelig om.

Vi vil understreke at driftsgruppene selv mener at reindriften på Fosen er truet på ett tidligere stadium (se sammendrag).

5. REFERANSER

VindRein - Årsrapport 2008. Status per 31. desember 2008. Universitetet i Oslo og UMB.

Colman, J.E, H. Rønning og S. Eftestøl. 2009. Do windmill parks affect the feeding behaviour of free ranging semi-domestic reindeer? NOR2009, Nordic Conference on Reindeer Research. Umeå, Sweden, 26-29 Januar, 2009.

Colman, J. E, S. Eftestøl, M. H. Finne, K. Huseby og K. Nybakk, 2008. Fagrapport reindrift -Konsekvenser av vindkraft- og kraftledningsprosjekter på Fosen. Ask Rådgivning og Sweco Norge AS.

Eftestøl, S og J.E. Colman. 2009. Do windmill parks affect the range use of free ranging semi domestic reindeer? NOR2009, Nordic Conference on Reindeer Research. Umeå, Sverige, 26. -29. januar, 2009.

Rambøll og Ambio. 2008. Miljørapport / Konsekvensutredning. Bessakerfjellet II vindpark.

Rambøll og Ambio. 2002. Konsekvensutredning reindrift. Bessakerfjellet vindpark.

Reindriftnytt. 2009. Behov for informasjon om reindriftenes behov. Reindriftnytt nr. 2 2009, side 12-13.

Hilde Rønning 2009. The feeding behavior of free ranging semi-domestic reindeer (rangifer tarandus tarandus) in relation to a wind park. Master thesis. UMB

SWECO. 2009. Sørmarkfjellet vindkraftverk i Osen i Sør-Trøndelag og Flatanger i Nord-Trøndelag. Tilleggsutredning konsekvenser

ASK Rådgivning. 2008. Blåheia vindkraftverk tilleggsvurdering reindrift – redusert utbygging (juni 2008)

VEDLEGG 1 – VERDI, PÅVIRKNING OG KONSEKVENNS. BESSAKERFJELLET II

Bessakerfjellet II vindkraftverk er en utvidelse av det eksisterende vindkraftverket på Bessakerfjellet. Rambøll og Ambio (2008) har skrevet en konsekvensutredning om utbyggingen, men den er ikke bygd opp på samme måte som hovedrapporten (Colman mfl. 2008). Vi har derfor etter beste evne satt verdi, påvirkning og konsekvensgrad til utbyggingen på lik linje med de andre vindkraftverkene i hovedrapporten. På denne måten er det lettere å sammenligne utbyggingene opp mot hverandre.

Når det gjelder verdi så ble Bessakerfjellet I verdisatt til middels verdi (se hovedrapporten). Verdien ble vurdert til middels siden Bessakerfjellet kunne være viktig som reservebeite, spesielt på lang sikt. Vi mener at vindparken allerede har redusert verdien på de resterende områdene på vestsiden av riksvei 715, selv om vi tror at området, i hvert fall hvis man øker arbeidsinnsatsen noe i forhold til tilsyn langs riksveien, fortsatt kan brukes som reservebeite. Vi har derfor satt verdien til middels/liten.

Hva gjelder påvirkningen antar vi at det kun blir en liten tilleggseffekt i forhold til Bessakerfjellet I. Det vil ikke komme noen ekstra kraftledninger eller trafostasjon. Atkomstveien vil også delvis være den samme. Bessakerfjellet II ligger også kun ca 1 km fra den østlige delen av Bessakerfjellet I og man må anta at området allerede blir påvirket av Bessakerfjellet I. Den største negative påvirkningen vil være i forhold til områdene østover. Bessakerfjellet II kan påvirke de vestligste områdene øst for riksvei 715. Dette er viktige vinterbeiter, men vi antar at påvirkningen vil være liten da det går en riksvei imellom og at vindkraftverket uansett kun kommer til å påvirke ytterkanten av dette området. Vi har derfor satt påvirkningen til liten negativ. Konsekvensene for driftsperioden blir dermed liten/ubetydelig negativ (Tabell A). Hvis man unngår anleggsarbeid når dyr er i nærområdet, noe vi tror er realistisk, vil også konsekvensgraden i anleggsperioden bli liten/ubetydelig negativ.

Tabell A Konsekvenser for reindrift for Bessakerfjellet II vindkraftverk (for både anleggs- og driftsperiode).

Planområde	Verdi	Påvirkning	Konsekvensgrad
Bessakerfjellet II	Middels/liten	Liten negativ	Liten/ubetydelig negativ

VEDLEGG 2 – VERDI, PÅVIRKNING OG KONSEKVENNS. ROAN VINDKRAFTVERK

Roan vindkraftverk er en sammenslåing av opprinnelige Roan vindkraftverk og Hareheia vindkraftverk som står beskrevet i hovedrapporten (Colman mfl. 2008). Total kapasitet på nye Roan vindkraftverk er på 330 MW, og er dermed redusert med 45 MW i forhold til hva som er beskrevet for de to opprinnelige vindkraftverkene i hovedrapporten. Slik utreder har forstått det kommer reduksjonen først og fremst der hvor opprinnelige Roan vindkraftverk befant seg, dvs. i de mest kystnære og minst verdifulle områdene. Områdene der hvor opprinnelige Hareheia vindkraftverk lå vil derfor fortsatt tilnærmet lik bli fullt utbygd.

I hovedrapporten har Hareheia vindkraftverk stor verdi, middels negativ påvirkning og dermed stor negativ konsekvens. Videre så har gamle Roan vindkraftverk middels verdi, middels negativ påvirkning og dermed middels negativ konsekvens. Vi henviser til hovedrapporten (Colman mfl. 2008) for en nærmere redegjørelse for disse vurderingene.

Siden reduksjonen i forhold til de opprinnelige planene først og fremst kommer i de områdene hvor gamle Roan vindkraftverk lå, er det ikke mulig å redusere verdien i forhold til den opprinnelige verdien til Hareheia vindkraftverk. Verdien for det nye Roan vindkraftverk blir derfor stor.

Når det gjelder påvirkningen så har vi valgt å beholde denne på middels negativ slik som hvert enkelt av de opprinnelige vindkraftverkene. Man kan argumentere for at påvirkningen burde økes siden det her er snakk om et betydelig større vindkraftverk med mer menneskelig aktivitet i forhold til daglig drift og vedlikehold sammenlignet med den menneskelige aktiviteten, men ikke så mye at den går fra middels til stor. Konsekvensen blir mer negativ enn hva hvert enkelt av de to opprinnelige vindkraftverkene er hver for seg, men definerer den fortsatt til stor negativ (Tabell B). Vi antar at det aller meste av anleggsvirksomheten blir gjort i sommerperioden når det bare er streifdyr i området slik at det ikke blir store forskjellene i konsekvenser mellom anleggs- og driftsperioden.

Tabell B Konsekvenser for reindrift for Roan vindkraftverk (for både anleggs- og driftsperiode).

Planområde	Verdi	Påvirkning	Konsekvensgrad
Roan	Stor	Middels negativ	Stor negativ

Vedlegg 3

Virkninger for Hildremsvatnet naturreservat



Statkraft
Konsekvensutredning Storheia Vindkraftanlegg

Delutredning Hildremsvatnet naturreservat

DOKUMENTINFORMASJON

Oppdrag: Konsekvensutredning Storheia Vindkraftanlegg
Delutredning Hildremvatnet naturreservat

Oppdragsgiver: Statkraft
Arkivreferanse: 518 460

Oppdragsleder: Rune Solvang
Leveranse: Rapport
Referanse: Solvang, R. 2009. Konsekvensutredning Storheia Vindkraftanlegg.
Delutredning Hildremvatnet naturreservat.

Emneord: Biologisk mangfold, Hildremvatnet, naturreservat
Skrevet av: Rune Solvang, Asplan Viak AS (Tlf: 907 83 255)
Kvalitetskontroll:

Asplan Viak AS www.asplanviak.no

1 INNLEDNING

Planområdet for konsesjonssøkte Storheia vindkraftanlegg grenser i øst mot Hildremsvatnet naturreservat (heretter omtalt som Hildremsvatnet NR). Verneinteresser og inngrepsfrie naturområder er omtalt i kapittel 7 i utredningsprogrammet fra NVE. I utredningsprogrammet står det som følger:

Eventuelle konsekvenser av tiltaket, indirekte og direkte, for områder vernet etter naturvernloven og/eller plan- og bygningsloven og vassdrag vernet etter Verneplan for vassdrag skal beskrives. Det skal vurderes hvordan tiltaket eventuelt vil kunne påvirke verneformålet. Eventuelle konsekvenser for planlagte verneområder skal beskrives.

NVE har i brev av 18.5.2009 bedt Statkraft om tilleggsutredninger. Tilleggskravet er som følger: "Eventuelle virkninger som tiltaket vil kunne få for Hildremsvatnet naturreservat skal beskrives".

2 METODE

Konsekvenser for Hildremsvatnet NR er utredet ihht begrepsapparatet i Statens vegvesens håndbok 140 "Konsekvensanalyser" (Statens Vegvesen 2006). For nærmere beskrivelse av metodikk for verdi, omfang og konsekvensvurdering henvises det til håndbok 140 og KU naturmiljø for Storheia vindkraftanlegg (Solvang 2009).

Naturverdiene knyttet til vilt, spesielt fugl, i området er lite undersøkt. Det foreligger ikke noe fugleregistreringer fra området i forbindelse med opprettelsen av vernet som vi er kjent med (etter forespørsel til Fylkesmannen). I forbindelse med denne rapporten har Hans Einar Ring innsamlet dokumentasjon av verdier knyttet til fuglelivet i verneområdet fra tre informanter (Ring i e-post); Guttorm Martin Hyllmark (ivrig jeger og friluftsmann), Georg Bangjord (ornitolog og ansatt i Statens Naturoppsyn) og Otto Frengen (ornitolog, Vitenskapsmuseet i Trondheim). Sistnevnte foretok undersøkelser i området på 1970-tallet, men på grunn av ferieavvikling er ikke disse notatene fremskaffet. Dog er noe muntlig overlevert.

3 NATURVERDIER I HILDREMSVATNET NATURRESERVAT

Hildremsvatnet NR ble vernet 31.8.2001 og utgjør et stort verneområde på 22 643 daa; dvs. i underkant av 23 km². I øst, mot planlagte Storheia vindkraftanlegg, er Hildremsvatnet NR arrondert ved at grensene følger høydedragene øst for Nyvassdalen. Arronderingsmessig fører dette til en buffersone på minimum 200-300 meter til skogen i Nyvassdalen.

Formålet med fredningen er å bevare et skogområde med alt naturlig plante- og dyreliv og med alle de naturlige økologiske prosessene. Av spesielle kvaliteter kan nevnes at området er et stort og variert skogområde med et stort innslag av boreal regnskog. Se for øvrig vernebestemmelsene i vedlegg.

Hildremsvatnet NR er beskrevet som følger i Naturbasen (noe redigert språklig):

Området ligger nordøst for Gjølgavatnet. I nord utgjør Nyvassdalen det sentrale landskapselement i området. I sør ligger en vesentlig del av skogen omkring vannene Skjervatnet og Hildremsvatnet. Berggrunnen består hovedsakelig av næringsfattige gneisbergarter, men på sørsiden av Hildremsvatnet kommer det også inn glimmerskifer og glimmergneis. Innenfor verneområdet er det registrert i alt 11 dellokaliteter, hvor ni er boreal regnskog. Grensene for verneområdet er trukket slik at det favner om alle dellokaliteter. Det finnes også dellokaliteter/nøkkelbiotoper med boreal regnskog som ikke er beskrevet fra området.

Verneinteresser, samlet vurdering: Området har samlet sett internasjonal verneverdi og det består av en rekke dellokaliteter som hver har særskilte kvaliteter. Området er også spesielt på grunn av sin størrelse. At så vidt store skogområder i dette høydelag ikke i nevneverdig grad er påvirket av flatehogster og veibygging må sies å være spesielt.

De biologiske kvalitetene er beskrevet i forarbeidene til vernevedtaket. Området ble undersøkt i forbindelse med utkast til verneplan for barskog i Midt-Norge fase II (Direktoratet for Naturforvaltning 1998). Nyvassdalen er i denne rapporten beskrevet som en av i alt 11 dellokaliteter. I Nyvassdalen, som ligger nærmest det planlagte vindkraftanlegget, er det registrert en rekke rødlistearter og signalarter av lav og vedboende sopp. Flere områder med boreal regnskog finnes i Nyvassdalen. Nyvassdalen er vurdert som nasjonalt verdifullt. En rekke rødlistede lav- og sopparter, blant annet knyttet til boreal regnskog, er registrert i Hildremsvatnet NR; av arter i kategoriene sårbar (VU) er følgende registrert; lavartene gullprikklav, rognelundlav, skorpefiltlav, trønderflekklav, trådrag, meldråpelav, kastanjefiltlav og den vedboende soppen sibirkjuke. Kritisk truede eller direkte truede arter er ikke registrert. Flere arter som er rødlistet som NT (nær truet) er også registrert. Se Artsdatabankens hjemmeside www.artsdatabanken.no for nærmere informasjon om rødlisting.

3.1 Vilt og fugl

Hildremsvatnet er mangelfullt kartlagt når det gjelder ornitologiske verdier, og potensielt kan flere truede og sjeldne arter hekke innenfor naturreservatet. Følgende opplysninger er kjent.

Nyvasdalen er i Bjugn kommunes viltkart registrert som et viktig beiteområde for elg og hjort (Gangås 2000). Her er det også registrert et leveområde for storfugl. I de vestlige områdene er også to leveområder for storfugl avgrenset. Verneområdet synes derfor å være et viktig leveområde for storfugl.

Hildremsvatnet har videre viktige funksjonsområder for storlom (VU), hønehauk (NT) og storfugl (Fylkesmannen i Sør-Trøndelag). Spurvehauk er registrert hekkende. Fjellvåk (NT) og hønehauk (NT) ses jevnlig, og begge arter hekker med stor sannsynlighet. Kongeørn (NT) er observert, blant annet noen ganger i Nyvasdalen. Hubro (EN) skal være observert av Guttorm Martin Hyllmark i Nyvasdalen de siste fem år og hørt ropende i august 2007. Perleugler er hørt ropende, og hekker sannsynligvis.

Når det gjelder forekomster av hekkende rovfugl er det kjent at hønehauk (VU) og kongeørn (NT) hekker i området.

4 KONSEKVENSVURDERING

Konsekvenser i forhold til landskap og landskapsopplevelse omtales i delutredning for landskap. Konsekvenser for friluftsliv (herunder opplevelse av inngrepsfri natur) omtales i delutredning for friluftsliv.

En rekke vindturbiner er planlagt i kant mot reservatet i øst. Langs en strekning på ca. 2,7 km er det i alternativet med full utbygging lagt opp til fem små eller tre store vindturbiner langs grensa mot Hildremsvatnet NR. Tiltaket vil ikke medføre tekniske inngrep innenfor Hildremsvatnet naturreservat.

4.1 Verneformål

Formålet med fredningen er å bevare et skogområde med alt naturlig plante- og dyreliv og med alle de naturlige økologiske prosessene. Av spesielle kvaliteter er at området er et stort og variert skogområde med stort innslag av boreal regnskog.

Arronderingen av naturreservatet mot øst medfører en buffersone på 200-300 meter med åpent fjellandskap i forhold til skogen i Nyvasdalen.

Tiltaket vil ikke påvirke verneformålet negativt i forhold til de skoglige naturverdiene, dvs. lav, sopp og moser knyttet til trær i verneområde.

Tiltaket vil i noe større grad påvirke verneformålet negativt i forhold til viltkvaliteter (se kap 4.2). Hvor langt innover i naturreservatet et eventuelt vindkraftverk vil ha negative effekter er vanskelig å forutsi da man både mangler basiskunnskap om viltfaglige kvaliteter i verneområdet og effekter av vindkraftverk på biologisk mangfold i skog og fjellandskap. De største konsekvensene for verneformålet vil skogsdrift helt inn i kanten av verneområdet ha, ved kanteffekter gjennom oppsplitting av leveområder og endrede lokalklima.

4.2 Vilt, spesielt fugl

For generelle konfliktvurderinger mellom fugl og vindturbiner vises til konsekvensutredning naturmiljø.

Vindkraftanlegget vil i første rekke kunne ha konsekvenser for vilt innenfor naturreservatet ved eventuelle kollisjoner.

Spesielt arter som lom og rovfugl som fjellvåk, hønsehauk, kongeørn med flere kan være sårbare, fordi arealer innenfor vindkraftanlegget kan utgjøre leveområder eller forflytningskorridorer for hekkende par innenfor naturreservatet. I verste fall vil individer av sårbare fuglearter som hekker i naturreservatet kunne kollidere med vindturbiner i vindkraftanlegget. Spesielt sårbar er eventuelle hekkepar som hekker i Nyvassdalen og som jevnlig bruker planområdet som jaktområde. Det gjelder spesielt kongeørn. Sannsynligheten for kollisjoner er til stede, men vurderes som liten da kollisjonsraten mellom vindturbiner og fugl generelt er lav. Til tross for at kollisjonsrisikoen er lav kan allikevel en enkelt kollisjon ha i verste fall store negative konsekvenser ved at hekkende fugler dør. Død av enkeltindivid kan i verste fall medføre lokal utdøing av arten. Det er liten kjennskap til leveområde for hekkende par av rovfugl, både innenfor og utenfor vindkraftanlegget, men naturlig nok er de parene som i dag hekker innenfor vindkraftanlegget mest sårbare samt eventuelle par som hekker innenfor Nyvassdalen. Eventuelle par som hekker videre vestover i naturreservatet vurderes som mindre sårbare.

Støy og forstyrrelser fra vindkraftanlegget, spesielt i anleggsfasen, vil kunne ha effekt ved at østlige deler av naturreservatet brukes i noe mindre grad i anleggsfasen. For skoglevende arter, for eksempel i Nyvassdalen, antas vindkraftanlegget å ha liten negativ effekt i anleggsfasen.

Hildremsvatnet NR er også leveområde for gaupe. Vindkraftanlegget vil trolig ha liten virkning på gaupe, bortsett fra i eventuell anleggsfase da gaupa vil være sårbar i forhold til støy fra anleggsaktivitet.

Totalt sett vurderes konsekvensene for vilt, i første rekke hekkende rødlistede rovfugl og lom, til liten negativ konsekvens. Dette er basert på risiko for kollisjon (om enn liten) og noe støy og forstyrrelser.

4.3 Botanikk inkl boreal regnskog

Tiltaket vil ikke ha konsekvenser for spesielt viktige områder for biologisk mangfold (dvs. naturtypelokaliteter) eller botanisk mangfold knyttet til naturreservatet.

Ved et eventuelt turbinhavari mot vest vil en vindturbin potensielt kunne havne i naturreservat. Da det ikke vil føre til skogrydningsbelter eller veger inn i verneområdet vil det ikke være botaniske effekter.

Totalt sett vurderes konsekvensene for botanikk som ingen konsekvens.

4.4 Oppsummering av konsekvenser for Hildremsvatnet NR

Tabell 1. Oppsummering av konsekvenser for Hildremsvatnet NR

Verneformål	Liten negativ konsekvens
Vilt	Liten negativ konsekvens
Botanikk	Ingen konsekvens

Kilder

Artsdatabanken 2009. Rødlistedatabasen på nett. Artskart. Artsobservasjoner.

Direktoratet for Naturforvaltning. 1998. Barskog i Midt-Norge. Utkast til verneplan. Fase II. DN-rapport 1998-3.

Solvang, R. 2009. Konsekvensutredning naturmiljø Storheia vindkraftanlegg. Rapport.

VEDLEGG

Forskrift om fredning av Hildremsvatnet naturreservat, Bjugn kommune, Sør-Trøndelag.

Fastsatt ved kgl.res. 31. august 2001 med hjemmel i lov av 19. juni 1970 nr. 63 om naturvern § 8, jf. § 10 og § 21, § 22 og § 23. Fremmet av Miljøverndepartementet.

I

I medhold av lov om naturvern av 19. juni 1970 nr. 63 § 8, jf. § 10 og § 21, § 22 og § 23, er et barskogområde i Bjugn kommune i Sør-Trøndelag fylke fredet som naturreservat ved kgl.res. av 31. august 2001 under betegnelsen Hildremsvatnet naturreservat.

II

Det fredete området berører følgende gnr./bnr.: 38/7, 41/31, 68/6, 68/7, 68/11, 68/13, 68/25. Naturreservatet dekker et totalareal på 22.463 dekar. Grensene for naturreservatet går fram av kart i målestokk 1:10.000 datert Miljøverndepartementet august 2001. Forskriften med kart oppbevares i Bjugn kommune, hos Fylkesmannen i Sør-Trøndelag, i Direktoratet for naturforvaltning og i Miljøverndepartementet. De nøyaktige grensene for reservatet skal avmerkes i marka. Knekkpunktene skal koordinatfestes.

III

Formålet med fredningen er å bevare et skogområde med alt naturlig plante- og dyreliv og med alle de naturlige økologiske prosessene. Av spesielle kvaliteter kan nevnes at området er et stort og variert skogområde med et stort innslag av boreal regnskog.

IV

For naturreservatet gjelder følgende bestemmelser:

1. Vegetasjon, herunder døde busker og trær, er fredet mot skade og ødeleggelse. Det er forbudt å fjerne planter eller plantedeler fra reservatet. Nye plantearter må ikke innføres. Planting eller såing av trær er ikke tillatt.
2. Dyrelivet, herunder reirplasser og hiområder, er fredet mot skade og ødeleggelse. Nye dyrearter må ikke innføres.
3. Det må ikke iverksettes tiltak som kan endre naturmiljøet, som f.eks. oppføring av bygninger, anlegg og faste innretninger, hensetting av campingvogner, brakker o.l.,

opplag av båter, framføring av luftledninger, gjerder, jordkabler og kloakkledninger, bygging av veier, drenering og annen form for tørrlegging, uttak, oppfylling, planering og lagring av masse, utføring av kloakk eller andre konsentrerte forurensningstilførsler, henleggelse av avfall, gjødsling, kalking og bruk av kjemiske bekjempningsmidler. Forsøpling er forbudt. Opplistingen er ikke uttømmende.

4. Motorferdsel til lands og til vanns er forbudt, herunder start og landing med luftfartøy.
5. Bruk av reservatet til teltleirer, idrettsarrangement eller andre større arrangementer er forbudt. Direktoratet for naturforvaltning kan av hensyn til verneformålet ved forskrift forby eller regulere ferdselen i hele eller deler av reservatet.
6. Bruk av sykkel, hest og kjerre og ridning utenom eksisterende veger er forbudt.

V

Bestemmelsene i kap. IV er ikke til hinder for:

1. Gjennomføring av militær operativ virksomhet og tiltak i ambulanse-, politi-, brannvern-, rednings-, oppsyns-, skjøtsels- og forvaltningsøyemed. Øvelseskjøring i tilknytning til slike formål krever særskilt tillatelse.
2. Sanking av bær og matsopp.
3. Jakt.
4. Fiske.
5. Tradisjonell beiting. Direktoratet for naturforvaltning kan av hensyn til verneformålet ved forskrift regulere beitetrykket i hele eller deler av reservatet.
6. Vedlikehold av anlegg som er i bruk på fredningstidspunktet.
7. Motorferdsel på snødekket mark i forbindelse med reindrift.
8. Bålbrenning med tørrkvist eller medbrakt ved.

VI

Forvaltningsmyndigheten kan etter søknad gi tillatelse til:

1. Nødvendig motorferdsel i forbindelse med aktiviteter nevnt i kap. V pkt. 3, 4 og 6, og i kap. VI pkt. 3 og 6.
2. Merking, rydding og vedlikehold av eksisterende stier, løyper og gamle ferdselsveier.
3. Hogst i etablerte plantefelt.

4. Avgrenset bruk av reservatet som angitt i kap. IV, pkt. 5.
5. Opplag av båter.
6. Oppsetting av gjerder i forbindelse med beiting.

VII

Forvaltningsmyndigheten, eller den forvaltningsmyndigheten bestemmer, kan gjennomføre skjøtselstiltak for å fremme fredningsformålet. Det kan utarbeides forvaltningsplan, som kan inneholde nærmere retningslinjer for gjennomføring av skjøtsel.

VIII

Forvaltningsmyndigheten kan gjøre unntak fra forskriften når formålet med fredningen krever det, samt for vitenskapelige undersøkelser, arbeider og tiltak av vesentlig samfunnsmessig betydning og i spesielle tilfeller, dersom det ikke strider mot formålet med fredningen.

IX

Direktoratet for naturforvaltning fastsetter hvem som skal ha forvaltningsmyndighet etter denne forskriften.

X

Denne forskriften trer i kraft straks.

Storheia vindpark

Hildremsvatnet
naturresevat

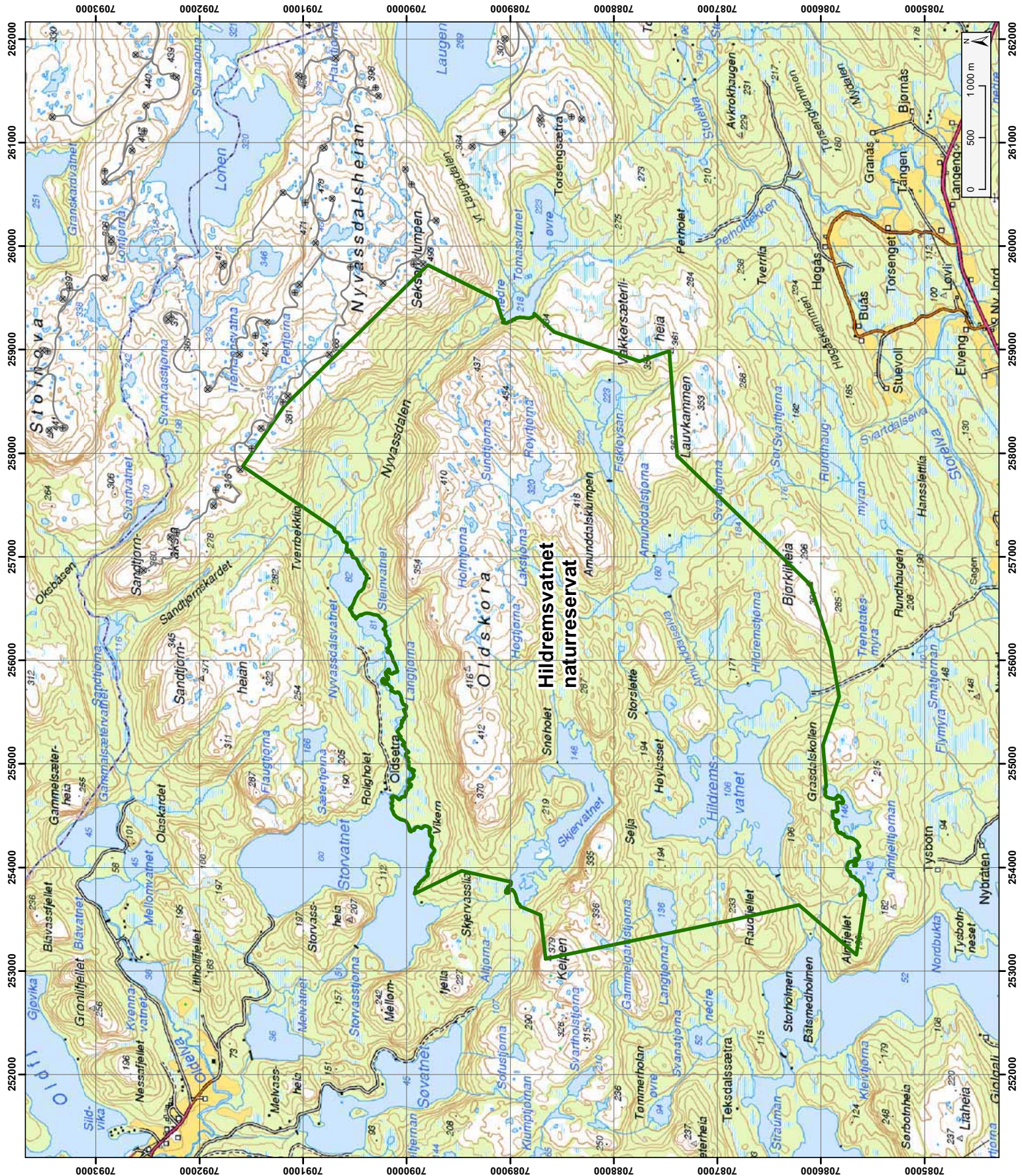
Versjon B1
Små og store møller
Full utbygging

Juli 2009

Verneområder *

Hildremsvatnet naturresevat

* Områder vernet etter naturvernloven



Vedlegg 4

Kart over justert traseløsning for nettilknytning

Storheia vindpark

Vurderte traseer for nettilknytning

August 2009

Nettilknytning *

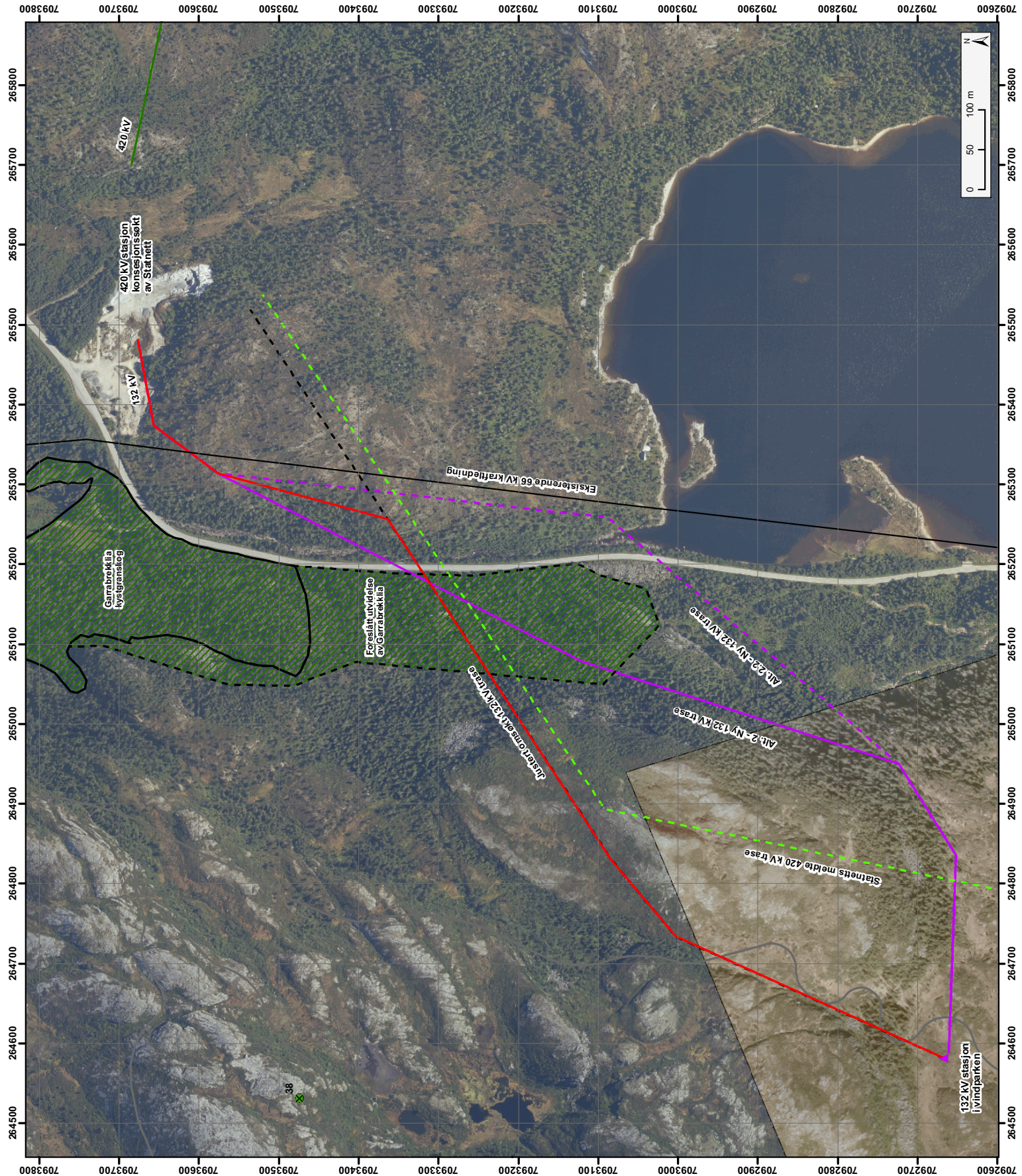
- ▲ Transformatorstasjon i vindparken
- 132 kV kraftledning Traseé alternativ 2
- - - 132 kV kraftledning Traseé underalternativ 2.2
- 132 kV kraftledning Justert omsøkt traseé
- - - Opprinnelig konsesjonsøkt 132 kV kraftledning

Statnetts planer

- 420 kV Roan - Storheia Konsesjonsøkt traseé
- 420 kV Storheia - Trollheim Meldt traseé

Eksisterende nett

- Eksisterende 66 kV ledning



Vedlegg 5

Justert traseløsning for nettilknytning – Notat landskap

NOTAT

Konsekvenser av nettilknytning Storheia vindpark

Notat nr.:
141641-2

Dato
14.07.2009

Til:

Navn	Firma	Fork.	Anmerkning
Mattis Vidnes	Statkraft Development AS		

Kopi til:

Fra:

Trond Simensen	Sweco Norge AS
----------------	----------------

Tilleggsutredning - nettilknytning for Storheia vindpark

Vurdering av konsekvenser for landskap

Statkraft har mottatt krav om tilleggsutredninger for Storheia vindpark fra NVE. Følgende krav omhandler traséjusteringer av konsesjonssøkt nettilknytning av vindparken:

"Det skal legges frem en justert traséløsning for nettilknytningen av Storheia vindkraftverk ved innføring til den planlagte Storheia sentralnettstransformatorstasjon. Kraftledningstraséen skal legges i en mer sørlig/østlig trase mellom de planlagte transformatorstasjonene."

Formålet med dette notatet er å redegjøre for hvilke visuelle virkninger som vil oppstå og hvilke konsekvenser for landskapet tre ulike alternativer for nettilknytning har. Det er ikke utarbeidet utredningsprogram for tilleggsutredningen.

Landskapet i området

For en mer inngående beskrivelse av landskapet i planområdet vises det til konsekvensutredningen for Storheia vindpark (Simensen 2008). Området som blir berørt av nettilknytningen til vindparken er der vurdert under beskrivelsen av delområdet "Austdalen".

Austdalen ligger øst for planområdet for Storheia vindpark og går fra Mørrifjorden i nord til Rødsjø i sør, mellom to jevnhøye fjellplatåer. Dalen er en relativt trang u-dal med bratte grankledte lisider og en smal, flat dalbunn. Dalens vestsida framstår som en bratt vegg i nord-sørgående retning, mens østsida av dalføret har slakere partier, skålførmede buktninger og enkelte tverrgående rygger på tvers av dalførets hovedretning. Dette gjør at dalgangen oppleves som en serie av lukkede landskapsrom. I dalbunnen finner vi flere markerte landskapselementer som følger dalens hovedretning. Her går riksvei 715 og en

66 kV kraftledning som følger veien. Langs det vesle vassdraget i dalbunnen ligger fire vann av ulik størrelse, alle omkranset av bratte lier som skrår relativt bratt ned i vannflatene. Enkelte hytter ligger også langs elva i dalbunnen. Ved Mørriaunet finnes noe jordbruksbebyggelse. Landskapet har ordinære visuelle kvaliteter og er vurdert til å ha middels verdi ut fra kriteriene i Håndbok 140 (Statens vegvesen 2006).



Figur 1: Austdalen er en skogkledt u-dal mellom to høyereliggende fjellplatåer. Eksisterende 66 kV kraftledning gjennom dalføret er synlig på bildet.



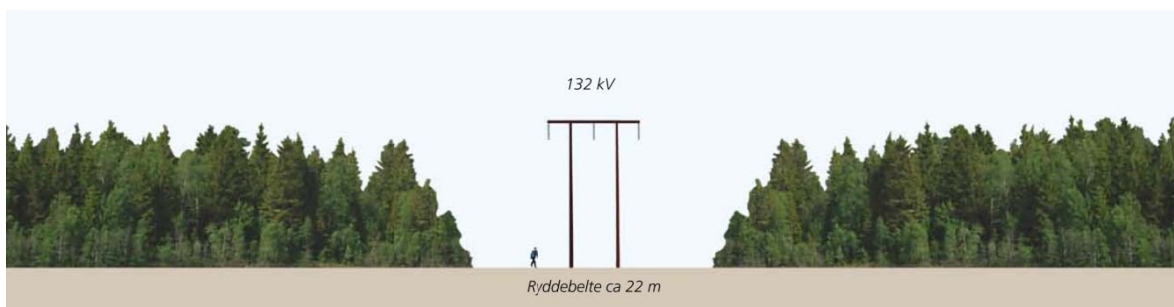
Figur 2: Fra det søndre Austdalsvatnet mot nord.

Den planlagte kraftledningen

Tiltaket som vurderes er ny trasé for 132 kV kraftledning mellom Storheia transformatorstasjon og Storheia vindpark. Tre alternativer er vurdert:

- Alt. 1: Justert konsesjonssøkt trasé.
- Alt. 2: Alternativ trasé
- Alt. 2.2: Alternativ trasé

Mastene er planlagt som 132 kV tremaster med planoppheng. En slik mast med tilhørende ryddebelte er vist i figur 3.



Figur 3: Illustrasjon som viser en typisk 132 kV-mast med ryddebelte på om lag 22 meter i skog. Mastehøyden vil variere mellom 10 og 15 meter. Masten som er vist på illustrasjonen er om lag 13 meter høy. Bredden på ryddebeltet i skog vil være mellom 20 og 30 meter. Illustrasjon: Trond Simensen, Sweco.

Landskapsvirkninger av de tre alternativene

Landskapsvirkninger av justert omsøkt trasé (alternativ 1)

Traséen går nordover i drøyt 300 meter, før den vinkles mot nordøst og krysser riksveien i 45 graders vinkel. Enkelte master på første del av strekningen vil sannsynligvis være synlig fra dalbunnen i silhuett mot himmelen, men her vil de mastene framstå som et beskjedent inngrep sammenlignet med de planlagte vindturbinene. På siste del av strekningen, fra riksvegen og inn til stasjonsområdet, rundes en liten kolle ved hjelp av to vinkler, hvorav den siste trolig vil være siste mast før innstrekkestativet. Traséen går relativt "rett på" terrenget slik at lange strekk i skrå li unngås. For de strekningene hvor det kreves ryddebelte, er det i dag stort sett glissen skog. Behovet for skogrydding er lite og kontrasten mellom ryddeveggen og skogen omkring vil være lite synlig. En utarbeidet linjeprofil for strekningen hvor kraftledningen vil strekke over den skogkledde lia og riksveien, viser at det vil være nok høyde mellom linje og vegetasjon til at et ryddebelte ikke må etableres. Ryddeveggen vil dermed være synlig i et svært avgrenset område.

Alternativ 1 er vurdert til å være det alternativet som har de minst negative landskapsvirkningene for Austdalen.¹

Konsekvenser for landskapet av alternativ trasé (alternativ 2)

Fra Storheia vindpark føres traseen først i østlig retning og ned et lite dalsøkk. Etter ca 400 m, der dalsøkket nærmer seg en markant bergkant, vinkles ledningen i en mer nordlig retning. Herfra og over en strekning på ca 200 m, vil traseen passere et sterkt skrånende terreng som går på tvers av linjeretningen. Deretter "flater" terrenget noe mer ut, før traseen igjen vinkles noe mer i østlig retning og deretter faller bratt inntil riksvegen krysses. På siste del av strekningen, fra riksvegen og inn til stasjonsområdet, rundes en liten kolle ved hjelp av to vinkler, hvorav den siste trolig vil være siste mast før innstrekkestativet.

Denne traseen vil på deler av strekningen gå langsmed en skrå li. Behovet for skogryddning vil dermed bli relativt omfattende for denne traséen. Begrunnet ut fra blant annet fare for veltig av trær over ledningene, vil omfanget av ryddeflaten øke med økende grad av

¹ Dette kan endres ved en eventuell parallellføring med 420 kV kraftledning.

skråterreng. Dette gjelder særlig første del av strekningen. Siste del av nedstigningen innbyr til relativt lange spenn, og dette vil normalt redusere behovet for skogrydding på denne delen. Kryssing av riksveien skjer i en vinkel som avviker fra riksveitraséen med bare noen få grader. Kraftledningen med tilhørende ryddegate vil derfor prege et relativt langt strekk langs veien på en uheldig måte. Kraftledningen vil være synlig fra et begrenset område i Austdalen. Landskapsmessig vurderes alternativ 2 totalt sett til å være mindre godt tilpasset landskapet i området enn alternativ 1.

Trasebeskrivelse av revidert alternativ trase (alternativ 2.2)

Fra Storheia vindpark føres traseen først i østlig retning og ned et lite dalsøkk. Etter ca 400 m, når dalsøkket nærmer seg en markant bergkant, vinkles ledningen noe mer i nordlig retning slik at den følger en liten rygg ned mot et markert punkt, som antas å være egnet som mastepunkt før traseen faller bratt nedover til den krysser riksvegen og videre opp mot en kolle nord for Austdalsvatna. Herfra parallellføres (tilnærmet) traseen på vestsiden av eksisterende 66 kV-ledning nordover i en avstand av ca 20 m fram til ledningen vinkler inn mot stasjonsområdet.

Dimensjonene på den eksisterende 66 kV kraftledningen og den planlagte 132 kV kraftledningen er svært like og de synlige forskjellene på de to mastetyperne er svært små. Parallellføring med den eksisterende 66 kV kraftledningen vurderes derfor som positivt på den aktuelle delstrekningen. I forhold til alt 2, vil alt. 2. 2 i noe mindre grad gå langs høydekotene ved oppstigningen. Dermed vil det bli litt mindre skråterreng å ta hensyn til. Utløpet av Austdalsvatnet i nordvest krysses rett øst for riksveien. Kryssingen av utløpet er et av de landskapsmessig mest problematiske punktene for denne traséen. Her vil også en hytte i nordenden av Austdalsvatnet få kraftledningen tett innpå seg, og en slik nærføring oppleves som uheldig. Med godt synlig ryddegate i ei skrå li, uheldig kryssing av nordenden av Austdalsvatnet og nærføring ved hytte, vurderes alternativ 2.2 samlet sett som det alternativet med de mest uheldige landskapsvirkningene.

Oppsummering

Alternativene er her rangert fra en til tre ut fra landskapvirkninger:

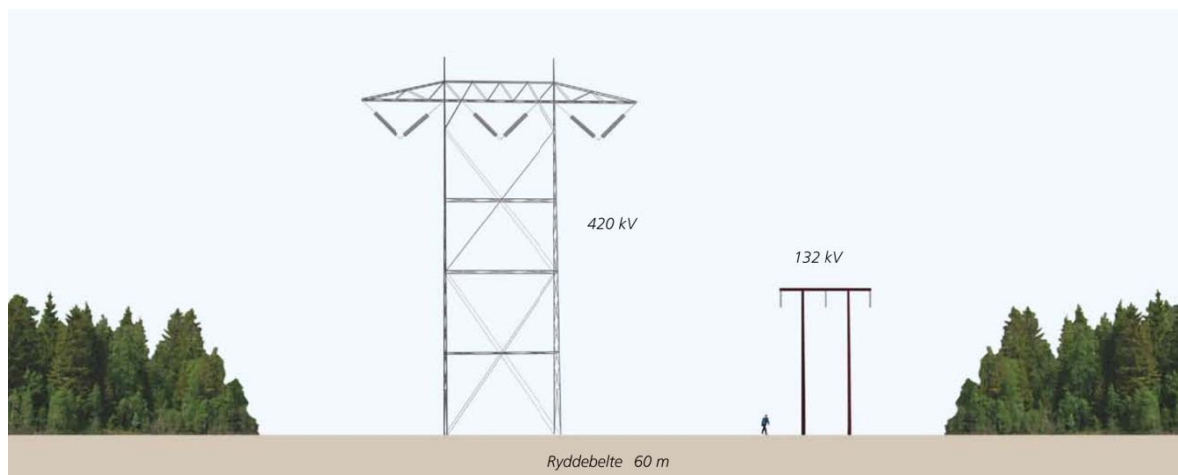
1. Alternativ 1 (alternativet med minst negative landskapsvirkningene)
2. Alternativ 2
3. Alternativ 2.2 (alternativet med de mest uheldige landskapsvirkningene)

Det er små forskjeller mellom de ulike alternativene. Konklusjonene kan endres dersom noen av traséene vil gå i parallellføring med den planlagte 420 kV ledningen gjennom området.

Eventuell parallellføring med 420 kV kraftledning

Statnett har pr. dags dato ikke tatt stilling til hvilken trasé som vil bli omsøkt på denne strekningen. Trasé for en eventuell 420 kV kraftledning gjennom området vil ha stor betydning også for hvordan de ulike traséene for 132 kV kraftledning vil påvirke opplevelsen av landskapet i området. Generelt er parallellføring av kraftledninger normalt mer positivt for landskapet enn at de ulike ledningene har ulike traséer. Ved å samle inngrepene på denne måten unngår vi ofte uønsket fragmentering av landskapet. Det anbefales derfor å finne traséer som gjør en slik parallellføring mulig.

Det finnes likevel enkelte ulemper med parallellføring. Dimensjonene på en 132 kV kraftledning og en 420 kV kraftledning er svært ulike. Med en avstand på ca 30 m mellom ledningenes senterlinjer vil en eventuell parallellføring medføre svært bred ryddegate, og dette vil spesielt gjøre seg gjeldende i skrått terreng. Skrått terreng vil føre til høye master og et betydelig økt behov for rydding av skog, hovedsakelig på oppsiden av ledningen². Parallellføring frarådes derfor på strekninger med mye skrått terreng. En parallellføring med lokale 66 kV eller 132 kV master er uansett terreng et bedre alternativ enn parallellføring med en 420 kV kraftledning.



Figur 4: Skisse som viser 132 kV-ledning i parallellføring med en 420 kV-mast (Statnett sin planlagte kraftledning gjennom området). 420 kV-mastene har en høyde opp til traversen som varierer mellom 25 og 40 meter. Travershøyden for masten i illustrasjonen er om lag 30 meter. Ryddebeltet i skog for en 420 kV høyspentmast er om lag 40 meter, mens den totale bredden på ryddebeltet der 420 kV-masten går i parallellføring med en 132 kV kraftledning vil være om lag 60 meter. Dette tilsvarer bredden på en fotballbane. Illustrasjon: Trond Simensen, SWECO.

Sweco Norge AS



Trond Simensen
Landskapsarkitekt

² Begrunnet ut fra blant annet fare for velting av trær på ledningene, vil omfanget av ryddeflaten øke med økende grad av skråterreng.

Referanser

Simensen, T. (2008) Konsekvensutredning – fagrapport landskap og skyggekast

Statens vegvesen (2006) Konsekvensanalyser

Vedlegg 6

Justert traseløsning for nettilknytning – Notat naturmiljø



Statkraft

Konsekvensutredning Storheia Vindkraftanlegg

Naturfaglige vurderinger av nettilknytning Storheia vindkraftanlegg med spesielle vurderinger av naturtypelokaliteten Garrabrekklia

DOKUMENTINFORMASJON

Oppdrag: Konsekvensutredning Storheia Vindkraftanlegg
Naturfaglige vurderinger av nettilknytning Storheia vindkraftanlegg med spesielle vurderinger av naturtypelokaliteten Garrabrekklia.

Oppdragsgiver: Statkraft
Arkivreferanse: 518 460

Oppdragsleder: Rune Solvang
Leveranse: Rapport
Referanse: Solvang, R. & Grimstad, K. J. 2009. Konsekvensutredning Storheia Vindkraftanlegg. Naturfaglige vurderinger av nettilknytning Storheia vindkraftanlegg med spesielle vurderinger av naturtypelokaliteten Garrabrekklia.

Emneord: Biologisk mangfold, Hildremvatnet, naturreservat
Skrevet av: Rune Solvang, Asplan Viak AS (Tlf: 907 83 255)
Kvalitetskontroll:

Asplan Viak AS www.asplanviak.no

1 BAKGRUNN

I forbindelse med eventuell etablering av vindkraftanlegg i Storheia er det etter krav fra NVE foretatt naturfaglige undersøkelser av alternative linjetraseer fra planlagt transformatorstasjon i vindkraftanlegget og til Statnetts konsesjonssøkte 420 kV transformatorstasjon. Tre alternative linjetraseer (1) justert konsesjonssøkt 132 kV trase fra KU-en samt (2) to nye alternativer alternativ 2 og alternativ 2.2 er vurdert. Feltarbeid er utført av Karl Johan Grimstad 7.7-8.7.2009.

Naturtypelokaliteten Garrabrekklia, som opprinnelig er avgrenset og beskrevet i KU-en, ligger rett nord for planområdet for linjetraseene. Garrabrekklia er en naturtypelokalitet av typen kystgranskog og er vurdert som svært viktig (A). I forbindelse med nyere registreringer er lokaliteten Garrabrekklia blitt utvidet.

Til tross for mosaikk og partier med lavere naturkvaliteter, spesielt i urer og på berghamrer vurderer vi det som riktig å utvide lokaliteten basert på nyere undersøkelser i 2009.

2 REGISTRERINGER AV GARRABREKKLIA I 2009

Grensen til den opprinnelige naturtypelokaliteten Garrabrekklia var unøyaktig, blant annet på grunn av vanskelig terreng å ta seg fram i og at det er var litt ressurser til naturtypekartlegging når den kommunale kartleggingen ble gjennomført (50 000 kroner pr kommune). I forbindelse med KU-en for Storheia ble kun en mindre del av lokaliteten, som var relevant for plansaken, undersøkt.

2.1 Naturverdier

Ved vår befaring 7.7-8.7 viser det seg at naturverdiene i Garrabrekklia fortsetter både i høyden og videre sørover i Garrabrekklia. Området er bratt og ulendt med blant annet grove blokkmarker og berghamrer, og området er tidkrevende og vanskelig å ta seg frem i. De nordlige, nordøstlige og nordvestlige delene er ikke undersøkt.

Så godt som all rogn og selje, gamle og unge, har mer eller mindre rike forekomster av spesielt lungenever samt flere andre arter i lungeneversamfunnet. Dette er typisk for verdifulle områder knyttet til områder med boreal regnskog. Det ble gjort flere funn av gullprikklav (VU); se temakart med rødlistefunn. Av andre arter ble den rødlistede lavarten gubbeskjegg (NT) registrert samt blåfiltlav, kystfiltlav, grynfiltlav, sølvnever, rund porelav, kystårenever, glattvrenge, lodnevrenge, skrubbenever, skrukkenever og skålfiltlav. De fleste av disse er fuktighetskrevende lavarter og mange arter er knyttet til elementet med kystgranskog eller boreal regnskog. Av andre mer

trivielle lavarter ble det registrert papirlav, vanlig kvistlav, hengestry, bristlav, bleikskjegg, kystgrønnever og storvrenge.



Rik lavflora på rogn, blant annet gullprikklav (VU) midt i bilde på venstre side av treet. Foto: Karl Johan Grimstad.

Tidligere er det gjort funn av andre rødlistede lav arter i Garrabrekkia, som rognrundlav (VU) og meldråpelav (VU); se KU-en. Det ble ikke gjort funn av andre rødlistede lavarter, men det er god grunn til å tro at disse finnes i den utvidede delen av lokaliteten. Flere av rognene har rik forekomst av lav helt opp til trekronene, med flere arter innfiltret i hverandre oppover stammen, og dermed vanskelig tilgjengelig for undersøkelse.



Øverste deler av Garrabrekklia i undersøkte parti i 2009. Lokaliteten består av naturskog med svært rike partier med blant annet regnskogslav. Til venstre for hammeren i bildet er det et spesielt rikt parti. Foto: Karl Johan Grimstad.

I den nordøstlige delen av eksisterende avgrensning er det foretatt noe hogst. I den utvidede avgrensingen er det ikke spor av menneskelig aktivitet. Helt i sørøst, under bratt bergvegg, ble det også påvist noe varmekjær vegetasjon med noe alm (NT) samt rogn og selje og bjørk i tillegg til gran. Her var det også rik forekomst av lav som nevnt ovenfor. Her ble det ikke funnet gullprikklav (VU) eller andre rødlistede lavarter, men det er god grunn til å anta at rødlistede lavarter også kan finnes her. Av karplanter ble det registrert trollbær, trollurt, skogstjerneblom stankstorkenebb, hengevinge, junkerbregne, geittelg, liljekonvall, skogmarihand og myskegras. Innimellom opptrer også flekkvis frodig høgstaudevegetasjon med skogburkne og turt og lågurtvegetasjon med hengevinge, fugletelg, linnea, småmarimjelle og skogstjerne. Grov mosegrodd blokkstein dominerer marksjiktet i hele området med arter som storkransmose, heigråmose og etasjehusmose som dominerende arter.

Videre sørover av vår avgrensning er lia preget av hogstfelt, traktorveg, litt grøfting og granplantinger med avtakende naturverdier.

Konklusjon: Det er gode naturfaglige argumenter til å utvide grensen til naturtypelokaliteten Garrabrekklia (se kart) og opprettholde eksisterende A verdi for lokaliteten. Innimellom opptrer det dog mindre partier med fattigere og mindre interessante partier, men hele lokaliteten består overveiende av eldre skog.

2.2 Fugl

Under befaringen ble også kongeørn (NT) observert kretsende lavt i området. Kongeørna hekker i nærheten, og som tidligere omtalt i KU-en foregår det forflytninger av ørn langs kanten av lia. Det ble også observert tre lom sirkende over området. Dette er trolig rivalisering mellom lom som hekker lenger inne på fjellet. Det var trolig storlom (VU), men smålom kan ikke utelukkes. For øvrig ble lom hørt flere ganger.

Øvrige registrert fuglearter var rugde, lirype rødvingetrost, gjerdsmett, rødstrupe, bokfink, løvsanger og grønnsisik. To større flokker grankorsnebb på trekk sørover i dalføret ble også observert under befaringen.

2.3 Øst for riksvegen

Området på østsiden av riksvei har liten naturverdi med for det meste spredte små forvridde furutre, med røsslyng og heigråmose på tørre områder og rome, bjønnskjegg myrull på mer humide steder. Naturkvalitene er her små.



Områdene på østsiden av riksvegen har liten naturverdi. Foto: Karl Johan Grimstad.

3 KONSEKVENsutREDNING AV DE OMSØKTE LINJETRASEER

Tre alternative linjetraseer er vurdert: (1) justert konsesjonssøkt 132 kV trase fra KU-en samt (2) to nye alternativer alternativ 2 og alternativ 2.2.

(1) Justert konsesjonssøkt 132 kV trase

Utarbeidet linjeprofil viser at det ikke vil være behov for ryddebelte over den utvidede naturtypelokaliteten Garrabrekkliia. Traseen vil ellers ligge noe ugunstig til med tanke på kollisjonsfare for trekkende rovfugl på kanten av lia. Ved tidligere befaring ble flere ørner, både havørn og kongeørn (NT) sett trekkende like over fjellkanten her.

Alternativ 1 er vurdert til å ha liten til middels negative konsekvenser på grunn av potensiell kollisjonsrisiko for rovfugl, spesielt ørn, under forflytning på fjellkanten her. Konsekvensene justeres betydelig ned da det ikke er noe behov for ryddebelte på lokaliteten.

(2) Alternativ 2

Ved alternativ 2 er det behov for et ryddebelte i store deler av skoglia vest for riksvegen. På grunn av relativt stort ryddebelte i den utvidede delen av naturtypelokaliteten Garrabrekkliia er konsekvensene vurdert som middels til store negative konsekvenser. Kollisjonsfaren med rovfugl øverst i lia, jfr. justert omsøkt alternativ, er vurdert som liten.

(3) Alternativ 2.2

Ved alternativ 2.2 er det også behov for ryddebelte. Dette området er påvirket av hogst fra før og har få naturverdier som kan måle seg med områdene lenger nord. Dette alternativet er også det gunstigste med tanke på kollisjonsfaren, som da vil bli fjernet.

Alternativ 2.2 er vurdert som ubetydelig til liten negativ konsekvens.

3.1 Rangering av alternativer

Alternativ	Konsekvensgrad	Rangering
Justert omsøkt	Liten til middels	2
Alternativ 2	Middels til store negative	3
Alternativ 2-2	Ubetydelig til liten negativ	1

4 AVBØTENDE TILTAK

Flyttes traseene sør til området, med siste mast før luftspenn omkring UTM 32V NR59482 84922 unngås trolig hogst av linjetrase. Men det er fortsatt noe utsatt for kollisjonsfare. Denne kan kanskje reduseres noe med trase fra stasjon i vindkraftanlegget i rettlinjje via UTM 32V 59360 84649 og frem til siste mast. Et lite dalsøkk går mellom toppene her.

Storheia vindpark

Vedlegg til
notat naturmiljø

August 2009

Nettilknytning *

- Transformatorstasjon i vindparken
- 132 kV kraftledning Trase alternativ 2
- 132 kV kraftledning Trase underalternativ 2.2
- 132 kV kraftledning Justert omsøkt trase
- Opprinnelig konsesjonssøkt 132 kV kraftledning

Statnetts planer

- 420 kV Roan - Storheia Konsesjonssøkt trase
- 420 kV Storheia - Trollheim Meldt trase

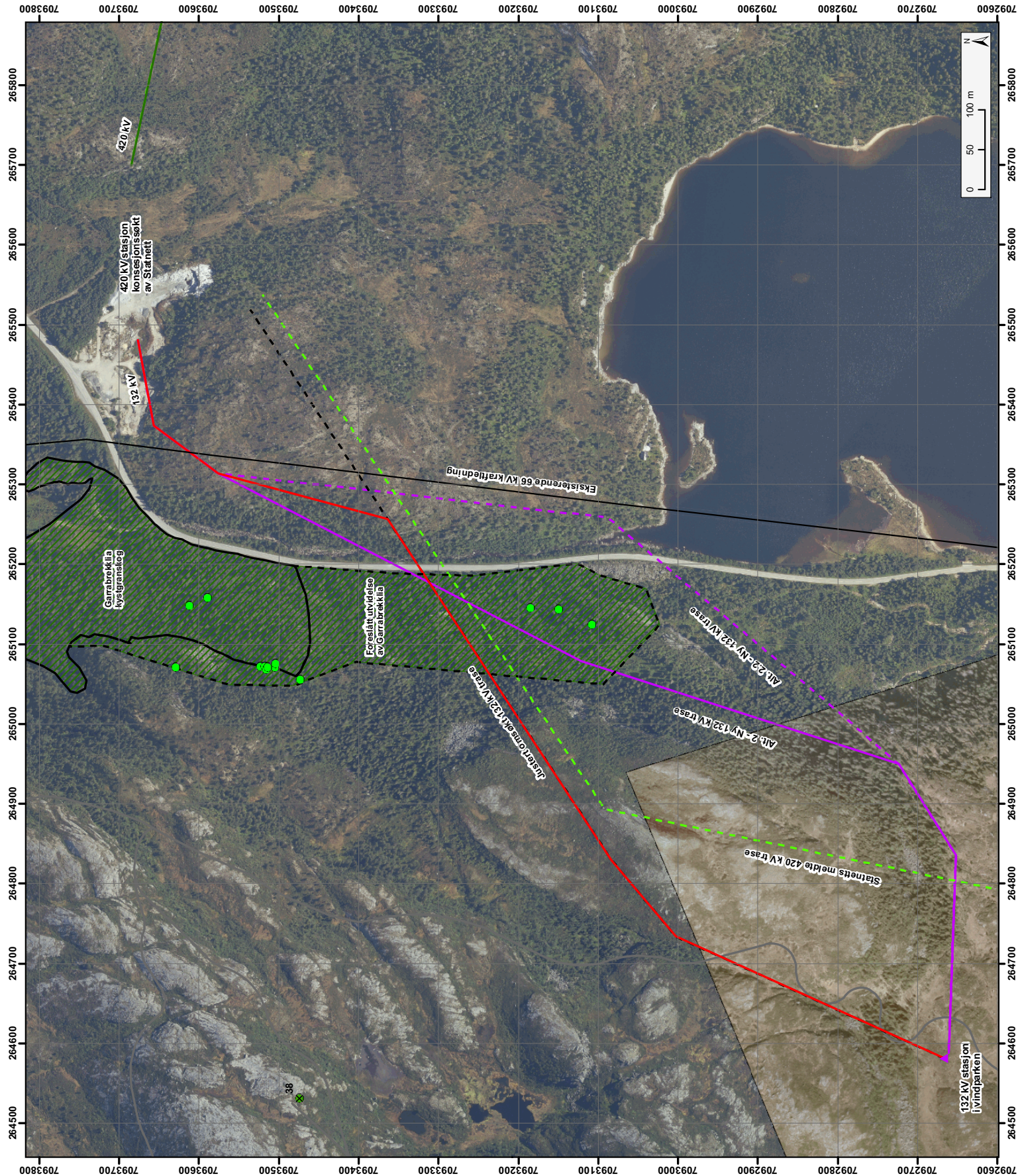
Eksisterende nett

- Eksisterende 66 kV ledning

Naturmiljø

- Registrerte rødlistede arter

Datum: Kartet bys UTM 33 - WGS84
Statens Kartverk/Tilråds nr.2007/6559



Vedlegg 7

Grovlivatnet drikkevannskilde

STATKRAFT Development AS

**Konsekvensutredning for Storheia vindpark,
Bjugn og Åfjord kommuner
Tema: Forurensning og avfall**

**Tilleggsutredning konsekvens og ROS-analyse
for drikkevannskilden Grovlivatnet**

Utarbeidet av:



August 2009

Prosjektnavn: Konsekvensutredning for Storheia vindpark. Tilleggsutredning
 konsekvens og ROS-analyse for drikkevannskilden Grovlivannet

Oppdragsgiver: Statkraft Development AS Versjon: 3

Prosjektleder: Gisle Kvaal Grepstad Dato: 11.08.2009

Prosjektkode (MC): 117129

Kontrakt nr. (SC):

Kontroll: **Signatur:** **Dato:**

Utført: Gisle Kvaal Grepstad

Kontrollert: Ole Vidar Holmeid

Godkjent: Pål Høberg 11.08.2009

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	SAMMENDRAG	1
2	INNLEDNING.....	5
2.1	Generelt.....	5
2.2	Utbyggingsplanene for vindparken.....	5
2.3	Forurensningsforhold	5
3	DRIKKEVANNSINTERESSER OG PLANBESTEMMELSER.....	6
3.1	Drikkevannsinteresser.....	6
3.2	Planbestemmelser.....	6
4	METODE OG DATAGRUNNLAG FOR ROS-ANALYSE.....	8
4.1	Formålet med ROS-analyse.....	8
4.2	Metode	8
4.3	Kriterier for vurdering av risiko	9
5	FORURENSNINGSPOTENSIALET FOR GROVLIVATNET	11
5.1	Anleggsfasen.....	11
5.1.1	<i>Generelt.....</i>	<i>11</i>
5.1.2	<i>Uhellsutslipp.....</i>	<i>11</i>
5.1.3	<i>Nitrogen- og partikkelforurensning ved avrenning</i>	<i>12</i>
5.2	Driftsfasen	12
5.2.1	<i>Drift og vedlikehold.....</i>	<i>13</i>
5.2.2	<i>Lekkasjer fra tanker eller møllehavari</i>	<i>14</i>
5.2.3	<i>Kollisjoner, velt og utforkjøringer.....</i>	<i>15</i>
5.3	Oppsummering av mulige utslippshendelser.....	15
5.4	Sannsynlighet for og konsekvensen av utslipp i anleggsfasen	16
5.5	Sannsynlighet for og konsekvensen av utslipp i driftsfasen	17
6	SAMLET RISIKOVURDERING	20
7	TILTAK FOR Å HINDRE FORURENSNING	23
7.1	Anleggsfasen.....	23

7.2	Driftsfasen	24
-----	-------------------	----

8	REFERANSER	26
----------	-------------------------	-----------

TABELLER

Tabell 1	Klassifisering av sannsynlighet	9
Tabell 2	Klassifisering av konsekvens	9
Tabell 3	Klassifisering av risiko og akseptkriterier	10
Tabell 4	Potensielt forurensende utstyr og oljemengder i anleggsfasen	12
Tabell 5	Estimat av type og mengde avfall pr. år i driftsfasen	13
Tabell 6	Oljemengder i en vindturbin med og uten hovedgir	13
Tabell 7	Møllehavarier i Danmark i perioden 2000 til 2008	14
Tabell 8	Identifisering av uønskede hendelser i anleggsfasen som vurderes	15
Tabell 9	Identifisering av uønskede hendelser i driftsfasen som vurderes	15
Tabell 10	Samlet risikovurdering av uønskede hendelser i anleggsfasen	20
Tabell 11	Samlet risikovurdering av uønskede hendelser i driftsfasen	21

VEDLEGG

Vedlegg 1:	Reguleringsplan med tilhørende bestemmelser for Storheia vindpark, Åfjord kommune	
------------	---	--

1 Sammendrag

Statkraft Development AS planlegger utbygging av Storheia vindkraftverk beliggende i Åfjord og Bjugn kommuner i Sør- Trøndelag fylke.

Grovlivatnet ligger innenfor planområdet for vindparken, og er i kommuneplanen for Åfjord kommune lagt ut som drikkevannskilde. NVE ba i sine kommentarer til konsekvensutredningen at *"Det skal legges fram oppdatert status for og vurderinger av eventuelle virkninger for Grovlivatnet reservedrikkevannskilde.*

Grovlivatnet fungerte som kommunens hovedvannkilde fram til Melan grunnvannsanlegg ble bygget i 1999. Grovlivatnet benyttes nå som suppleringskilde til hovedvannverket. Forbruket er ca 500 m³/dag ved varmt vær. Dette utgjør halvparten av vannforbruket i forsyningsområdet. Vannverket ved Grovlivatnet har sitt inntak på ca 20 m dyp og vannrensningen består av UV-desinfeksjon.

Det er konkrete planer om nytt vannverk for å forsyne Stordalen og Åfjord. Antatt anleggstart er høsten 2009 og en antar at påfølgende anleggsperiode vil vare ca. 2 år. Etter at Stordalen vannverk er ferdig utbygd, vil Grovlivatnet få status som reservevannkilde og benyttes kun ved spesielle tilfeller.

Tre små eller alternativt to store, vindmøller er planlagt plassert inne i nedbørfeltet til Grovlivatnet. Videre er 13 små eller 11 store møller plassert på eller så nær, vannskillet til nedbørfeltet at et uhellsutslipp kan føre forurensninger inn i nedbørfeltet. Internveiene til møllene rundt Grovlivatnet er plassert utenfor nedbørfeltet der dette har vært mulig.

Det er gjennomført en risikoanalyse for faren for forurensning av Grovlivatnet som følge av bygging og drift av vindparken. Resultatet av analysen gir en oversikt over risiko- og sårbarhetsforholdene og benyttes som grunnlag for beslutninger om forbedringer. I tillegg vil ROS-analysen identifisere sannsynlighets- og konsekvensreduserende tiltak.

De viktigste potensielle forurensningshendelsene i anleggsfasen vil være:

- Uhellsutslipp av ulike karakter
 - o Søl ved håndtering av drivstoff og olje
 - o Tanklekkasjer
 - o Kollisjoner
- Nitrogen- og partikkelforurensning

De potensielle forurensningshendelsene i driftsfasen vil være knyttet til oljespill og uhellsutslipp ifm:

- Drift og vedlikehold av møllene
- Lekkasje fra tanker eller møllehavari
- Kollisjoner, velt og utforkjøringer

Totalt ble 10 hendelser som vil kunne forringe Grovlivatnet som drikkevannskilde, risikovurdert (5 i anleggsfasen og 5 i driftsfasen). Hendelsene vist i tabellene S1 og S2.

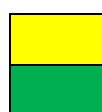
Tabell S1 Samlet risikovurdering av uønskede hendelser i anleggsfasen

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens	Konsekvens (1 – 4)	Sannsynlighet (1 – 3)	Risiko	Kommentar Tiltak
A	Anleggsfasen					
A1	I forbindelse med anleggsarbeidene på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden	2	3	6	Krav til alder av utstyr og kjøretøy, kontroll på anlegget samt lenser og absorberer tilgjengelig.
A2	Hull på eller lekkasjer fra, dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivetnets nedbørfelt.	Menneskelig svikt ifm håndtering, påkjørsel eller hull på oljefat og lignende lagret innenfor drikkevannskildens nedbørfelt og når denne.	3	1	3	Fat og tanker som lagres i nedbørfeltet plasseres med oppsamlingskum samt med lenser og absorberer tilgjengelig, i god avstand fra drikkevannskilden
A3	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivetnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden	3	2	6	Restriksjoner på hastighet. Absorberer og oljelenser tilgjengelig på sentrale punkter i anleggsområdet
A4	Sprengningsarbeid innen nedbørfeltet til Grovlivetnet fører til avrenning av nitrogenholdig vann.	Uomsatt sprengstoff fra sprengning vaskes ut i drikkevannskilden ifm regnskyll.	1	2	2	Forventes ikke å påvirke vannkvaliteten i målbar grad, sprengstoff med lavt nitrogeninnhold bør benyttes
A5	Partikler fra anleggsarbeid innenfor Grovlivetnets nedbørfelt når vannet eller tilførselsbekkene.	Anleggsarbeid, sprengning, deponering eller utlegging av masser fører at naturlige masser eller fyllmasser tilfører drikkevannskilden partikulært materiale	2	3	6	Beskytte gjenstående vegetasjon. Legge til side for gjenbruk av toppdekket. Erosjonsreducerende tiltak i form av rask revegetering, avskjærende grøfter, slake skrånninger etc. Siltskjørt ved arbeider nær Grovlivetnet.

Tabell S2 Samlet risikovurdering av uønskede hendelser i driftsfasen

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens	Konsekvens (1 – 4)	Sannsynlighet (1 – 3)	Risiko	Kommentar Tiltak
D	Driftsfasen					
D1	Utslipp av olje og hydraulikkvæske i forbindelse med drift og service av vindmølle	Vindmøllen ligger innenfor Grovlivetnets nedbørfelt og fører til forurensning av Grovlivetnet	2	2	4	Etablerte rutiner for vedlikehold. Absorbenter og lenser tilgjengelig vil redusere spredning ved uhell.
D2	I forbindelse med vedlikeholdsarbeider innenfor drikkevannskildens nedbørfelt, på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden	2	2	4	Krav til kjøretøy og maskiner. Etablerte rutiner for uhellshåndtering. Absorbenter og lenser tilgjengelig vil redusere spredning ved uhell.
D3	Lekkasjer fra dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivetnets nedbørfelt	Oljefat og lignende står lagret ulovlig innenfor eller i nærheten av drikkevannskildens nedslagsfelt og forurensner denne.	3	1	3	Fat og tanker tillates ikke lagret innenfor Grovlivetnets nedbørfelt. Etablerte rutiner for uhellshåndtering. Absorbenter og lenser tilgjengelig vil redusere spredning ved uhell.
D4	Havari av vindmølle som fører til at selve møllehuset faller ned og blir liggende i Grovlivetnets nedbørfelt. Lekkasje av olje og hydraulikkvæske.	Mangelfull vedlikehold av vindmøllen, dårlig rutiner ved service, teknisk svikt på selve vindmøllen, storm. Olje og hydraulikkvæske forurensner drikkevannskilden Grovlivetnet.	4	1	4	Kun 1 mølle ligger så nær Grovlivetnet at møllehuset vil kunne falle i vatnet ved havari (mølle 8/13). Oppsamlingsgrøft rundt selve tårnfundamentet bør etableres for tårn inne i nedbørfeltet
D5	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivetnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden	3	2	6	Restriksjoner på hastighet. Absorbenter og oljelenser tilgjengelig på sentrale punkter i vindparken.

I kapittel 4 beskrives metode for risiko- og sårbarhetsanalysen.



"På grensen " risiko - risikoreduserende tiltak må vurderes

Akseptabel risiko - aksepteres uten spesielle tiltak (åpenbare tiltak bør vurderes).

Risikoreduserende tiltak er presentert for hendelser med "på grensen"-risiko. Tiltak for å hindre forurensning er også foreslått for hendelser med "akseptabel" risiko.

Det er viktig at tiltakene som iverksettes iht miljøoppfølgingsprogrammet i anleggsfasen, er med i prisbærende poster i anbudet og definert på en slik måte at avregning etter mengder eller klart definerte oppgaver, ligger til rette. Dette for å sikre at avbøtende tiltak blir en integrert del av gjennomføringen.

I driftsfasen er viktig at en etablerer gode rutiner og beredskapsplaner for drift og vedlikehold samt håndtering av avfall og mulig forurensende væsker.

2 Innledning

2.1 Generelt

Statkraft Development AS planlegger utbygging av Storheia vindkraftverk beliggende i Åfjord og Bjugn kommuner i Sør- Trøndelag fylke. Reguleringsområdet for Åfjord og Bjugn kommuner er vist hhv i vedlegg 1a og 1b.

Vindparken ligger i et område hvor det er lite vegetasjon og sparsomt med løsmasser. Grunnet bergartene i området og det tynne eller manglende løsmassedekket, vil avrenningen i området nesten utelukkende føre til hurtig overflateavrenning av blant annet nedbørsvann. Uhellsutslipp vil derfor fort kunne nå bekker eller vann.

Grovlivatnet ligger innenfor planområdet for vindparken, og er i kommuneplanen for Åfjord kommune lagt ut som drikkevannskilde. Dette er det eneste nedbørfeltet for drikkevann som vil berøres av den planlagte utbyggingen.

NVE har i sine kommentarer til konsekvensutredningen bedt om følgende tilleggsutredninger knyttet til avfall og forurensning, utdrag NVE, 2009:

"5 Det skal legges fram oppdatert status for og vurderinger av eventuelle virkninger for Grovlivatnet reservedrikkevannskilde"

Denne rapporten er utarbeidet for å dekke tilleggsutredningen slik NVE har bedt om.

I denne rapporten har vi ikke vurdert nærmere utslipp direkte til luft (bortsett fra støv som kan nå vannresipient), da utslipp til luft ikke anses som et problem slik planområdet er lokalisert.

2.2 Utbyggingsplanene for vindparken

Det vises til konsesjonssøknad for Storheia vindpark for beskrivelse av utbyggingsplanene (Statkraft, mars 2008).

2.3 Forurensningsforhold

Det foreligger ingen vesentlige forurensningskilder i planområdet i dag, og det er ikke påvist permanente forurensningskilder i nedbørfeltet til Grovlivatnet. Helt sporadisk kan turgåere og dyr påvirke vannkvaliteten lokalt. Området har minimalt med tekniske inngrep utover inntaksstruktur for vannverket ved Grovlivatnets nordside, og en betongdam på Laugens sørside i forbindelse med Teksdal kraftverk.

Det er ingen grunn til å tro at forurensningssituasjonen i tiltaksområdet skiller seg i noen vesentlig grad fra det som kan antas å være vanlig i regionen forøvrig.

3 Drikkevannsinteresser og planbestemmelser

3.1 Drikkevannsinteresser

Det foreslåtte vindparkområdet omfatter Grovlivatnet (se vedlegg 1) som per i dag er suppleringsvannkilde for Åfjord hovedvannverk. Grovlivatnet fungerte som kommunens hovedvannkilde fram til Melan grunnvannsanlegg ble bygget i 1999. Forsyningskapasiteten fra Melan har imidlertid vist seg å være for liten i forhold til behovet i kommunen, og Grovlivatnet benyttes derfor som suppleringskilde til hovedvannverket. Forbruket er ca 500 m³/dag ved varmt vær. Dette utgjør halvparten av vannforbruket i forsyningsområdet. Vannverket ved Grovlivannet har sitt inntak på ca 20 m dyp og vannrensningen består av UV-desinfeksjon.

Det er konkrete planer om nytt vannverk for å forsyne Stordalen og Åfjord. Antatt anleggstart er i 2009, og en regner med ca. 2 års byggetid. Etter ferdig utbygd Stordalen vannverk, vil Grovlivatnet få status som reservevannkilde og benyttes kun ved spesielle tilfeller (dersom øvrige vannverk ikke gir nok vann samt ved stans i produksjonen) (Asbjørn Horstad, teknisk drift, Åfjord kommune, pers. meddelelse, juli 2009).

Det tas vannprøver av Grovlivatnet 3 – 4 ganger i året av ubehandlet overflatevann (noe som er et krav i drikkevannsforskriften).

Resultatet fra disse målingene har gitt følgende vannkvalitet av vannet i Grovlivatnet:

Kimtall: ca 2	Turb. 0,23 NTU
E.coli: 0	Farge: 35 mg Pt/l
pH: 6,4-6,5	

Råvannet i Grovlivatnet kan karakteriseres som normalt overflatevann i norsk sammenheng: klart, men noe surt og med høyt fargetall. Kravet i drikkevannsforskriften i forhold til farge er 20 mg Pt/l.

3.2 Planbestemmelser

Drikkevannsforskriftens §4 regulerer generelt forbud for forurensning av vannforsyningsssystem, herunder vannkilde, behandling og distribusjonssystem. Mattilsynet er myndighet for vannforsyningsanlegg i Norge.

Det har aldri blitt utarbeidet en egen klausuleringsavtale for Grovlivatnet, men overskjønn og overordnet mål om at vannkvaliteten i vannkilden ikke skal forringes, er lagt til grunn for beskyttelse av nedslagsfeltet og vannkilde. For å sikre vannet mot forurensninger er følgende servitutter pålagt (Overskjønn for Grovlivatnet, 1972):

1. Ny bebyggelse av enhver art i nedbørsfeltet hindres.
2. Seterdriften ved Finsetseter må ikke gjenopptas. Husene fra seteren må bare benyttes av eieren. Avløpsvann fra seteren må ikke ledes ut i vannløp som går til Grovlivann. Vannklosetter må ikke installeres.
3. Markene i nedbørsfeltet må ikke gjødsles.
4. Vassdraget må ikke gjødsles for opphjør av fisket.
5. Bading i Grovlivatn er forbudt.

6. Fiske i vassdraget tillates kun for grunneiere.
7. Trafikk av motordrevne fartøyer på Grovlivann er forbudt, og båttrafikk på vatnet tillates forøvrig bare for dem som eier grunn til vannet med en båt hver. Trafikk på isen med motordrevne kjøretøyer er forbudt.
8. Det må ikke legges kjørbare veier opp til vannet og i nedbørsfeltet.
9. Bruk av pesticider i Grovlivatnets nedbørsfelt er forbudt.

Planbestemmelsene til kommuneplanen for Åfjord, punkt 7, gir også generelt byggeforbud langs vassdrag; *"Det er ikke tillatt å føre opp bebyggelse eller anlegge veg nærmere enn 75 meter fra vassdrag målt fra strandlinja i horisontalplanet ved gjennomsnittlig flomvannstand. I viktige områder for friluftinteressene og i skogløst terreng er grensa 100 meter, men avgrenses mot eksisterende veier der de går nærmere."*

Ofte blir økt aktivitet i nedbørfeltet regnet som en økt fare for forurensning av vannkilden. I forbindelse med godkjenning av "Fylkesdelplan for vindkraft i Rogaland – ytre del", har Miljøverndepartementet pekt på problemstillinger som er vurdert i forhold til etablering av infrastruktur i nedbørfelt til drikkevannskilder. Departementet mener at det vil være mulig å vurdere utbygging av vindkraftanlegg i slike områder. Det legges til grunn at dersom tilstrekkelige forholdsregler tas i anleggs- og driftsfasen, vil risikoen for forurensning i de fleste tilfeller være liten. Ved planleggingen av de enkelte anleggene må det gjøres tilpasninger til lokale forhold, og det må tas kontakt med vannverkseier (Miljøverndepartementet, 2009).

4 Metode og datagrunnlag for ROS-analyse

4.1 Formålet med ROS-analyse

Risiko- og sårbarhetsanalyse er en systematisk fremgangsmåte for å beskrive og/eller beregne risiko og sårbarhet. Analysen utføres ved kartlegging av uønskede hendelser, samt årsaker til, sannsynlighet og konsekvenser av disse.

Risiko er et uttrykk for den fare som uønskede hendelser representerer for mennesker, miljø eller materielle verdier. Risikoen uttrykkes ved sannsynligheten for og konsekvensene av de uønskede hendelsene. Begreper og metoder for risikoanalyse er nærmere beskrevet i Norsk Standard NS 5814 "Krav til risikoanalyser" med veiledning.

Resultatet av analysen vil gi en oversikt over risiko- og sårbarhetsforholdene og kan benyttes som grunnlag for beslutninger om forbedringer. I tillegg vil en ROS-analyse kunne identifisere sannsynlighets- og konsekvensreducerende tiltak.

4.2 Metode

Risikovurderingen er utført ved bruk av risikomatriser. Metoden forutsetter bruk av:

- Sannsynlighetsklasser
- Konsekvensklasser
- Grenser for akseptabel, ALARP (As Low As Reasonable Practicable) og ikke-akseptabel sone (se Tabell 3).

En hendelse kan ha flere utfall (slutthendelser) og disse utfallene vil ha ulike konsekvenser og sannsynligheter. Før risikoen til en hendelse kan estimeres må en derfor avgjøre hvilken slutthendelse som skal vurderes. Det er vanlig å vurdere det verst tenkelige utfallet av en hendelse med tanke på konsekvens, men i en del tilfeller kan det være hensiktsmessig å se på et utfall med mindre alvorlige konsekvenser hvis dette er en hendelse som inntreffer ofte. For enkelte hendelser vil det derfor være naturlig å vurdere flere slutthendelser.

For å visualisere risikonivået for hendelsene og prioritering av tiltak er hendelsene lagt inn i en risikomatrise.

Vurderingen av hendelser er basert på at allment aksepterte tekniske løsninger vil bli brukt innen anleggsområdet. Det kan for eksempel være at riggplasser skal utformes og sikres på tilfredsstillende måte, at fatlager og dagtanker plasseres på tette underlag med mulighet for oppsamling av lekkasjer osv. Dette innebærer at enkelte hendelser som er identifisert, gjelder svikt i rutiner eller tekniske installasjoner som avviker fra forutsatt håndtering av avfall, med påfølgende negative miljøkonsekvenser.

Tabell 1 viser inndeling i sannsynlighetsklasser for hendelser i anleggs- og driftsfasen. Anleggs- og driftsfasen har forskjellig varighet, og det er derfor i anleggsfasen valgt en annen frekvens for hendelser enn i driftsfasen.

Arbeidet med risiko- og sårbarhetsanalysen er utført som en "grovanalyse". Dette innebærer at risiko for identifiserte uønskede hendelser klassifiseres som "uakseptabel", "på grensen" eller "akseptabel" ut fra en klassifisering av sannsynlighet for hendelsene, og konsekvensen av disse. Arbeidet med analysene er utført med forankring i *Veileder for kommunale risiko- og sårbarhetsanalyser* (DSB, 1994) og *Samfunnssikkerhet i arealplanlegging* (DSB, 2008).

4.3 Kriterier for vurdering av risiko

Sannsynlighet av, og konsekvenser ved ulike hendelser er vurdert ved å klassifisere etter hhv. Tabell 1 og Tabell 2. Vurdering av risiko opp mot akseptkriterier framgår av Tabell 3.

Tabell 1 Klassifisering av sannsynlighet




Kl.	Beskrivelse	Hendelser/år	Forklaring
Anleggsfasen:			
A3	Stor sannsynlighet	> 1	Inntreffer oftere enn 1 gang per år.
A2	Middels sannsynlighet	0,1-1	Inntreffer oftere enn hvert 10. år.
A1	Liten sannsynlighet	< 0,1	Inntreffer sjeldnere enn 1 gang per 10. år, og kanskje ikke i anleggsperioden.
Driftsfasen			
D3	Stor sannsynlighet	> 0,1	Inntreffer oftere enn hvert 10. år.
D2	Middels sannsynlighet	0,1-0,01	Inntreffer oftere enn hvert 100 år.
D1	Liten sannsynlighet	< 0,01	Inntreffer sjeldnere enn 1 gang per 100. år, og kanskje ikke i driftsperioden.

Tabell 2 Klassifisering av konsekvens

Begrep	Frekvens
Liten konsekvens	Ingen/ubetydelig negativ påvirkning av vannforekomsten, (farge, partikler, olje) eller fisk samt kvalitet som drikkevann. Ingen overskridelser av konsesjoner eller tillatelser.
Middels	Betydelige og kortvarig negativ påvirkning av vannforekomsten som drikkevannskilde. Reetablering etter få dager. Mindre og kortvarige overskridelser av konsesjoner og tillatelser.
Stor	Betydelige og langvarig negativ påvirkning av vannforekomsten som drikkevannskilde. Reetablering etter måneder. Betydelige og langvarige overskridelser av konsesjoner og tillatelser.
Meget stor / Katastrofal	Varige, omfattende ødeleggelser av drikkevannsvannforekomsten. Store, svært alvorlige og langvarige konsesjonsoverskridelser

Tabell 3 Klassifisering av risiko og akseptkriterier

Sannsynlighet	1	2	3	4
Konsekvens	Liten	Middels	Stor	Meget stor
3 Stor sannsynlighet	3	6 ALARP	9	12
2 Middels sannsynlighet	2	4	6 ALARP	8
1 Liten sannsynlighet	1	2	3	4 ALARP

	8-12: Uakseptabel risiko - risikoreduserende tiltak må iverksettes.
	4- 6: "På grensen " risiko - risikoreduserende tiltak må vurderes
	1-4: Akseptabel risiko - aksepteres uten spesielle tiltak (åpenbare tiltak bør vurderes).

Analyseobjektene er Grovlivetnet som drikkevannskilde, og dets nedbørfelt. To av vindmøllene som er planlagt, ligger inne i nedbørfeltet til Grovlivetnet. Flere av møllene ligger på grensa til dette nedbørfeltet.

5 Forurensningspotensialet for Grovlivatnet

5.1 Anleggsfasen

5.1.1 Generelt

De viktigste potensielle forurensningshendelsene i anleggsfasen vil være:

- Uhellsutslipp av ulike karakterer
 - o Søl ved håndtering av drivstoff og olje
 - o Tanklekkasjer
 - o Kollisjoner
- Nitrogen- og partikkelforurensning

I anleggsfasen er faren størst for utslipp som følge av regulær anleggsvirksomhet (sprengningsarbeider, graving, massetransport), samt uhell under arbeidet. Konsekvensene vil avhenge av sted for utslipp, type forurensning, årstid, anleggsmetoder, plassering og utforming av anleggsområder, forebyggende tiltak etc.

De fleste av hendelsene, bortsett fra de knyttet til servicebygget og oljelagring, omtalt under vil kunne skje i eller nær Grovlivatnets nedbørfelt. Utslippsmengdene vil imidlertid variere, noe som omtales seinere.

5.1.2 Uhellsutslipp

Uhellsutslipp kan forekomme i både anleggs- og driftsfasen. Vanligst er søl i forbindelse med tanking og håndtering av drivstoff og oljer (overfyllinger, slangebrudd og regulært søl). Andre hendelser er uforsvarlig / feil håndtering og deponering av avfall, tanklekkasjer, kollisjoner og velt/utforkjøring.

Tabell 4 viser sannsynlige enhetsmengder oljer og drivstoff i vindparken i anleggsfasen. Så lenge entreprenør ikke er valgt er omfanget av maskinparken ukjent og tallene derfor usikre. Mengden og konsekvensen av et uhellsutslipp er avhengig av hvor det skjer, hvilke stoffer som slippes ut, hvor mye som slipper ut samt hvilke tiltak som iverksettes.

Det største potensielle enkeltutslippet vil kunne bli forårsaket av at en lokal full drivstofftank springer lekk, f. eks. som følge av en påkjørsel, og hele volumet renner ut. Dette kan gi et utslipp på inntil 2 000 liter diesel.

Tabell 4 Potensielt forurensende utstyr og oljemengder i anleggsfasen

Utstyrstype - anleggsfase	Aktivitet	Mengde [liter/stk]		
		Diesel	Hydraulikkolje	Smøreolje
Anleggsmaskiner:	Masseflytting			
Gravemaskiner		700	500	40
Hjullastere		700	300	50
Dumpere		500	250	50
Aggregat/pumper	Strøm/trykk	200	0	10
Tankanlegg og tankbil for drivstoff og oljer	Frakt, lagring, fylling, tapping	3000	0	0
Tank for forsyning av drivstoff til anleggsmaskiner	Frakt, fylling	2000	0	0
Brakkerigg og oppstillingsplasser	Lagring oljer og kjemikalier	Ukjent lavt volum	Ukjent lavt volum	Ukjent lavt volum

(Referanse: SWECO Grøner, 2005)

5.1.3 Nitrogen- og partikkelforurensning ved avrenning

I forbindelse med anleggsarbeid kan det forventes sprengning for bygging av vei, grøfter og møllefundament. Dreinsvann fra sprengningsarbeid kan inneholde nitrogen fra ubenyttet sprengstoff. Vanlig benyttet sprengstoff (emulsjon/slurry) inneholder ca 26 % nitrogen. En regner vanligvis med at mellom 4-5 % av total nitrogen i sprengstoffet slippes ut med dreinsvann.

Potensialet for nitrogenforurensning av vannresipientene vil avhenge av omfanget av sprengningsarbeider og avstand fra resipient til eventuelt deponi for sprengte masser, og ytre forhold som nedbør og avrenning.

I tillegg vil en i anleggsfasen, som følge av anleggsvirksomheten og jorderosjon, kunne få økt turbiditet og tilførsel av suspendert materiale i vann, bekker og elver. Der anleggsarbeid skjer nær vann eller bekker vil eventuelt utglidning av naturlig eller utlagte masser kunne føre til partikkelforurensning.

5.2 Driftsfasen

Det er liten fare for forurensning fra vindparken når denne er satt i drift.

De potensielle forurensningshendelsene i driftsfasen vil være knyttet til oljespill og uhellsutslipp ifm:

- Drift og vedlikehold av møllene
- Lekkasje fra tanker eller møllehavari
- Kollisjoner, velt og utforkjøringer

Faren for forurensning fra sanitæranlegget i servicebygget er ikke tatt med da dette er forutsatt utført i henhold til gjeldende forskrifter.

5.2.1 Drift og vedlikehold

Statkraft har på dette tidspunktet ikke foretatt valg av vindturbin. Total oljemengde i turbiner varierer fra modell til modell, og vil dermed være avhengig av endelig valgt turbin.

Det vil kunne være en fare for utslipp av olje/hydraulikkolje i turbinen i forbindelse med utskifting av blant annet filtre. Hvert tredje til femte år skiftes olje i giret og i det hydrauliske system. Dette arbeidet tar normalt en dag (Multiconsult 2008b).

I driftsfasen vil det genereres beskjedne mengder avfall. I hovedsak vil det dreie seg om restavfall fra servicebygget, noe avfall og emballasje i forbindelse med vedlikehold, og diverse oljeholdig avfall fra møller og transformatorstasjon.

Farlig avfall vil i hovedsak være i form av spillolje og brukte oljefilter.

Tabell 5 viser et estimat av forbruk av oljefilter og generering av spillolje per år. Dette samt annet avfall, forutsettes selvfølgelig levert godkjent mottak.

Tabell 5 Estimat av type og mengde avfall pr. år i driftsfasen

Avfallstype	Komponenter	B1 Planområdet	
		58 stk X 4,5 MW	85 stk X 2,3 MW
Farlig avfall	Oljefilter [stk]	60 – 185	90 - 270
	Spillolje [liter]	1150 – 1750	1700 - 2550

Tabell 6 Oljemengder i en vindturbin med og uten hovedgir

Utstyrstype	Volum pr. vindturbin / enhet		
	Gir-/ hydraulikkolje	Smøreolje	Oljedemper
Vindturbin uten hovedgir ¹	14 l	125 ml – 4 l	
Vindturbin med hovedgir ²	100 l	500 l	10 l
Trafostasjon til vindturbin ³		0 eller 800 – 1500 l	
Servicebygg ⁴	40 - 780	10 - 8100	
Servicekjøretøy ⁵	80 l diesel	2	

¹ Vindturbin type E-70 E4 (Enercom GmbH)

² Typisk 3 MW turbin med hovedgir

³ Kan være tørrisolert

⁴ Forutsatt lagring for etterfylling av 3 møller og mølletrafoer

⁵ Drivstofftank på transportmiddel

(Referanse: Ambio Miljørådgivning, 2009, SWECO Grøner 2005)

Olje benyttes også som vibrasjonsdemping i selve tårnet (ca 900 l pr. tårn i følge VESTAS) i enkelte mølletyper. I tillegg til nevnte produkter kan det være kjølesystem hvor det benyttes glykol.

For vindmøller med såkalte vridningsregulerte (Pitch-regulerte) vinger vil det kunne være fare for oljesøl fra det hydrauliske system inne i navet. En nivåføler vil ved større tap enn ca 5 liter hydraulisk olje gi signal til styringssystemet som automatisk stopper rotasjonen av vindturbinen. Risikoen for oljesøl er begrenset til maks 50 liter. Oljen som renner forventes ikke å nå vingene da overgangen mellom nav og vinger er tett. Selve nivåføleren for olje kan justeres slik at den blir ekstra sensitiv for oljetap og dermed hindre lekkasje (Elsam, 2006).

Andre hendelser er uforsvarlig / feil håndtering og deponering av avfall.

5.2.2 Lekkasje fra tanker eller møllehavari

Lekkasje fra tanker eller fat som er lagret inne i vindparken utgjør en forurensningsrisiko. Forutsetter en lagring for mulighet til etterfylling av tre møller blir totalt lagret mengde oljer i størrelsesorden 50 til 9 000 liter avhengig av type mølle og mølletrafo.

Havarier av vindmøller vil kunne skje dersom en mølle mister blader eller mister evnene til å bremse ned selve vindturbinen. Totalhavari kan da forekomme ved at vindmøllebladene slites i stykker og slynges av gårde i stor hastighet. Bladene som går i oppløsning kan også ramme tårnet som da kan kollapse og falle ned,

Undersøkelser i Danmark viser at ved et havari av vindmøller rammer vindmøllens deler jorden normalt like i nærheten av vindmøllen. I fem tilfeller har vingedeler truffet bakken mer en 100 meter vekk og i 2 av de 5 tilfellene har deler havnet lenger vekk enn 300 meter fra vindmøllen. Deler som kastes lengst vekk er normalt deler fra komposittingene som normalt er støpt i glassfiber/polyester. Faren for forurensning fra vindmøllebladene er derimot neglisjerbar. Selve møllehatten med generatoren faller normalt ned med en maksimal avstand på ca 20-30 meter fra tårnet og kan føre til skader og oljeutslipp der.

I Tabell 7 vises møllehavarier i Danmark siden år 2000. Opplysningene stammer fra fabrikanter, forsikringsselskaper og vindmølleiere, der nedfalte deler har utgjort en fare. Hvorvidt det har ført til forurensninger er ikke spesifisert.

Tabell 7 Møllehavarier i Danmark i perioden 2000 til 2008

År	Type hendelse				I alt
	Brann	Total havari	Nedfalt vinge	Nedfallne vingedeler	
2000					
2001					0
2002	1		1	2	4
2003			1	3	4
2004			1	1	2
2005		1*	2		3
2006			2	4	6
2007			3	2	5
2008		1	2		3
Totalt	1	2	12	12	27

(Referanse: Risøe 2008, i Multiconsult 2008b)

Totalt antall vindmøller i Danmark er i overkant av 5000 (Hervik & Bræin, 2006).

5.2.3 Kollisjoner, velt og utforkjøringer

Denne typen uhell er knyttet til kollisjoner og velt/utforkjøringer i forbindelse med transport av oljer, kjemikalier utstyr og personell.

5.3 Oppsummering av mulige utslippshendelser

Basert på kapitlene over, er følgende hendelser identifisert:

Tabell 8 Identifisering av uønskede hendelser i anleggsfasen som vurderes

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
A	Anleggsfasen	
A1	I forbindelse med anleggsarbeidene på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden
A2	Hull på eller lekkasjer fra, dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivatnets nedbørfelt.	Menneskelig svikt ifm håndtering, påkjørsel eller hull på oljefat og lignende lagret innenfor drikkevannskildens nedbørfelt og når denne.
A3	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivatnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden
A4	Sprengningsarbeid innen nedbørfeltet til Grovlivatnet fører til avrenning av nitrogenholdig vann.	Uomsatt sprengstoff fra sprengning vaskes ut i drikkevannskilden ifm regnskyll.
A5	Partikler fra anleggsarbeid innenfor Grovlivatnets nedbørfelt når vannet eller tilførselsbekkene.	Anleggsarbeid, sprengning, deponering eller utlegging av masser fører at naturlige masser eller fyllmasser tilfører drikkevannskilden partikulært materiale

Tabell 9 Identifisering av uønskede hendelser i driftsfasen som vurderes

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
D	Driftsfasen	
D1	Havari av vindmølle som fører til at selve møllehuset faller ned og blir liggende i Grovlivatnets nedbørfelt. Lekkasje av olje og hydraulikkvæske.	Mangelfull vedlikehold av vindmøllen, dårlig rutiner ved service, teknisk svikt på selve vindmøllen, storm. Olje og hydraulikk-væske forurenses drikkevannskilden Grovlivatnet.
D2	Utslipp av olje og hydraulikkvæske i forbindelse med drift og service av vindmølle	Vindmøllen ligger innenfor Grovlivatnets nedbørfelt og fører til forurensning av Grovlivatnet
D3	I forbindelse med vedlikeholdsarbeider innenfor drikkevannskildens nedbørfelt, på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden
D4	Lekkasjer fra dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivatnets nedbørfelt	Oljefat og lignende står lagret ulovlig innenfor eller i nærheten av drikkevannskildens nedslagsfelt og forurenses denne.
D5	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivatnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden

5.4 Sannsynlighet for og konsekvensen av utslipp i anleggsfasen

Sannsynligheten for utslipp og uhell i anleggs – og driftsfasen er detaljert beskrevet i SWECO Grøner, 2005. Sannsynlighetsvurderingene under er basert på den nevnte studien, Multiconsult 2008b, Ambio 2009, samt Jernbaneverket 2005.

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
A1	I forbindelse med anleggsarbeidene på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden

Det er ikke rapportert om uhellsutslipp / akutte utslipp fra de største vindpark-utbyggingene som har foregått i Norge til nå. Det foregår imidlertid stadig små uhell og søl i forbindelse med anleggsvirksomhet generelt, hvor konsekvensen er forurensning av vannforekomster. Det foreligger dessverre ingen tilgjengelig statistikk for denne typen hendelser.

Vi har derfor vurdert sannsynligheten i anleggsfasen for å være "Stor sannsynlighet" (3). Konsekvensen er imidlertid vurdert til å være "Middels" (2) da det normalt er snakk om begrensede mengder forurensning og ingen møller ligger helt inntil drikkevannskilden.

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
A2	Hull på eller lekkasjer fra, dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivetnets nedbørfelt.	Menneskelig svikt ifm håndtering, påkjørsel eller hull på oljefat og lignende lagret innenfor drikkevannskildens nedbørfelt og når denne.

Dagtanker og fat bør normalt ikke plasseres innenfor nedbørfeltet til Grovlivetnet. En total lekkasje fra en slik dagtank vil kunne føre til at ca. 2 000 l drivstoff når resipienten eller tilførselsbekkene. Vi har vurdert sannsynligheten til å være "Liten sannsynlighet" (1) og konsekvensen til å være "Stor konsekvens" (3).

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
A3	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivetnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden

Trafikken i parken vil være størst i anleggsfasen. Da vil en videre ha flere sjåførere som ikke er kjent i parken. Det foreligger statistikk på ulykker / uhell på offentlig vei men vi er ikke kjent med at det foreligger materiale knyttet til trafikkuhell på lukkede veier og anleggsområder. Verst tenkelig scenariet er kjøretøy som velter ut i selve Grovlivetnet.

Da veien kun går helt inntil vannet ved demningen har vi valgt å ikke benytte dette scenariet som vurdert hendelse. Dersom vi tar en utforkjøring eller kollisjon på internveiene, enten inn til møllene som ligger inne i Grovlivetnets nedbørfelt, eller på veiene langs feltgrensa, som mest sannsynlig hendelse, har vi vurdert sannsynligheten i anleggsfasen som "Middels" (2) og konsekvensen som "Stor" (3).

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
A4	Sprengningsarbeid innen nedbørfeltet til Grovlivetnet fører til avrenning av nitrogenholdig vann.	Uomsatt sprengstoff fra sprengning vaskes ut i drikkevannskilden ifm regnskyll.

Det meste av veinettet ligger utenfor nedbørfeltet til Grovlivetnet, og kun to til tre møller ligger i sin helhet innfor nedbørfeltet. To av disse møllene ligger et stykke fra vatnet. Sannsynligheten for at nitrogen når Grovlivetnet er vurdert til "Middels sannsynlighet" (2) og konsekvensen til ubetydelig, negativ, dvs. "Liten konsekvens" (1).

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
A5	Partikler fra anleggsarbeid innenfor Grovlivetnets nedbørfelt når vannet eller tilførselsbekkene.	Anleggsarbeid, sprengning, deponering eller utlegging av masser fører at naturlige masser eller fyllmasser tilfører drikkevannskilden partikulært materiale

Selv om det meste av infrastrukturen og møllene er plassert utenfor nedbørfeltet, er det sannsynlig at anleggsarbeidet inne i nedbørfeltet kan føre til partikulær påvirkning, selv om omfanget vil være begrenset. Sannsynligheten er vurdert til å være "Stor sannsynlighet" (3) og konsekvensen til å være "Middels" (2).

5.5 Sannsynlighet for og konsekvensen av utslipp i driftsfasen

Sannsynligheten i driftsfasen er generelt mindre i driftsfasen enn i anleggsfasen, da det vil være færre mennesker i aktivitet i parken og de som arbeider der er sannsynligvis bedre kjent med rutinene og området. Hendelsene vil være knyttet til spill og uhellsutslipp ifm. drift og vedlikehold av møllene, lekkasjer fra tanker eller møllehavari samt kollisjoner, velt og utforkjøringer.

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
D1	Utslipp av olje og hydraulikkvæske i forbindelse med drift og service av vindmølle	Vindmøllen ligger innenfor Grovlivetnets nedbørfelt og fører til forurensning av Grovlivetnet

Det forutsettes at spilloljer og andre væsker håndteres iht gjeldene lovverk. Som nevnt i kap. 5.2, finnes det flere kontrollsystemer i møllene som vil varsle dersom større lekkasjer oppstår, og det forventes at service utføres av kvalifiserte og erfarne personer. Grunnet den lange driftsperioden er det sannsynlig at søl vil kunne forekomme derfor "Middels sannsynlighet", men omfanget og derfor konsekvensen vurdert til "Middels".

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
D2	I forbindelse med vedlikeholdsarbeider innenfor drikkevannskildens nedbørfelt, på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden

Det er ikke rapportert om uhellsutslipp / akutte utslipp fra de største vindparkene i Norge til nå. Det foregår imidlertid stadig små uhell og søl i forbindelse med vedlikeholdsvirksomhet generelt, hvor konsekvensen er forurensning av vannforekomster. Det foreligger dessverre ingen tilgjengelig statistikk for denne typen hendelser.

Vi har derfor vurdert sannsynligheten i driftsfasen til å være "Middels sannsynlighet" (3). Konsekvensen er også vurdert til å være "Middels" (2) da en kan forvente at arbeidet utføres iht etablerte og kjente prosedyrer av erfarent personell, og at det er absorbenter etc lett tilgjengelig som del av rutinen.

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
D3	Lekkasjer fra dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivetnets nedbørfelt	Oljefat og lignende står lagret ulovlig innenfor eller i nærheten av drikkevannskildens nedslagsfelt og forurensar denne.

Dagtanker og fat bør ikke tillates plassert innenfor nedbørfeltet til Grovlivetnet i driftsfasen av parken, men plasseres på tett underlag med oppsamlingsmuligheter. Fat bær lagres innendørs. For driftsfasen er det derfor en total lekkasje fra et 200 l fat hvor innholdet når drikkevannskilden, so er mest sannsynlige "ekstremhendelse". Vi har vurdert sannsynligheten til å være "Liten sannsynlighet" (1) og konsekvensen til å være "Stor" (3).

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
D4	Havari av vindmølle som fører til at selve møllehuset faller ned og blir liggende i Grovlivetnets nedbørfelt. Lekkasje av olje og hydraulikkvæske.	Mangelfull vedlikehold av vindmøllen, dårlig rutiner ved service, teknisk svikt på selve vindmøllen, storm. Olje og hydraulikk-væske forurensar drikkevannskilden Grovlivetnet.

I Danmark er det over 5 000 vindmøller. (Hervik & Bræin, 2006). To totalhavari på 9 år og mer enn 5 000 møller i drift gir en sannsynlighet på 1:22 500 pr. mølle pr. år. Sannsynligvis er kun en av møllene plassert slik at selve møllehuset vil kunne falle i vannet ved et totalhavari. Ved totalhavari ved de andre møllene inne i nedbørfeltet, er sjansen for å kunne hindre forurensning av vannkilden større.

Sannsynligheten er vurdert til "Liten sannsynlighet" mens konsekvensen er "Meget stor".

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens
D5	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivatnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden

Trafikken i parken vil være mindre i driftsfasen enn i anleggsfasen, og en kan forvente at de fleste sjåførene kjenner veinettet. Verst tenkelig scenariet er kjøretøy som velter ut i selve Grovlivatnet. Veien går kun helt inntil vannet ved demningen. Vi har derfor valgt å ikke benytte dette scenariet som vurdert hendelse. Dersom vi tar en utforkjøring eller kollisjon på internveiene, enten inn til møllene som ligger inne i Grovlivatnets nedbørfelt, eller på veiene langs feltgrensa, som mest sannsynlig hendelse, har vi vurdert sannsynligheten i anleggsfasen som "Middels" (2) og konsekvensen som "Stor" (3).

6 Samlet risikovurdering

Samlet risikovurdering for de identifiserte hendelsene for hhv anleggs- og driftsfasen er vist i tabellene under.

Tabell 10 Samlet risikovurdering av uønskede hendelser i anleggsfasen

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens	Konsekvens (1 – 4)	Sannsynlighet (1 – 3)	Risiko	Kommentar Tiltak
A	Anleggsfasen					
A1	I forbindelse med anleggsarbeidene på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner..	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden	2	3	6	Krav til alder av utstyr og kjøretøy, kontroll på anlegget samt lenser og absorbenter tilgjengelig.
A2	Hull på eller lekkasjer fra, dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivetneds nedbørfelt.	Menneskelig svikt ifm håndtering, påkjørsel eller hull på oljefat og lignende lagret innenfor drikkevannskildens nedbørfelt og når denne.	3	1	3	Fat og tanker som lagres i nedbørfeltet plasseres med oppsamlingskum samt med lenser og absorbenter tilgjengelig, i god avstand fra drikkevannskilden
A3	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivetneds nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden	3	2	6	Restriksjoner på hastighet. Absorbenter og oljelenser tilgjengelig på sentrale punkter i anleggsområdet
A4	Sprengningsarbeid innen nedbørfeltet til Grovlivetnet fører til avrenning av nitrogenholdig vann.	Uomsatt sprengstoff fra sprengning vaskes ut i drikkevannskilden ifm regnskyll.	1	2	2	Forventes ikke å påvirke vannkvaliteten i målbar grad sprengstoff med lavt nitrogeninnhold bør benyttes
A5	Partikler fra anleggsarbeid innenfor Grovlivetneds nedbørfelt når vannet eller tilførselsbekkene.	Anleggsarbeid, sprengning, deponering eller utlegging av masser fører at naturlige masser eller fyllmasser tilfører drikkevannskilden partikulært materiale	2	3	6	Beskytte gjenstående vegetasjon. Legge til side for gjenbruk av toppdekket. Erosjonsreducerende tiltak i form av rask revegetering, avskjærende grøfter, slake skråninger etc. Siltskjørt ved arbeider nær Grovlivetnet.

Tabell 11 Samlet risikovurdering av uønskede hendelser i driftsfasen

Nr.	Uønsket hendelse / tilstand	Hendelsesforløp og sluttkonsekvens	Konsekvens (1 – 4)	Sannsynlighet (1 – 3)	Risiko	Kommentar Tiltak
D	Driftsfasen					
D1	Utslipp av olje og hydraulikkvæske i forbindelse med drift og service av vindmølle	Vindmøllen ligger innenfor Grovlivetnets nedbørfelt og fører til forurensning av Grovlivetnet	2	2	4	Etablerte rutiner for vedlikehold. Absorbenter og lenser tilgjengelig vil redusere spredning ved uhell.
D2	I forbindelse med vedlikeholdsarbeider innenfor drikkevannskildens nedbørfelt, på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner.	Utslipp fra mindre lekkasjer, begrensede overfyllinger eller søl. Forurensningen når drikkevannskilden	2	2	4	Krav til kjøretøy og maskiner. Etablerte rutiner for uhellshåndtering. Absorbenter og lenser tilgjengelig vil redusere spredning ved uhell.
D3	Lekkasjer fra dagtanker og oljefat fører til utslipp i Grovlivetnets nedbørfelt	Oljefat og lignende står lagret ulovlig innenfor eller i nærheten av drikkevannskildens nedslagsfelt og forurensner denne.	3	1	3	Fat og tanker tillates ikke lagret innenfor Grovlivetnets nedbørfelt. Etablerte rutiner for uhellshåndtering. Absorbenter og lenser tilgjengelig vil redusere spredning ved uhell.
D4	Havari av vindmølle som fører til at selve møllehuset faller ned og blir liggende i Grovlivetnets nedbørfelt. Lekkasje av olje og hydraulikkvæske.	Mangelfull vedlikehold av vindmøllen, dårlig rutiner ved service, teknisk svikt på selve vindmøllen, storm. Olje og hydraulikkvæske forurensner drikkevannskilden Grovlivetnet.	4	1	4	Kun 1 mølle ligger så nær Grovlivetnet at møllehuset vil kunne falle i vatnet ved havari (mølle 8/13). Oppsamlingsgrøft rundt selve tårnfundamentet bør etableres for tårn inne i nedbørfeltet
D5	Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivetnets nedbørfelt	Menneskelig svikt, teknisk svikt, dårlig eller uoversiktlig vei fører til uhell og forurensning når drikkevannskilden	3	2	6	Restriksjoner på hastighet. Absorbenter og oljelenser tilgjengelig på sentrale punkter i vindparken.

Som vist i Tabell 10 og Tabell 11, er ingen hendelser identifisert som ikke-akseptable (rød sone), mens det bør vurderes mulige tiltak for de fem hendelsene i ALARP-sonen (gul sone). Ved prioritering av risikoreduserende tiltak bør det tas hensyn til følgende kriterier (i uprioritert rekkefølge):

- Sannsynlighetsreduserende tiltak fremfor konsekvensreduserende;
- Tiltak som kan bidra til å redusere risikoen for flere typer hendelser;
- Tiltak som bidrar tidlig i et hendelsesforløp, reduserer risikoen for flere typer slutthendelser;
- Tiltak som er enkle eller ikke kostbare å gjennomføre/iverksette. Slike tiltak bør også gjennomføres for hendelser med lav risiko. Det vil si at det også for hendelser som ikke er gul sone, bør vurderes risikoreduserende tiltak. Dette er nærmere omtalt i kap. 7. Tiltakene spesifiseres i detalj i Miljøoppfølgingsprogrammet.

7 Tiltak for å hindre forurensning

Miljøoppfølgingsprogrammet for vindparken definerer hvilke miljømål og miljøkrav som stilles og hvilke tiltak som skal iverksettes for å oppnå målene.

Videre setter planen krav til alle parter som er praktisk involvert i utbyggingen. Planen skal være et verktøy for å sørge for at miljøtiltak følges opp og implementeres. Fare for forurensning kan i stor grad minimeres ved å sette krav til entreprenørene, og påse at de har nødvendig informasjon om faren for forurensning som er forbundet med anleggsvirksomheten.

Entreprenørene må bli gjort oppmerksom på at dersom det blir registrert forurensning som skyldes grov uaktsomhet fra entreprenørens side, vil konsekvensen bli at anleggsvirksomheten vil kunne bli stanset med hjemmel i lovverket. Det økonomiske ansvaret må bæres av entreprenøren som har forårsaket forurensningen.

7.1 Anleggsfasen

Generelt

Det er viktig at tiltakene som iverksettes iht miljøoppfølgingsprogrammet i anleggsfasen, er med i prisbærende poster i anbudet, og definert på en slik måte at avregning etter mengder eller klart definerte oppgaver, er mulig.

Entreprenøren skal utarbeide en beredskapsplan for akutt forurensning som bl.a. skal omfatte varslingsrutiner, ansvarsavklaring, beskrivelse av aktuelle tiltak. Beredskapsplanen skal også omfatte tiltak dersom forurensning av drikkevannskilder.

Hendelse A1

"I forbindelse med anleggsarbeidene på teknisk infrastruktur og vindmøller skjer det drivstoff- og oljeutslipp fra blant annet kjøretøy, kraner og anleggsmaskiner."

Det settes krav til maskiner og utstyr som benyttes på anlegget mhp. alder og god stand. Maskinelt utstyr skal ikke lekke olje eller drivstoff. Maskiner som ikke tilfredsstiller byggherrens krav vises umiddelbart bort fra området.

Søl pga uhell eller maskinhavari samles opp og utslippsstedet gjøres rent umiddelbart. Maskiner utstyres med utstyr for absorpsjon av oljeprodukter og det etableres et depot for oljelenser / absorbenter til bruk i Grovlivetnet nær vatnet.

Hendelse A3

"Personell- kjøretøy, lastebiler, tankbiler og eller andre anleggsmaskiner kolliderer eller velter innenfor Grovlivetnets nedbørfelt."

Det settes hastighetsrestriksjoner i vindparken. Kjøretøy som transporterer oljer utstyres med utstyr for absorpsjon av oljeprodukter, og det etableres depot for oljelenser / absorbenter til bruk i Grovlivetnets nedbørfelt. For eksempel sette følgende krav til maskiner / utstyr; maskiner og kjøretøy skal ikke være eldre enn 3 år og bør hvis de er eldre enn 1 år ha gjennomført service før de tas i bruk innenfor nedslagsfeltet for drikkevann.

Hendelse A5

"Partikler fra anleggsarbeid innenfor Grovlivetnets nedbørfelt når vannet eller tilførselsbekkene."

Før bygging av veger, oppstillingsplasser og etablering av riggområder tas evt. torv/jordlag av og legges til side slik at massene kan benyttes som toppdekke i forbindelse med revegetering av området etter avsluttet anleggsdrift. Vegskråningene og skråninger på kranoppstillings-plasser istandsettes ved anleggsavslutning ved å legge på torv/jordmasser for å hindre erosjon.

Ved sprenging og masseflytting skal det legges vekt på å forebygge spredning av sprengstein / masser utenfor selve anleggsområdet. Siltskjørt benyttes i Grovlivetnet ved arbeider i utsatte områder.

Avskjærende grøfter etableres ved bygging av veiene for å minimalisere endringer i hydrologiske forhold som igjen kan skade verdifull vegetasjon og føre til partikkelspredning.

Øvrige hendelser (A2, A4)

Lekkasjer (A2); Påfylling av drivstoff til anleggsmaskiner skal skje på plasser som er tilrettelagt for dette formålet. Dersom det blir nødvendig med olje- eller drivstofflager i nedbørfeltet til Grovlivetnet plasseres dette i god avstand fra drikkevannskilden.

Entreprenøren skal utarbeide prosedyrer for fylling og håndtering av drivstoff som skal godkjennes av byggherren. Tanker for olje og diesel lagres slik at hele volumet til enhver tid kan samles opp. All påfylling må skje ved pumping og ikke hevert. Ved olje- og drivstofflager skal det også finnes lager av oljeabsorberende materiale.

Nitrogenspredning (A4); Benytte dynamitt med lavt N-innhold.

7.2 Driftsfasen**Hendelse D4**

"Havari av vindmølle som fører til at selve møllehuset faller ned og blir liggende i Grovlivetnets nedbørfelt. Lekkasje av olje og hydraulikkvæske."

Sørge for at vedlikeholdspersonell har tilstrekkelig kompetanse på drift og vedlikehold. Sørg for å gjennomføre serviceintervaller og vedlikeholdsrutiner på vindmøllene iht. instruks. Etablere avskjærende grøft rundt møllefundamentet som tar opp, eller i det minste forsinker, forurensninger fra tårnhavari. For møllene som ligger inne i nedbørfeltet for Grovlivetnet bør en også, der dette er mulig, etablere i strømningsretningen mot vannet, en avskjærende grøft rett utenfor sannsynlig radius for møllehattens nedfallspunkt ved totalhavari.

Hendelse D5

Se hendelse A3

Øvrige hendelser (D1, D2, D3)

Utslipp ved drift (D1): Sørge for at vedlikeholdspersonell har tilstrekkelig kompetanse for sikker drift. Overholde driftsintervaller på vindmøller samt ha sikre og gode rutiner ved skifting av olje/hydraulikkolje slik at oljesøl unngås. Sørge for at det er oljeabsorberende materiale inne i møllehatten som kan absorbere eventuelle utslipp i tillegg til oppsamlingsenheter. Nivåføler av hydraulikkolje justeres slik at den blir sensitiv for oljetap. Sensor justeres slik at den blir sensitiv for oljetap

Utslipp ved vedlikehold (D2): Sørge for at vedlikeholdspersonell har tilstrekkelig kompetanse Overholde driftsintervaller på vindmøller samt ha sikre og gode rutiner for uhellshåndtering samt vedlikehold inkl. skifting av olje/hydraulikkolje, slik at oljesøl unngås. Sikre at alt avfall leveres godkjent mottak.

Utslipp og lekkasjer (D5): Påfylling av drivstoff til anleggsmaskiner skal skje på plasser som er tilrettelagt for dette formålet. Tanker for olje og diesel lagres slik at hele volumet til enhver tid kan samles opp. All påfylling må skje ved pumping og ikke hevert. Ved olje- og drivstofflager skal det også finnes lager av oljeabsorberende materiale. Olje- eller drivstofflager i nedbørfeltet til Grovlivetnet tillates ikke.

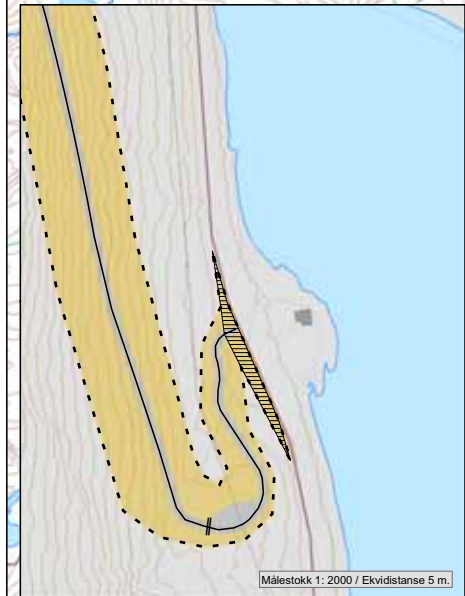
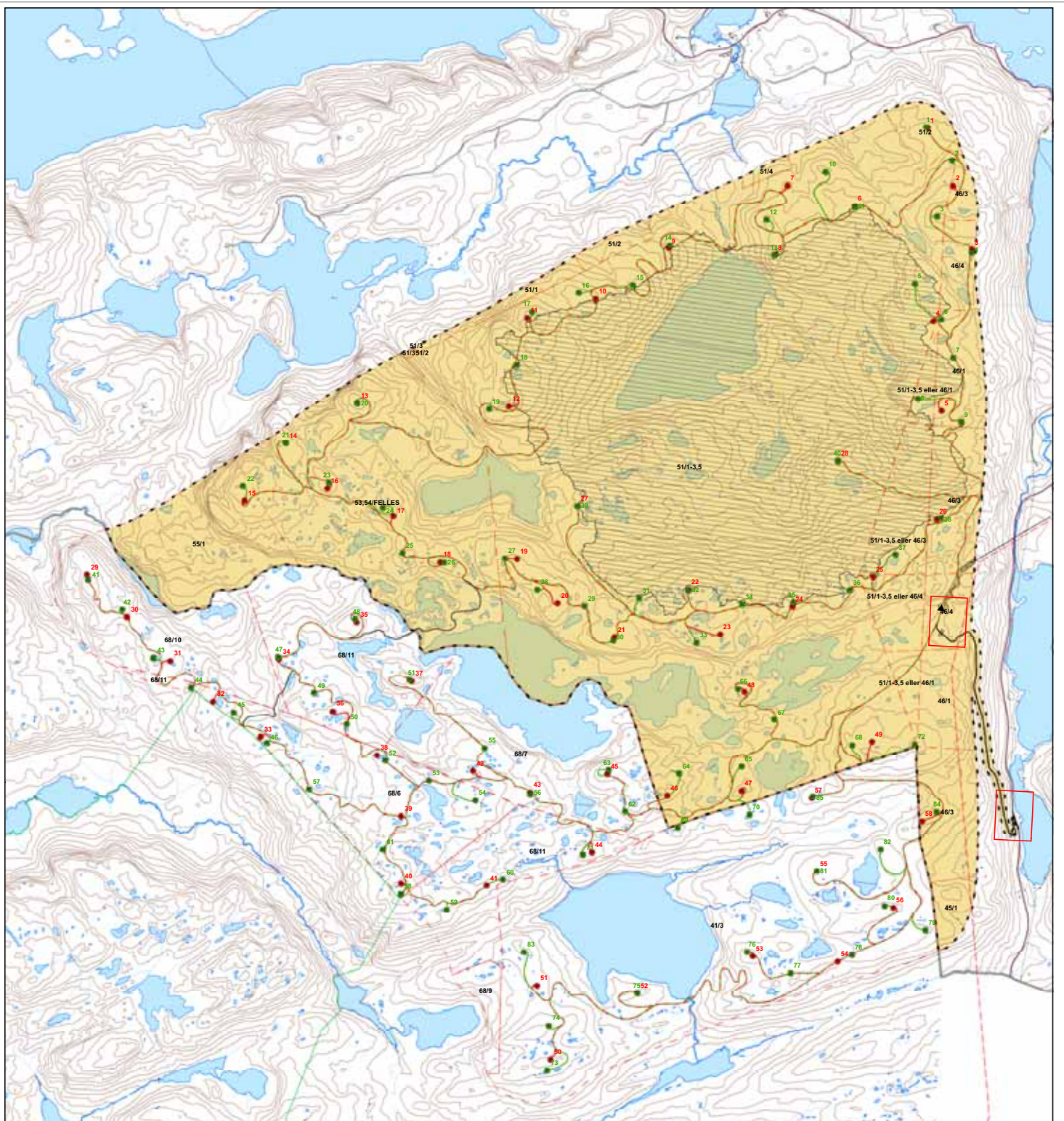
8 Referanser

- Ambio, 2009. Tilleggsutredninger for syv vindkraftverk i Bjerkreim, Gjesdal, Hå og Time kommuner. Mai 2009. Utarbeidet for Fred Olsen Renewables, Lyse Produksjon, Statkraft, Statskog, Norsk Vind Energi og Dalane Vind
- DSB, 2008. Samfunnsikkerhet i arealplanlegging. Kartlegging av risiko og sårbarhet.
- DSB, 1994. Veileder for kommunale risiko- og sårbarhetsanalyser. Direktoratet for Sivilt beredskap (nå Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap)
- Elsam, 2006. Vindmølleprosjekt på Vittel plateauet, Risikoanalyse. Elsam Engineering AS Notat 05.01.2006
- Hervik, A. & Braæin, L. 2006. Et samfunnsøkonomisk perspektiv på vindkraft. Vindkraftutbygging og arealkonflikter. ISBN 82-7830-086-0.
- Jernbaneverket, 2005. Risiko- og sårbarhetsanalyse for anleggsfasen. Skøyen – Asker, parsell Lysaker – Sandvika. Dokumentasjonsrapport. (foreløpig utgave 02.08.2005)
- Miljøverndepartementet, 2009. Godkjenning av fylkesdelplan for vindkraft i Rogaland – ytre del. Brev til Rogaland Fylkeskommune, dato 09.01.2009. Ref nr. 200700700.
- Multiconsult 2008. Konsekvensutredning for Storheia vindpark, Bjugn og Åfjord kommuner. Tema: Forurensning og avfall. Oppdrag 117129. Januar 2008. Utarbeidet for Statkraft Development AS
- Multiconsult 2008b. Risiko- og sårbarhetsanalyse. Midtfjellet Vindpark, Fitjar kommune. Rapport nr. 118114, 08.05.2008. Utarbeidet for Akvator AS
- NVE, 2009: Statkraft Development AS – Storheia vindkraftverk med tilhørende nettilknytning. Krav om tilleggsutredninger. Brev fra NVE datert 18. Mai 2009. Ref. NVE 200700502-?ke/lhb
- NVE, www.nve.no
- Statkraft, 2008. Konesjonssøknad Storheia vindpark.

Sweco Grøner, 2005. Frøya Vindpark – vurdering av forurensning av drikkevannskilde. Oppdrag 138551, rapport 01. Utført for Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE)

Personlige meddelelser:

Asbjørn Horstad, teknisk drift, Åfjord kommune, juli 2009



TEGNFORKLARING		INFORMASJON OM VINDPARKEN	
PBL § 25 REGULERINGSFORMAL		<ul style="list-style-type: none"> Transformatorstasjon Liten turbin (2,3 MW) Stor turbin (4,5 MW) 	
FORMALSOMRÅDER		<ul style="list-style-type: none"> Allområde Internvei (både små og store turbiner) Internvei, Liten turbin Internvei, Stor turbin Tverrfordringer 120 kV ledning (nettforbinding) 	
FAREOMRÅDER (PBL § 25, 1. LEDD NR. 5) S10 - Høyspanningsnett		BAKGRUNNSINFORMASJON Kommunegrense Eideområdesgrense Planlagt ny 420 kV (Meldt av Statnett SF februar 08)	
SPECIALOMRÅDER (PBL § 25, 1. LEDD NR. 6) Privat vei Område for vindkraft S40 - Fritagsone S46 - Nedlagt felt for ordrkevann		REGULERINGSPLAN - PLANLÅTEN Planens avgrensning Børn	
FELLESOMRÅDER (PBL § 25, 1. LEDD NR. 7) Parkeringsplass		Kartgrunnlag: N50 Ekvdistanse 20 m Kartmålestokk: 1: 17 500 Digitalisering, redigering og grafisk utforming utført av Statkraft Development AS	
REGULERINGSPLAN - PUNKTSYMBOL Børn		REGULERINGSPLAN MED TILHØRENDE BESTEMMELSER FOR STORHEIA VINDPARK Kartprodusent: Ole Ø. Lunde	
SAKSBEHANDLING I.F.L.G. PLAN- OG BYGNINGSLOVEN 1.gangs behandling i det faste utvalget for plansaker Offentlig ettersyn fra... til... 2.gangs behandling i det faste utvalget for plansaker		SAKSNR.	DATO
Kommunestyrets vedtak:			
PLANEN UTARBEIDET AV: Statkraft Development AS		SAKSNR.	TEGNNR.
		SAKSBEH.	

Vedlegg 8

Ising



Storheia, Bjugn og Åfjord, Sør-Trøndelag

Konsekvenser av atmosfærisk ising på
produksjon og ferdsel

Rapport nummer: KVT/LT/2009/036



Rapportnummer KVT/LT/2009/036	Dato 10.08.2009
Storheia, Bjugn og Åfjord, Sør-Trøndelag Konsekvenser av atmosfærisk ising på produksjon og ferdsel	Klassifisering Begrenset til kunde
	Utgave nummer. 1
Kunde Statkraft Development	Antall sider 11
Kundens referanse Mattis Vidnes	Status Endelig rapport
<p>Sammendrag</p> <p>Det er utført analyser av hyppigheten av atmosfærisk ising i den planlagte vindparken på Storheia i Bjugn og Åfjord kommuner i Sør-Trøndelag. Hensikten er å klarlegge hvilke konsekvenser isingen vil få for alminnelig ferdsel i området.</p> <p>Det må forventes at det danner seg is på vingene på vindturbinene ca 6% av tiden på Storheia. Dette karakteriseres som moderat ising. Dette fører til at sannsynligheten for at is i løpet av et år skal falle på en m² 50m fra turbinen er ca 1/100. Sannsynligheten faller med avstanden fra turbinen.</p> <p>Vi anbefaler at det settes opp skilt som varsler om fare for isnedfall og at det utarbeides egne sikkerhetsrutiner for de som arbeider i vindparken.</p> <p>Det er ikke utført detaljerte beregninger av forventet produksjonstap på grunn av ising. Overslagsberegninger viser at produksjonstapet kan bli i størrelsesorden 1.0% - 2.5% for vindturbiner uten oppvarmede vinger.</p>	
<p>Forbehold</p> <p>Selv om det i arbeidet med denne rapporten, så langt vi kjenner til, er benyttet oppdaterte analysemetoder, og vi i vårt arbeid forsøker å gi et så godt resultat som mulig, kan Kjeller vindteknikk AS ikke holdes ansvarlig for resultatene i rapporten eller for framtidig bruk av denne, og heller ikke for eventuelle direkte eller indirekte tap som skyldes eventuelle feil i rapporten.</p>	

Revisjonshistorie				
Utgave	Dato	Antall eksemplar	Kommentar	Distribusjon
1	04.08.2009		DRAFT	
2	10.08.2009		Endelig	

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Lars Tallhaug	10/8-2009	Lars Tallhaug
Kontrollert av	Anja Saxebøl	10/8-2009	Anja Saxebøl
Godkjent av	Lars Tallhaug	10/8-2009	Lars Tallhaug

Innhold

1	INNLEDNING	3
2	HYPPIGHET AV ISING PÅ STORHEIA	4
3	ERFARINGER FRA NORGE	8
	3.1 GENERELLE ERFARINGER	8
	3.2 ERFARINGER FRA KJØLLEFJORD	8
4	SIKKERHET	11
5	PRODUKSJONSTAP	13
6	BIBLIOGRAFI	14

1 Innledning

Statkraft planlegger å bygge en vindpark på Storheia i Bjugn og Åfjord kommuner i Sør-Trøndelag. Vindparken er plassert i et fjellområde som strekker seg opp til ca 485moh på det høyeste.

Kjeller Vindteknikk har utført en studie av isingsforholdene på Storheia. Grunnlaget for analysen har vært vindmålinger fra 2 vintre og observasjoner av ulike meteorologiske parametre på Ørlandet Flyplass som ligger ca 35km fra Storheia.

Gitte kombinasjoner av temperatur, fuktighet og vindhastighet vil kunne medføre isdannelse på vindturbiner. Ved temperaturer under null og samtidig tåke er det muligheter for ising. Den mest vanlige form for ising er underkjølte skydråper som fryser på kalde overflater de kommer i kontakt med. I tillegg kan underkjølt regn og kraftig snøfall ved temperaturer nær null medføre ising. I Trøndelag er det sjelden at ising oppstår som et resultat av underkjølt regn.



Figur 1 Ising på vindturbinvinge i Finland. Bildet er gjengitt med tillatelse fra Finsk Meteorologisk Institutt.

Hyppigheten og mengden ising er svært avhengig av hvor høyt over omgivelsene det aktuelle området befinner seg. En høy fjelltopp vil ofte befinne seg inne i skyene. Dersom temperaturen samtidig er under null, vil det kunne akkumuleres is på konstruksjoner.

På en vindturbin vil det også legge seg is under slike værforhold. Dersom turbinen roterer samtidig som isen akkumuleres, vil normal isen legge seg på fremkanten av vingen som vist i Figur 1. Denne isen vil kunne redusere produksjonen til turbinen, eller i verste fall stoppe den helt.

Is om har lagt seg på vingen vil normalt falle av i biter av ulik størrelse. Isen vil som oftest fragmenteres i mindre biter før den treffer bakken, (Seifert, Westerhellweg, & Krönig, 2003)

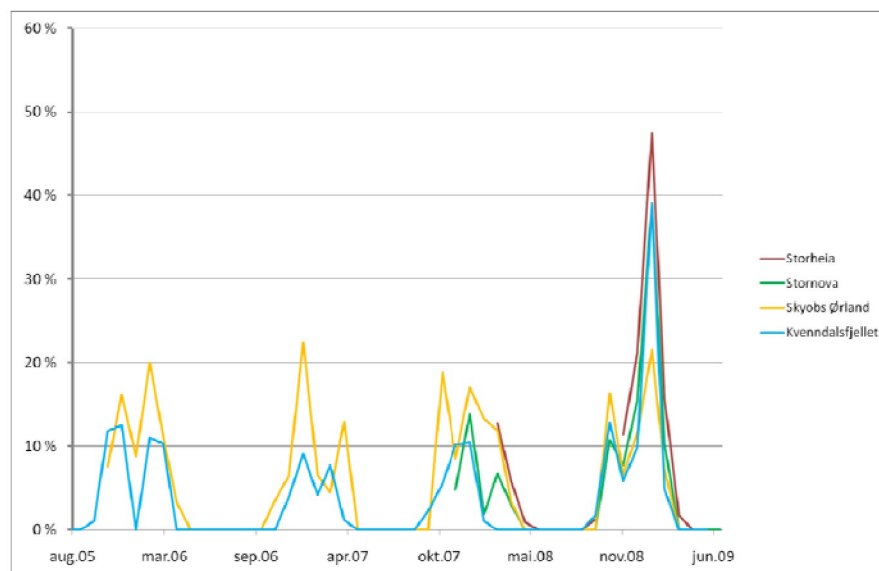
Hensikten med studien er å klarlegge hvor ofte det vil danne seg is på turbiner på Storheia og hvilke konsekvenser det vil ha for allmennheten.

2 Hyppighet av ising på Storheia

Det er utført vindmålinger på Storheia siden november 2007. De to vindmålestasjonene står henholdsvis 450moh (Storheia) og 392moh (Stornova). Begge er 60m høye. Det vil si at vindmålingene er utført 510moh og 452moh. Vindturbinene er planlagt med en navhøyde på 80m og blir plassert mellom ca 245moh og 485moh. Det vil si at navhøyden blir mellom 325moh og 545moh. Middelere navhøyde for alle turbinene er 463moh. Fordi dette er en utredning av de sikkerhetsmessige forhold, er det valgt å være litt konservativ og benytte en høyere høyde enn gjennomsnittet av turbinene. Det er derfor benyttet 500moh. Det vil være stor variasjon mellom turbinene i vindparken, og de fleste vil få mindre ising.

I tillegg finnes det vindmålinger i tilsvarende områder fra mange år tilbake. Vindmålinger gir en god indikasjon på hyppigheten av ising. Den beste indikatoren er når vindretningen ikke endrer seg over et gitt tidsrom. Summen av denne tiden viser hvor ofte det er is på sensorer. Etter en periode der is akkumuleres vil isen kunne sitte på dersom temperaturen er under null og isen heller ikke faller av eller blåser av. Den tiden da is akkumuleres er kortere enn den tiden det er is på sensorene.

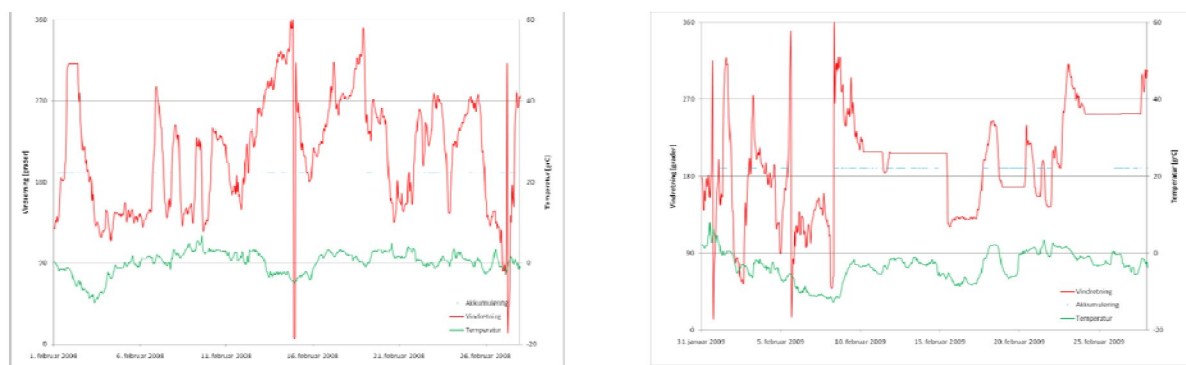
I tillegg er det utført en analyse basert på observasjoner på Ørland Flyplass. Her har vi benyttet data om skyhøyde, skydekke, temperatur og vindhastighet til å beregne mengde og hyppighet av ising. Denne metodikken ble utviklet i prosjektet "Atmosfærisk ising på vindkraftverk", (Tallhaug, Harstveit, & Fidje, 2005)



Figur 2 Frekvens av ising for ulike lokaliteter. Merk at 3 av linjene er frekvens av is på vindsensorer, mens "Skyobs Ørland" er frekvens av akkumulering beregnet fra observasjoner av skyer, vind og temperatur på Ørlandet.

I Figur 2 har vi vist frekvens av ising på ulike steder beregnet med ulike metoder. Alle linjene bortsett fra "Skyobs Ørland" er beregnet med basis i vindmålinger. Figuren viser at vinteren 08/09 hadde mye ising på vindsensorer på flere målestasjoner på Fosen. Om vi derimot ser på beregningene fra skyobservasjonene viser ikke de den samme variasjonen. Det er viktig å være klar over at kurven som heter Skyobs Ørland bare angir den delen av tiden der is akkumuleres. De øvrige viser den delen av tiden som det er is på sensorene. Grunnen til at det er så mye ising på sensorer i februar 09 er at når isen først har lagt seg har det tatt lang tid til den har smeltet eller blåst av. I Figur 3 er februar 2008 sammenlignet med februar 2009. Middelttemperaturen i

februar 2008 var 0.0°C og i februar 2009 -3.7 °C. Det er en viktig grunn til at det tok tid før den akkumulerte isen forsvant i februar 2009. Samtidig ser vi at noe av den isingen vi har beregnet med basis i Ørlandet ikke helt samsvarer med isingen på målestasjonen på Storheia. Dette skyldes sannsynligvis at beregningene fra Ørland Flyplass ikke tar hensyn til den topografien som finnes i nærheten av målestasjonene.



Figur 3 Vindretning og temperatur for februar for Storheia. 2008 til venstre og 2009 til høyre. I tillegg er det plottet perioder med akkumulering av is beregnet fra Ørlandet Flyplass.

For å komme fram til årlig midlere hyppighet av ising benytter vi middel for hver måned av hyppigheten med Ørland data for de tre første vintrene. For den siste vinteren har vi benyttet ising på sensorer. Det betyr at vi har benyttet de mest konservative verdiene. De månedlige verdiene som er lagt til grunn er vist i Tabell 1.

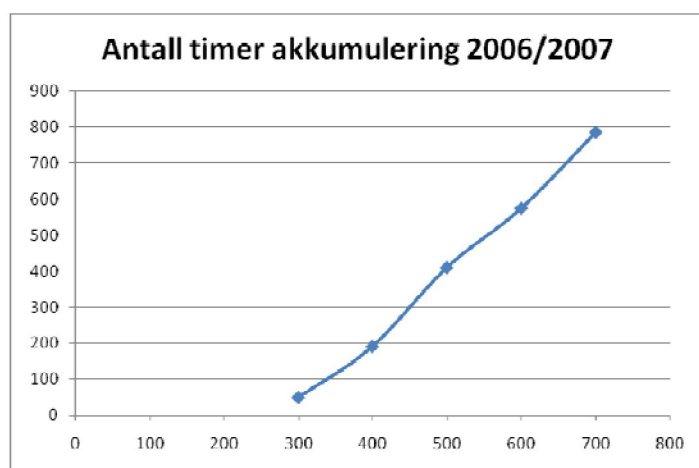
Ut i fra analysene som er utført kan vi forvente en årlig midlere hyppighet av ising på Storheia på 6% 500moh. Dette er å betrakte som en middelvei for vindparken. Det vil være lokale variasjoner på grunn av at høyden over havet varierer for de ulike turbinene og at topografien i varierende grad vil skjerme ulike deler av parken.

Tabell 1 Forventet frekvens av ising på Storheia 500moh. Gjennomsnittlig årlig frekvens blir da 6%.

Juli	0%
August	0%
September	0%
Oktober	0%
November	10%
Desember	10%
Januar	15%
Februar	20%
Mars	10%
April	5%
Mai	0%
Juni	0%

En klassifisering av graden av ising er gitt i (Fikke, et al., 2007). Denne kommer fra et arbeid i EU prosjektet EUMETNET fra 2004, og baserer seg på dager med ising, varighet av ising i % av tiden eller intensiteten. Klassifiseringen er gjengitt i Tabell 2.

Ved hjelp av dataene fra Ørlandet har vi også beregnet sammenhengen mellom høyde over havet og hyppighet av ising, se Figur 4. Figuren viser at frekvensen av ising øker sterkt med høyde over havet. I ca 300m høyde er det svært lite, men øker til 8 ganger så mye i 500m høyde.



Figur 4 Hyppighet av ising på Ørlandet som funksjon av høyde over havet.

Det er også utført beregninger av mengden is. Dette gjøres normalt på et "standardlegeme". Dette er et objekt som er minst 0.5m langt og har en diameter på 0.03m, står vertikalt og roterer fritt rundt. Beregningene med data fra Ørlandet viser at i løpet av perioden 2005-2009 ville det vært opp mot 10kg/m på et slikt "standardlegeme". Det tilsvarer en istykkelse på ca 15cm. På en vindturbinvinge vil ikke forholdene være de samme. For det første beveger vingen seg fortere enn vinden, for det andre er vingen mye større og for det siste er vingen fleksibel. Om dette totalt sett fører til at maksimal istykkelse på vingene er større eller mindre enn 15cm er ikke avklart.

Tabell 2 Klassifisering av ising i henhold til EUMETNET

Site icing index	Dager med meteorologisk ising per år	Varighet av meteorologisk ising %/år	Intensitet av ising g/100cm ² /time (typisk)	Grad av ising
S5	>60	>20%	>50	Svært sterk
S4	31-60	10%-20%	25	Sterk
S3	11-30	5%-10%	10	Middels
S2	3-10	<5%	5	Lett
S1	0-2	0-0.5%	0-5	Sporadisk

I følge denne skalaen har Storheia i grenseland mellom middels og lett ising. Kjøllefjord har i følge denne tabellen lett ising.

3 Erfaringer fra Norge

3.1 Generelle erfaringer

Det er ikke gjennomført mye systematiske undersøkelser av isnedfall fra Norske vindparker. For Kjøllefjord har det blitt sett etter isfragmenter på bakken etter noen av isingsepisodene. Som vist i Figur 4, er ising sterkt knyttet til høyde over havet. Selv om det ikke er utført systematiske undersøkelser er det ikke kjent at det er vesentlige problemer med ising. I Tabell 3 er det listet opp de vindparkene i Norge som kan være influert av ising. Som vi ser er det ingen som er i en slik høyde at isingen kan være kraftig. Topografien i og rundt vindparken vil naturligvis også påvirke graden av ising. Normalt sett vil isingen være mindre enn den idealiserte kurven i Figur 4.

Tabell 3 Oversikt over vindparker i Norge som kan være noe utsatt for ising.

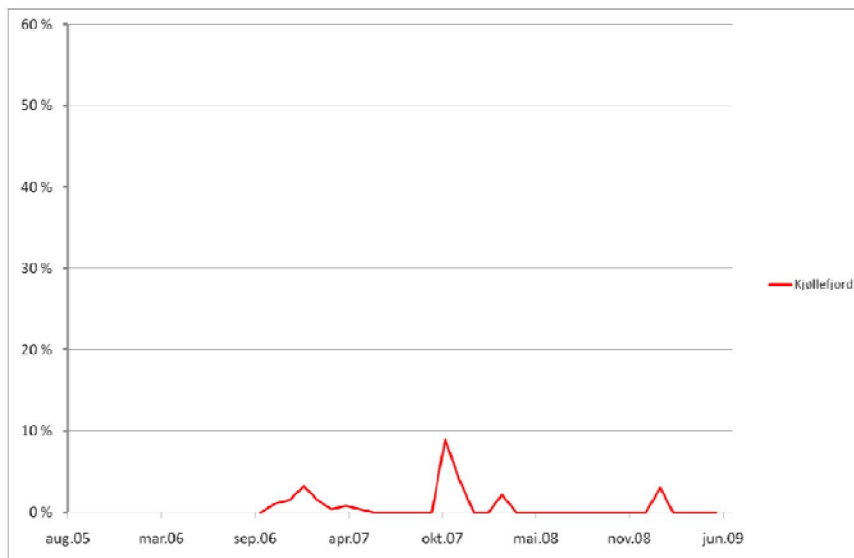
	Høyde over havet	Breddegrad	Installert effekt [MW]
Kjøllefjord	300	70°	39
Havøygavlen	280	70°	40
Sandhaugen	410	69°	1.5
Nygaardsfjellet	430	68°	6.9
Hundhammerfjellet	200	64°	51
Bessaker	360	64°	58
Hitra	300	63°	55
Mehuken	410	62°	4.3

For Nygaardsfjellet er det rapportert om et produksjonstap på ca 3%. På Nygaardsfjellet er det også igangsatt et FoU prosjekt for å kunne beregne produksjonstapene mer nøyaktig. Det vil også bli testet og utviklet sensorer for ising i dette prosjektet. Sandhaugen er en testturbin, men resultatene fra driften er ikke offentlig tilgjengelig.

3.2 Erfaringer fra Kjøllefjord

I 2006 ble det installert 17 vindturbiner i Kjøllefjord i Finnmark. Disse vindturbinene står i en høyde på ca 300moh. På grunn av at det er langt nord er temperaturen allikevel lavere om vinteren. Høyden over havet er mest avgjørende for hvor ofte skydekke er lavere enn vindparken. I Figur 4 ble det vist en figur fra Ørlandet som viser hvor stor betydning høyde over havet har for hyppigheten av ising.

Erfaringene fra driften så langt er at dette bildet stemmer. Det er rapportert noen få episoder av ising hver vinter. Ved å gjennomføre samme analyse av vindmålingene som vist for Storheia får vi resultatet vist i Figur 5. Vindmålestasjonen i Kjøllefjord er plassert ca 50m lavere enn vindturbinene, og vil derfor ha noe mindre ising. 29.mars 2008 var det en isingsepisode som gav isavsetning på vingene. Deler av denne isen falt av og ble funnet 25m fra turbinens tårn. De største bitene var ca 20 cm i diameter. Et bilde av isbiten er vist i Figur 7.



Figur 5 Hyppighet av ising på vindsensorer i Kjøllefjord.



Figur 6 Episode fra Kjøllefjord 29.mars 2008. Det er også isdannelse på fremkanten (den runde) av vingen.

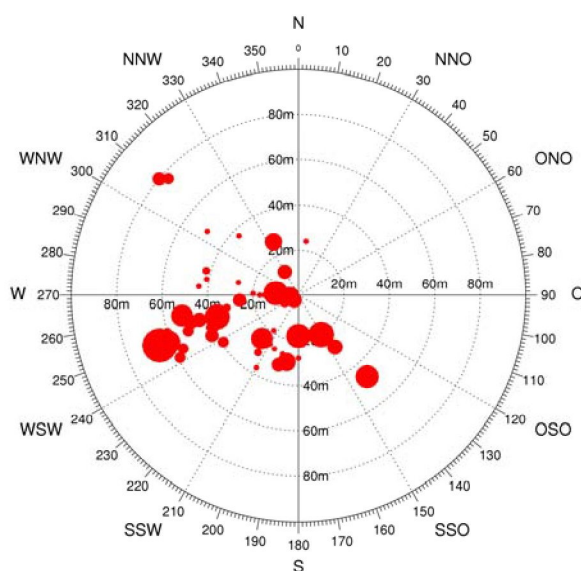
Både hyppigheten av ising og mengden is vil være større på Storheia sammenlignet med Kjøllefjord.



Figur 7 Isbit som ble funnet i Kjøllefjord 29.mars 2008.

4 Sikkerhet

I (Morgan, 1997) er det gjennomført en studie av is som faller ned fra en vindmølle eller kastes av vingene. De fleste isfragmenter som faller ned fra vindturbiner har en vekt på under 1 kg. I denne studien ble det laget et uttrykk for maksimal kasteavstand for isfragmenter. Maksimal kasteavstand = $1.5 \times (D + h)$. Der D er rotordiameteren og h er navhøyden. På Storheia kan turbinene for eksempel ha $D = 80$ og $h = 80$. Maksimal kasteavstand blir da 240m.



Figur 8 Resultater av kartlegging av isnedfall fra en vindturbin i Andermatt. (Horbaty, 2006).

En studie gjennomført i Sveits, (Cattin & al, 2007) bekrefter at reglen for maksimal kasteavstand er tilstrekkelig. I det forsøket som ble gjennomført der ble det aldri funnet is mer enn 92m fra turbinen. Et resultat av studien i Sveits er vist i Figur 8. Figuren er fra 2006, og største avstand var da 80m. Største isbit som er funnet er 200g. I følge uttrykket over skal turbinen i Sveits ha en maks kasteavstand på 135m.

Figuren viser hvor isfragmentene ble funnet og hvor store de var. Stor prikk indikerer en stor isbit. Vi ser at de fleste isbitene ble funnet nær vindturbinen og at vindretningen også påvirker hvor isen havner.

Sannsynligheten for at isen skal lande på en spesifikk flate lenger vekk fra vindturbinen enn noen få meter avtar svært raskt med avstanden mellom vindturbinen og flaten. Beregninger (Morgan, Bossanyi, & Seifert, 1998) viser at sjansen for at is skal treffe en flate på 1 m^2 240 m fra vindturbinen i løpet av ett år er mindre enn $1/1000$. Dette gjelder for en trebladet vindmølle med en rotordiameter på 80 m på steder med moderate isingsforhold. Sannsynligheten for at is skal falle på en flate på 1 m^2 50 m fra turbinen er ca $1/100$. Disse tallene må sees på som konservative. Som vist i første avsnitt blir maksimal kasteavstand 240m. Ut i fra det blir sannsynligheten 0 for å treffe en m^2 på denne avstanden. Samtidig viser praksis at slike avstander ikke er oppnådd. De maksimale avstandene gjelder vindturbiner i drift og med sterk vind i retning mot den aktuelle m^2 . I de aktuelle sannsynlighetene er det ikke tatt hensyn til vindretningsfordeling. Dersom vinden ofte blåser mot en aktuell m^2 vil sannsynligheten være høyere. Dersom vinden ofte blåser fra en aktuell m^2 vil den være lavere. I en vindpark med veier på ulike sider av turbinene vil dette jevne seg ut.

Sannsynligheten eksemplifiseres bedre med en person som går på vegen forbi alle vindturbinene. Han bruker 2 timer fra han går inn i sonen med fare for isnedfall til han er ute av sonen. Han går denne turen hver dag hele vinteren. Vedkommende vil da i middel bli truffet av isnedfall en gang hvert 2000 år. Dersom flere mennesker går samme turen vil

sannsynligheten for at en av dem skal bli truffet øke. Dersom det var en trafikkert vei over Storheia der 1000 mennesker gikk 2 timer hver dag, ville i middel ett menneske bli truffet annet hvert år. Dette viser at det er helt avhengig av hvilke omgivelser det er til vindparken om vi kan akseptere risikoen eller ikke. Storheia vindpark befinner seg langt fra trafikkert område og risikoen kan derfor sies å være liten. Det er også slik at isingsfaren oppstår når det er tåke om vinteren, noe som reduserer sannsynligheten for at det er mennesker til stede.

Størst fare utsetter man seg for dersom man stiller seg rett under rotoren når den har stoppet på grunn av nedising og blir stående der når turbinen starter opp.

Forslag til avbøtende tiltak:

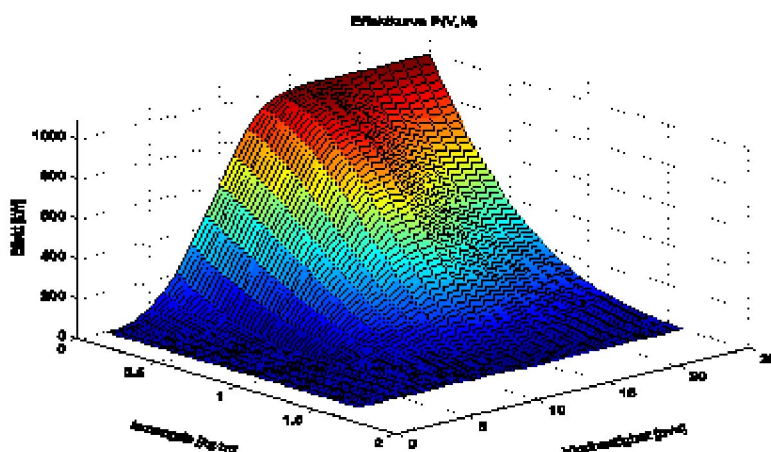
Det bør settes opp et skilt ved alle naturlige adkomstveier til vindparken om at det er fare for isnedfall. Dette gjelder både kjøreveier og skiløyper og eventuelle turstier.

Det bør lages egne sikkerhetsrutiner for dem som arbeider i vindparken.

5 Produksjonstap

Det er beregnet at det er fare for is på vingene i 6% av tiden. Dersom produksjonen gikk til null all tid det er is på vingene ville produksjonstapet komme opp i 6-8%. Grunnen til at det er mer enn 6% er at det er sterkere vind i den perioden det iser enn i middel over året. Vi skal også huske på at de beregningene vi har utført gjelder for 500moh. Gjennomsnittshøyden for vindturbinene er noe lavere. Dette gir mindre ising i middel for turbinene enn 6%.

Store vindturbiner håndterer lettere ising enn små. Det er to grunner til det. For det første vil et par cm is på vingene på en stor turbin bety mindre i % for en stor enn for en liten. For det andre vil de underkjølte vanndråpene i større grad bli ledet rundt store vinger enn små. Dette betyr at noe av den erfaringen som er oppnådd med små turbiner tidligere ikke uten videre kan overføres til dagens store turbiner. Kjeller Vindteknikk har laget et system med en 2 parameter effektkurve for å beregne produksjonstap på grunn av ising. De to parametrene er vindhastighet (som vanlig) og ismengde på et "standardlegeme". Figur 9 illustrer denne effektkurven.



Figur 9 To-parameter effektkurve.

Et standardlegeme er definert i ISO 12494 og er en fritt roterende sylinder med diameter 30mm og lengde minst 500mm. Det er ikke utført detaljerte beregninger av produksjonstapet for på Storheia. Tidligere kjøring av dette programmet har vist at tapet på grunn av ising er i størrelsesorden 25%-50% av den tiden det iser. Dette er kun testet for steder med moderat med ising slik som Storheia. Det vil si at dersom det er is 6% av tiden vil vi få et produksjonstap på 1.5%-3%. Ved å ta hensyn til at midler høyde for turbinene er lavere enn det som det er beregnet isingstid for vil det forventede tapet være mindre. Vi anslår et produksjonstap på 1.0%-2.5% uten oppvarming i vingene.

Produksjonstapet vil være avhengig av typen turbiner. Størrelse, reguleringsalgoritmer, vingenes fleksibilitet, hvorvidt det er oppvarming i vingene vil være blant det som er av betydning. Vi anbefaler at det blir utført mer detaljerte beregninger før en investeringsbeslutning blir tatt.

6 Bibliografi

- Cattin, R., & al, e. (2007). Wind Turbine Ice Trough Studies in the Swiss Alps. *EWEC*. Brussels.
- Fikke, S., Ronsten, G., Heimo, A., Kunz, S., Ostrozlik, M., Persson, J., et al. (2007). *COST 727: Atmospheric Icing on Structures. Measurements and data collection on icing: State of the Art*. Zürich, Switzerland: MeteoSchweiz Nr. 75.
- Horbaty, R. (2006). Wind Energy in Cold Climate. *IEA Wind Energy in Cold Climate* .
- Morgan, C. (1997). Assessment of safety risks arising from wind turbine icing. *EWEC*. Dublin.
- Morgan, C., Bossanyi, E., & Seifert, H. (1998). Assessment of safety risks arising from wind turbine icing. *Boreas IV* (ss. 113-121). Hetta: VTT.
- Seifert, H., Westerhellweg, A., & Krönig, J. (2003). Risk Analysis of Ice throw from wind turbines. *Boreas IV*. Pyhäunturi: VTT.
- Tallhaug, L., Harstveit, K., & Fidje, A. (2005). *Atmospheric icing on wind turbines*. Kjeller: Kjeller Vindteknikk AS.

Spørsmål til tilleggsutredningene kan rettes til:

Statkraft Development AS

Postboks 200 Lilleaker
0216 Oslo

Kontaktperson:

Trond Gärtner, tlf.: 24 06 70 00

Mattis Vidnes, tlf.: 24 06 70 00

Spørsmål om saksbehandlingen av
konsesjonssøknaden kan rettes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Kontaktpersoner:

Lars Håkon Bjugan, tlf.: 22 95 95 95

Ina Rognerud, tlf.: 22 95 95 95



Statkraft