

Vedlegg 5. NVEs vurdering av søknaden etter energiloven

1. NVEs behandling av søknaden etter energiloven

I dette kapitlet vil NVE vurdere de elektriske anleggene Agder Energi Vannkraft søker om konsesjon og ekspropriasjon for. NVE vil først vurdere de tekniske og økonomiske forholdene. NVE vil videre vurdere anleggenes og omsøkte traséalternativers påvirkning på natur, miljø og samfunn.

1.1 Oversikt over omsøkte nettanlegg:

Agder Energi Vannkraft søker om følgende elektriske anlegg:

Øygarden kraftverk

- En ca. 7 km lang 132 (110) kV kraftledning mellom Øygarden kraftverk og Honna transformatorstasjon. Agder Energi Vannkraft søker primært om alternativ 1.0.
- En 25 MVA 8-10/132 (110) kV transformator i Øygarden kraftverk.

Skjerka kraftverk

- En 0,8 km lang 132 kV jordkabel fra Skjerka kraftverk til Skjerka koblingsanlegg.
- En 8-12/132(110) kV 135 MVA transformator i Skjerka kraftverk.
- Et nytt 132 (110) kV bryterfelt i Skjerka koblingsanlegg.

Kvernavatn kraftverk

- En 0,8 km lang 22 kV jordkabel fra Kvernavatn kraftverk til Faråkleiva nettstasjon.
- En 1,8 MVA transformator med omsetning 0,69/22 kV.

For fremføring av anleggskraft søker Agder Energi Vannkraft om følgende nettanlegg:

- En fordelingstransformator ved Dam Langevatn med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspen apparatanlegg.
- En ca. 3 km lang 22 kV jordkabel fra nettstasjon Bjønnåslia til ny nettstasjon ved dam Langevatn.
- En fordelingstransformator ved Tverrslag nord med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspen apparatanlegg.
- En fordelingstransformator ved Tverrslag sør med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspen apparatanlegg.
- En ca. 0,5 km lang 22 kV luftledning fra eksisterende 22 kV ledning til ny nettstasjon ved Tverrslag sør. Alternativt en 0,5 km 22 kV jordkabel fra eksisterende 22 kV ledning til ny nettstasjon ved Tverrslag sør.
- En fordelingstransformator ved rigg Klyvstøl med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspen apparatanlegg.
- En ca. 0,1 km lang 22 kV luftledning fra eksisterende 22 kV ledning til ny nettstasjon ved rigg Kløyvstøl.
- En 2,5 km lang 22 kV jordkabel fra Øygarden kraftverk til Agder Energi Netts 22 kV nett ved Vehommen.

- En midlertidig nettstasjon ved Øygard kraftverk i forbindelse med etablering av anleggsforsyning til tunnelarbeid og øvrig anleggsarbeid på Øygard.
- Nødvendig høyspent- apparatanlegg i nettstasjon Bjønnåslia.

De omsøkte nettanleggene omtales samlet som Åseralprosjektene.

Agder Energi Vannkraft søker om ekspropriasjonstillatelse i medhold av oreigningslova § 2 nr. 19 for anskaffelse av nødvendige rettigheter for å bygge anleggene det søkes konsesjon for. Samtidig søker Agder Energi Vannkraft om forhåndstiltredelse etter oreigningslova § 25, slik at arbeider kan begynne før skjønn er avholdt.

2. Lovverk og behandlingsprosess

For å bygge, eie og drive elektriske anlegg kreves det konsesjon etter energiloven § 3-1. NVE behandler konsesjonssøknaden om de elektriske anleggene etter energiloven og søknad om ekspropriasjonstillatelse etter oreigningslova. Tiltaket skal også avklares etter andre sektorlover som kulturminneloven og naturmangfoldloven, i tillegg til at anlegget må merkes i henhold til gjeldende retningslinjer i forskrift for merking av luftfartshindre.

2.1 NVEs behandling av søknaden

Søknaden om de elektriske anlegg har inngått i søknaden om Åseralprosjektene. NVE sendte søknaden om konsesjon og ekspropriasjonstillatelse på høring den 2.5.2013 og den 18.09.2013. Det kom inn fem merknader som omhandlet kraftledningen. Disse er sammenfattet nedenfor. Det gjøres oppmerksom på at det er kun de delene av merknadene som omhandler kraftledningen som er sammenfattet og vurdert i dette kapitlet.

Åseral kommune skriver i uttalelse av 12.12.2013 at kryssingen av Vesterdalen bør etableres som dalspenn etter alternativ 2. Kommunen anbefaler denne løsningen av hensyn til rovfugl og landskap.

Fylkesmannen i Vest-Agder anbefaler i brev av 10.9.2013, av hensyn til rovfugl at kryssing av Vestredalen skjer med dalspenn parallelt med eksisterende sentralnettsledning etter alternativ 2.

Statnett SF skriver i e-post av 8.11.2013 at 132 kV-ledningen fra Øygard kraftverk til Honna transformatorstasjon må bygges slik at Statnett i størst mulig grad kan ha spenning på 300(420) kV-ledningen Solhom–Arendal. Statnett anbefaler 20 meter mellom ytterfasene på den omsøkte 132 kV-ledningen og Statnetts sentralnettsledning. Agder Energi Vannkraft må avklare kryssing av sentralnettsledningen med Statnett.

Statnett skriver at Kvernevatn kraftverk anses å ha liten innvirkning på sentralnettet.

Pr. i dag er det ikke kapasitet for innmating på 110 kV nettet i Vest-Agder. Med ny Honna transformatorstasjon på plass vil det være tilstrekkelig transformeringsskapasitet opp til sentralnettet for å kunne ta i mot ny produksjon. Honna transformatorstasjon skal tilkobles sentralnettsledningen mellom Solhom og Arendal transformatorstasjoner.

Statnett legger til grunn at FoS§14 og veileder for funksjonskrav i kraftsystemet følges og at konsesjonær informerer systemansvarlig om anlegget etter at konsesjon er gitt.

Agder Energi Nett skriver i uttalelse av 10.9.13 at de presenterte nettløsningene i hovedsak er i tråd med Agder Energi Netts praksis og planer. Agder Energi Nett påpeker at det vil være nødvendig med en anleggskonsesjon for Kvernevatn kraftverk. Videre informerer de om at normal praksis for anleggskraft

er at Agder Energi Nett bygger nødvendig distribusjonsnett på områdekonsesjonen og krever inn anleggsbidrag etter gjeldende lover og regler.

Agder Energi Nett påpeker at tidsplanen for en driftsstart i 2017 forutsetter at utbyggingen av Honna transformatorstasjon og forsterkning/reinvestering av regionalnettsledningen mellom Skjerka og Honna transformatorstasjoner er gjennomført. For å klare dette må et konsesjonsvedtak for disse nettanleggene komme snarest.

Grunneiere i Breland v/adv. Rygnestad skriver i uttalelse av 11.11.2013 at han vil bli kraftig berørt av tiltakene inkludert ny kraftledning. Breland ønsker at 132 kV-ledningen fra Øygarden kraftverk krysser dalen på nordsiden av eksisterende 300(420) kV ledning, etter traséalternativ 2. Det er ønskelig at 22 kV jordkabel til Verura gjøres permanent for å sikre strøm til en ny basestasjon.

3. NVEs vurdering av nettanlegg

SWECO har på oppdrag fra Agder Energi Vannkraft utarbeidet fagrapporter for de enkelte fagtemaene. NVEs vurderinger er basert på disse, konsesjonssøknaden, innkomne høringsinnspill samt egen befaring i felt.

NVE vil først se på de tekniske og økonomiske forholdene for de omsøkte nettanleggene, deretter vil virkninger for miljø, naturressurser og samfunn vurderes.

3.1 Teknisk beskrivelse og økonomiske vurderinger

I denne delen vil NVE først beskrive og vurdere de generelle tekniske og økonomiske løsningene for Åseralprosjektene, deretter vil NVE se på de tekniske og økonomiske løsningene for de forskjellige omsøkte nettløsningene til kraftverkene.

Før Åseralprosjektene kan tilknyttes nettet er det nødvendig med tiltak i overliggende nett. I konsesjonssøknad (fra 2012) oppgir Agder Energi Vannkraft at realisering av prosjektene er avhengig av at transformatorkapasiteten mellom regional- og sentralnettet må økes. Det er også andre flere kraftverk i samme område som Øygarden og Skjerka kraftverk er planlagt. I kraftsystemutredningen (KSU) for Agder 2014 oppgis det at det i Åseral kommune er omsøkt 16 småkraftverk med totalt 20,5 MW installert effekt. Søknadene om småkraftverk ligger i kø, og er ikke tatt til behandling av NVE. I tillegg er Skveneheii vindkraftverk, med en installert effekt på inntil 120 MW planlagt tilknyttet Honna transformatorstasjon. Skveneheii vindkraftverk fikk den 27.6.2014 konsesjon av NVE, men vedtaket er påklaget og er nå til klagebehandling i OED.

Alle produksjonsprosjektene er avhengig av at transformatorkapasiteten mot sentralnettet økes. Dette løses ved at Honna transformatorstasjon, som NVE ga konsesjon til 11.12.2013, etableres. Agder Energi Vannkraft har informert og rådført seg med Agder Energi Nett angående nettilknytning og løsninger. Agder Energi Nett skriver at fremlagte løsninger er i tråd med planer og praksis for tilknyttingen til Honna transformatorstasjon. Agder Energi Nett skriver at det er satt av plass til et eget bryterfelt i Honna transformatorstasjon for at tilknytting av Øygarden kraftverk. Agder Energi Nett vil etablere feltet og kreve inn anleggsbidrag etter gjeldende regelverk.

Av andre nettanlegg som er relevante for søknaden fikk Agder Energi Nett den 11.12.2013 konsesjon til oppgradering av regionalnettsledningen mellom Skjerka, via Honna til Logna transformatorstasjoner. I tillegg fikk Statnett den 11.12.2013 konsesjon til å spenningsoppgradere 300 kV-ledningen Solhom-Arendal til 420 kV. Statnett opplyser i sin høringsuttalelse at det er tilstrekkelig kapasitet på denne ledningen for å kunne ta imot produksjonen fra Øygarden kraftverk. I planleggingen av Honna transformatorstasjon er det lagt til rette for Øygarden kraftverk. NVE vurderer imidlertid at konsesjongitt

kapasitet i Honna transformatorstasjon ikke gir tilstrekkelig kapasitet til å tilknytte all potensiell produksjon i området. Hvorvidt det er plass til Øygarden kraftverk avhenger av hvor mye annen produksjon som realiseres og tilknyttes Honna transformatorstasjon før kraftverket. Dersom det ikke er tilstrekkelig kapasitet med den ytelsen det er gitt konsesjon til i Honna transformatorstasjon i dag, er det tilrettelagt plass til en ekstra transformator i stasjonen. Ny sentralnettstransformator på Honna vil ha kapasitet for å tilknytte ny produksjon, og hvilke kraftverk som kan benytte den tilgjengelige kapasiteten avhenger av fremdriften i de ulike prosjektene. NVE støtter Agder Energi Netts og Statnetts vurdering om at sentralnettet i området har tilstrekkelig kapasitet for å tilknytte Øygarden kraftverk.

Samlet utbyggingskostnad for Åseralprosjektene er oppgitt å være ca. 1,1 milliarder kr (2012-Q1-priser). Agder Energi Vannkraft oppgir i e-post av 19.2.2015 at dette estimatet inkluderer nettkostnadene. Agder Energi Vannkraft har oppgitt kostnader ved de konsesjonssøkte nettilknytningene. En oppsummering av disse kostnadene er vist i tabell nedenfor.

Kostnadsoverslag - overføringsanlegg for tilknytning av Åseralprosjektene - Tilknytning av omsøkte kraftverk				
Delprosjekt:	Beskrivelse av hovedkomponenter i nytt overføringsanlegg:	Omsøkt primært alternativ. Alt 1: [Mill. NOK]	Omsøkt sekundært alternativ. Alt 2: [Mill. NOK]	Merknad:
Tilknytning av Skjerka - Aggregat 2 til eksisterende 132 (110) kV anlegg i Skjerka:	En 120 MVA 132(110)/12 kV krafttransformator i fjellanlegget.	24,0	-	Kostnadsoverslaget må oppfattes som en foreløpig grovkalkyle for beskrevet nytt overføringsanlegg tilhørende AEVK i Skjerka kraftverk. Generator, kontrollanlegg, øvrig elektro og apparatanlegg, samt byggkostnader, inngår ikke i nevnte kostnader.
	En 0,8 km 132(110) kV jordkabel med tverrsnitt 800 mm ² AL fra krafttransformator i fjellanlegget fram til utendørs 132(110) kV bryteranlegg tilhørende AEVK.			
	Et 132 (110) kV bryterfelt i tilknytning til AEVKs eksisterende bryteranlegg			
Tilknytning av Øygard kraftverk til konsesjonsgitt nytt anlegg i Honna transformatorstasjon	En 25 MVA 8-12 kV/132(110) kV krafttransformator med utendør lukket trafocelle.	38,4	41,8	Differansen mellom alt 1 og 2 utgjør merkostnad med 132 kV dalspenn i Vestredalen.
	Et utendørs 132 (110) kV bryterfelt på stasjonsområdet til Øygard kraftverk.			Kostnader med trafocelle (132/12 kV) i Øygard kraftverk inngår her i grunnlaget da det her eventuelt kan bli etablert samordnet nettløsning med uttak til AENs 22 kV nett, eller Skveneheii vindkraftverk planområde nord. Øvrige kostnader med generator, kontrollanlegg, øvrig elektro og apparatanlegg til kraftverket, inngår ikke i nevnte kostnader for Øygard kraftverk.
	En ca. 7 km ny 132(110 kV) ledning med tverrsnitt 120 FEAL (240 FeAL i Dalspenn) fra Øygard kraftverk til tilknytning med AENs konsesjonsgitte nye Honna transformatorstasjon.			
	Et 132 (110) kV bryterfelt (to-brytersystem) tilhørende AEN i Honna transformatorstasjon.			
Tilknytning av Kvernevatn kraftverk til eksisterende 22 kV nett på Ljosland	En 1,8 MVA 0,69/22 kV krafttransformator.	1,8	-	Kun omsøkt et alternativ (22 kV jordkabeløsning)
	En 0,8 km 22 kV jordkabel med tverrsnitt 50 mm ² AL fra Øygard kraftverk til tilknytning med AENs nett på Faråkleiva, Ljosland.			Generator, kontrollanlegg, øvrig elektro og apparatanlegg, samt byggkostnader, inngår ikke i nevnte kostnader for Kvernevatn kraftverk.
	Oppgradering av AENs nettstasjon på Faråkleiva, Ljosland.			Mest sannsynlig er det ikke behov for forsterkning av AENs 22 kV nett utover AENs egne planer.

Figur 1: Kostnader ved konsesjonssøkte nettanlegg for tilknytning av Åseralprosjektene

NVE har undersøkt om kostnadene som er oppgitt ved 132 kV overføringsanleggene virker realistiske. Sammenliknet med NVEs kostnadsgrunnlag ser det ut til at de oppgitte kostnadene er noe høye, i størrelsesorden 10-15% høyere enn NVEs kostnadsgrunnlag viser. Det har imidlertid også vist seg tidligere at kostnadsgrunnlaget til NVE kan være noe underestimert. NVE mener derfor at kostnadsanslagene som er oppgitt i konsesjonssøknaden virker fornuftige.

3.1.1 Tilknytning av Øygarden kraftverk

Teknisk vurdering av omsøkte løsning

Fra Øygarden kraftverk søkes det om en 7 km lang 132 kV luftledning til konsesjonsgitte 110(132)/300(420) kV Honna transformatorstasjon. Av hensyn til mekanisk styrke søkes det om å bygge ledningen med tverrsnitt FeAl 120. Regionalnettet i området driftes på 110 kV, men nye anlegg bygges for 132 kV for å legge til rette for en overgang til 132 kV i fremtiden. NVE mener derfor det er fornuftig at Agder Energi Vannkraft har valgt å konsesjonssøke anlegg som er isolert for dette spenningsnivået. For tilknytning av Øygard kraftverk konsesjonssøkes en 25 MVA 8-10/132 (110) kV transformator.

Omsøkt 132 kV-ledningen er i all hovedsak planlagt parallelt med Statnetts 420 kV ledning mellom Solhom transformatorstasjon og Honna transformatorstasjon. Det er omsøkt to traseløsninger for 132 kV-ledningen. Det primære alternativet (alternativ 1a) krysser Vestredalen i dalbunnen, mens det sekundære alternativet (alternativ 1b) krysser over Vestredalen på nordsiden av eksisterende sentralnettsledning. Kryssing av Vestredalen og Austerdalen i ett ledningsspenn krever ifølge søker at tverrsnittet FeAl 240 benyttes, på grunn av at man her får et langt ledningsspenn. Dette skyldes at større lengde på spennet medfører behov for større faseavstand for å unngå fasesammenslag. Når spennlengden økes, må bruddstyrken på ledningen også økes. Feal 240 har større bruddstyrke enn FeAl 120. NVE mener derfor at det virker fornuftig å benytte et større tverrsnitt på denne strekningen.

Statnett skriver i sin uttalelse til søknaden at ledningen må planlegges slik at den i størst mulig grad kan bygges med drift på 420 kV-ledningen Solhom-Arendal. Statnett anbefaler 20 meter mellom ytterfasene på den nye ledningen og sentralnettsledningen. Agder Energi Vannkraft bekrefter i notat av 13.2.2015 at det er lagt til grunn minimum 20 meter mellom ytterfasene på ledningene. NVE mener at den nye ledningen må planlegges slik at den i størst mulig grad kan bygges med drift på sentralnettsledningen.

Ifølge Agder Energi Netts beregninger kan det i fremtiden, med den forventet lastsøkningen på grunn av fremtidig hyttebygging og tilknytning av småkraft, bli aktuelt å forsterke Agder Energi Netts eksisterende 22 kV nett ved å tilknytte denne til en transformator ved Øygard kraftverk. Dette krever at det er plass til en ekstra 132(110)/22 kV transformator med bryterfelt i Øygard. Agder Energi Vannkraft sier det er plass til dette. NVE vurderer at løsningen som er konsesjonssøkt er fleksibel med tanke på fremtidig nettutvikling, og har ingen merknader til den omsøkte tekniske løsningen.

Økonomisk vurdering

Investeringskostnadene for tilknytning av Øygarden kraftverk etter alternativ 1 er anslått til 38,4 millioner kroner. Dersom alternativ 2 gis konsesjon over Vesterdalen, med et ca. 950 meter langt dalspennet vil kostnaden øke med ca. 3,3 millioner kroner. Agder Energi Vannkraft prioriterer på grunn av kostnadsøkningen alternativ 1 hvor Vesterdalen krysses nede i dalen.

Tilknytningsledningen for Øygarden kraftverk vil fungere som en ren produksjonsradial. Kostandene for en eventuell konsesjon til spenn over dalen i stedet for å føre ledningen ned i dalen skal derfor dekkes av Agder Energi Vannkraft. Ledningen fra Øygarden kraftverk vil være en ren produksjonsradial, det betyr at det er Agder Energi Vannkraft som vil stå for kostnadene og de vil ikke legges på kundene via en nettleie. NVE mener dette åpner for noe mer fleksible løsninger når eventuelle økte kostnader ikke påvirker nettleien til privatkunder. Imidlertid mener NVE det må være betydelige gevinster som oppnås dersom en løsning som øker kostnadene velges. NVE mener fordelene ved luftspenn i dette tilfelle vil være visuelle virkninger og tiltakets påvirkning på fugl. NVE har vurderte disse temaene under kapitlene «visuelle virkninger» og «naturmangfold».

Andre vurderte nettløsninger

Agder Energi Vannkraft har utført utredninger som viser at det ikke er kapasitet i eksisterende 22 kV nett til å tilknytte Øygard kraftverk. Det er også gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av hvorvidt det er mer lønnsomt å oppgradere 22 kV nettet enn å bygge en ny 132 kV ledning til Honna transformatorstasjon. En oppsummering av denne utredningen er vist i tabellen under.

Tilknytning av Øygard kraftverk. Alternativvurdering:								
132 kV vs. 22 kV nettløsning for tilknytning av Øygard kraftverk			Investerings- kostnad mill. kr	Kapitalisert tapskostnad mill. kr	Kapitalisert D&V kostnad mill. kr	Sum kostnad mill. kr	Differanse mill. kr	Merknad
Nettløsning alt. 0:	22 kV tilknytning til eksisterende nett.	Dagens nett uten forsterkninger						En ikke gyldig løsning pga. manglende nettkapasitet. Tilknytningen krever forsterkning av nettet!
Nettløsning alt. 1a:	Ny 132 kV løsning	En ny 6,8 km lang 132 kV kraftledning fra Øygard KS til Honna TS, trasé alt 1. Et dalspenn på 0,95 km med tverrsnitt 240 FeAL over Austerdalen. For øvrig 5,8 km ledning med 120 FeAL.	38,4	16,7	11,4	66,5	0,0	Beste løsning samfunnsøkonomiske løsning.
Nettløsning alt. 1b:	Ny 132 kV løsning	En ny 6,6 km 132 kV kraftledning fra Øygard KS til Honna TS, trasé alt 2. To dalspenn på totalt 1,8 km km med tverrsnitt 240 FeAL over Austerdalen og Vestredalen. For øvrig 4,8 km ledning med 120 FeAL.	41,8	16,7	12,4	70,9	4,4	Dalspenn over Austerdalen 4,4mill. kr dyrere enn beste nettløsning.
Nettløsning alt. 2:	Forsterket 22 kV løsning eksisterende nett	En 18,3 km lang 22 kV kraftledning med tverrsnitt 240 FeAL fra Øygard til Skjerka TS, pluss en ny 25 MVA 110/22 kV trafo i Skjerka TS	60,7	42,6	18,0	121,3	54,8	Minst rasjonelle nettløsning.
* Det legges til grunn: 4,0 % kalkulasjonsrente, analyseperiode 40 år. Årlig drift/vedlikeholdskostnad 1,5% av inv.kostnad. Påslag adm. planlegging 10% av byggekostnad. Brukstil tap 2200 h. Tapspris 30 øre/kWh. Kostnadsgrunnlag for 132 kV løsning jf. NOs rapport fra 2012. Kostnadsgrunnlag for 22 kV løsning ref. NOs rapport 2010, pluss eget AEVK grunnlag 2015.								

Som utredningene viser vil tilknytning av Øygard kraftverk med en 132 kV ledning til Honna transformatorstasjon være den løsningen som gir lavest kostnader. NVE er enig i utredningene som er gjort av Agder Energi Vannkraft. Dette gir totalt sett de laveste kostnadene sammenliknet med andre alternativ, i tillegg mener NVE at dette vil være en mer fleksibel løsning med tanke på fremtidig nettutvikling.

NVE mener det vil være kostnadsbesparende å samordne nettilknytningen av det nordre planområdet i Skveneheii vindkraftverk med tilknytningen av Øygard kraftverk. Tiltakshaver for Skveneheii vindkraftverk ønsket allikevel ikke primært denne løsningen på grunn av at dette prosjektet var kommet lengre i planleggingsprosessen enn Øygard kraftverk, og en samordning kunne derfor forsinke eller hindre realisering av Skveneheii vindkraftverk. NVE ga konsesjon til en tilknytningsløsning for Skveneheii vindkraftverk der de to kraftverkene ikke samordnes. Øygarden kraftverk var under behandling når NVE fattet vedtak for Skveneheii vindkraftverk. NVE begrunnet nettløsningen for Skveneheii vindkraftverk med at forsinkelser med Øygarden kraftverk og tilhørende nettløsning skulle føre til forsinkelser for Skveneheii vindkraftverk, og en eventuell samordning mellom prosjektene kunne påvirke realiseringen av vindkraftverket grunnet ulik framdrift. NVE skriver imidlertid i bakgrunnsnotatet for Skveneheii vindkraftverk at en nettløsning som innebærer samordning med Øygarden kraftverk vil være det mest samfunnsøkonomiske løsningen. Agder Energi Vannkraft opplyser at 132 kV-ledningen fra Øygarden kraftverk vil dimensjoneres med stor nok kapasitet at det vil bli lagt til rette for at Nordre

planområde i Skveneheii vindkraftverk kan kobles på ledningen fra Øygard kraftverk til Honna transformatorstasjon. Kapasiteten på ledningen vil være ca. 140 MW, mens Øygard kraftverk vil produsere maksimalt 21 MW, og det nordre planområdet til Skveneheii vindkraftverk om lag 33 MW. Dersom det blir en felles løsning med Øygarden kraftverk fra det Nordre planområdet vil det være tilstrekkelig med en 22 kV eller 33 kV kraftledning fra det Søndre planområdet til Smeland kraftverk og videre til Honna transformatorstasjon. NVE mener derfor at omsøkt løsningen for Øygarden kraftverk er den mest fleksible med tanke på at Skveneheii vindkraftverk kan tilknyttes denne ledningen og at det i fremtiden kan bli aktuelt å tilknytte 22 kV distribusjonsnett her. Dersom prosjektene realiseres samtidig mener NVE det er fornuftig med en felles nettløsning hvor nettilknytningen for planområde nord i Skveneheii vindkraftverk samordnes med nettilknytningen for Øygard kraftverk. Dette vil redusere antall kilometer med regionalnettsledning og derav gi lavere nettilknytningskostnader totalt for de to kraftverkene. Antall kilometer med ledning vil imidlertid være lik dersom det Søndre planområdet i Skveneheii vindkraftverk realiseres og det bygges en 22 kV eller 33 kV ledning fra dette området.

3.1.2 Nettilknytning av Kvernavatn kraftverk

Investeringskostnadene for tilknytning av Kvernavatn kraftverk er anslått til 1,8 millioner kroner.

Agder Energi Vannkraft om å knytte Kvernavatn kraftverk til Agder Energi Netts eksisterende 22 kV nett mot Skjerka transformatorstasjon med en 1,8 MVA transformator med omsetning 0,69/22 kV og en 0,8 km ledning. Agder Energi Nett har gjort beregninger som viser at spenningsvariasjonene i 22 kV nettet kan bli 7-8 %, noe som er på grensen til hva som er driftsmessig forsvarlig. Agder Energi Nett oppgir i e-post til NVE av 19.2.2015 at de planlegger å oppgradere 22 kV nettet mellom Skjerka og Kyrkjebygd, slik at det får tilstrekkelig kapasitet til å tilknytte Kvernavatn kraftverk. NVE har ingen merknader til omsøkt løsning, og mener det vil være en god teknisk løsning.

Når det gjelder tilknytning av Kvernavatn kraftverk til 22 kV nettet anser NVE det som områdekonsesjoners ansvar å påse at tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. NVE minner om at krav i forskrift om leveringskvalitet må overholdes.

3.1.3 Nettilknytning av Skjerka kraftverk

Investeringskostnadene for tilknytning av aggregat 2 i Skjerka kraftverk er anslått til 24 millioner kroner.

Det nye aggregatet i Skjerka kraftverk er søkt tilknyttet med en 8-12/132(110) kV 135 MVA transformator i Skjerka kraftverk. I tillegg søkes det om en 0,8 km lang 132 (110) kV kabel fra Skjerka kraftverk til Agder Energi Vannkrafts eksisterende 132 (110) kV koblingsanlegg. Kabelen skal legges i eksisterende kabel-kulvert til aggregat 1 som er tilrettelagt for legging av kabelen til aggregat 2. Eksisterende utendørs 132 kV koblingsanlegg for Skjerka aggregat 1 tilhørende Agder Energi Vannkraft søkes utvidet med et nytt 132 kV bryterfelt. Fra koblingsanlegget skal kraften overføres via Agder Energi Nett nye luftledning ca. 100 m fram til nye Skjerka transformatorstasjon tilhørende Agder Energi Nett. Denne har tilstrekkelig kapasitet for ta imot produksjonen fra det nye aggregatet.

Idriftsettelse av nytt aggregat i Skjerka kraftverk forutsetter utbygging av Honna transformatorstasjon og ny regionalnettsledning Skjerka-Honna-Logna. Begge tiltakene fikk konsesjon av NVE 11.12.2013.

Den konsesjonsgitte 132 kV-ledningen Skjerka–Honna vil ifølge lastflytanalyser i kraftsystemutredningen 2015 ha tilstrekkelig kapasitet til å overføre produksjonen fra Skjerka kraftverk. NVE er enig i vurderingene som er gjort og mener det er tilstrekkelig kapasitet til å tilknytte aggregat 2 i Skjerka til overliggende nett.

3.1.4 Anleggskraft

Agder Energi Vannkraft søker om anleggskraft til drift av anlegg. Dette er permanente anlegg som ikke bare vil være i anleggsfasen.

For framføring av anleggskraft til rigg Ljosland benyttes eksisterende nettstasjon Bjønnåslia tilhørende Agder Energi Nett. Agder Energi Vannkraft og Agder Energi Nett oppgir at det med hensyn til fremdriften i prosjektet er mest hensiktsmessig at Agder Energi Vannkraft omsøker nødvendige høyspent-/lavspent apparatanlegg. Agder Energi Vannkraft vil derfor være konsesjonær og utbygger av disse anleggene.

For øvrig har NVE ingen merknader til de tekniske løsningene som er planlagt for anleggene som er konsesjonssøkt for å ta ut anleggskraft.

3.2 Virkninger for natur- miljø og samfunn

I utredningsprogrammet fastsatt av NVE og i konsekvensutredningene som Agder Energi Vannkraft har gjennomført, er konsekvenser for landskap, kulturmiljø og friluftsliv vurdert separat. Konsekvensene for disse interessene er imidlertid like i den forstand at de i vesentlig grad er knyttet til visuell påvirkning og ikke direkte konflikt med arealbruksinteresser. I vurderingen av de omsøkte nettløsningen vil NVE derfor gjøre vurderinger av virkninger for landskap, kulturmiljø og friluftsliv under dette kapitlet. Dette vil etter vår mening gjøre det lettere å fremstille de samlede ulempene og bedre synliggjøre hvordan NVE vektlegger disse interessene.

Utgangspunktet for disse vurderingene er anleggets virkninger for landskapet. Kraftledningens og nettanleggenes synlighet avhenger av hvilken landskapstype ledningen går gjennom, i hvilken grad omgivelsene (topografi og vegetasjon) kan skjule den og hvorvidt den er eksponert fra områder hvor mennesker ferdes. I konsekvensutredningene gjøres det egne vurderinger av ledningens påvirkning på landskapet. I slike vurderinger legges det vekt på om en kraftledning går gjennom landskap som vurderes å ha stor landskapsmessig verdi. Noen landskap tillegges større verdi enn andre. Dermed vil konsekvensene for landskapet variere.

Omfanget av landskapspåvirkningen må også vurderes i lys av hvor mange som ferdes i landskapet og hvor ofte. Områder der mennesker bor og ferdes daglig og mye brukte friluftsområder er eksempler på områder hvor de visuelle virkningene får mer omfattende konsekvenser enn mindre brukte områder. Synlighet fra verdifulle kulturmiljø, som for eksempel gamle stølsmiljø, er også et viktig kriterium for å vurdere konsekvensen av landskapspåvirkningen. Slike områder kan være viktige både for landbruket og for friluftsliv og reiseliv. Disse interessene vil derfor overlappe hverandre og bør ses i sammenheng.

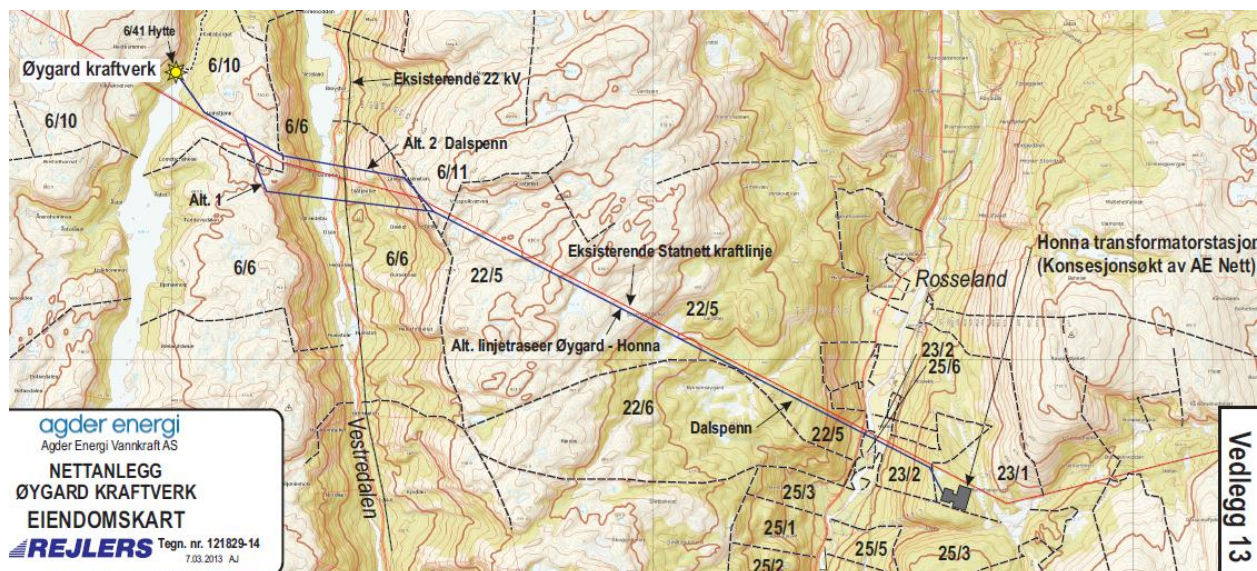
Det er viktig å understreke at opplevelsen av visuelle virkninger i stor grad vil være subjektiv. For noen mennesker vil en kraftledning og andre nettanlegg oppleves sjenerende så lenge de er mulig å se, mens andre opplever andre landskapselementer som mer fremtredende og legger mindre merke til kraftledninger. Ofte oppleves denne typen inngrep som mindre iøynefallende etter noen år, når omgivelsene har vennet seg til det. I beskrivelsen av visuelle virkninger må det derfor skilles mellom synligheten av anlegget og opplevelsen av det som et landskapselement.

3.2.1 Øygarden kraftverk

Visuelle virkninger

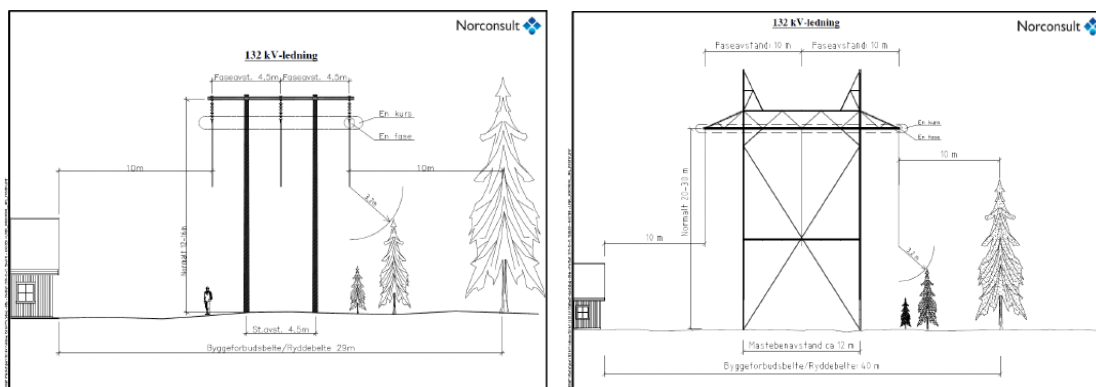
Den 7 km lang 132 kV-kraftledningen fra Øygarden kraftverk til Honna transformatorstasjon er planlagt parallelt med Statnetts 420 kV ledning Solhom–Arendal. Ledningen skal gå på over fjellet, gjennom skogsområder og vil krysse en eller to daler avhengig av hvilken trasé som får konsesjon. Agder Energi

Vannkraft søker om to alternativer over Vesterdalen. Agder Energi Vannkraft søker primært om å gå ned i Vesterdalen etter alternativ 1. Sekundært søker Agder Energi Vannkraft å krysse Vesterdalen med dalspenn på nordsiden og på høyde med Statnetts sentralnettsledning etter alternativ 2. Over Austerdalen søker Agder Energi Vannkraft kun om luftspenn. Se kart nedenfor.



Figur 2: 132 kV ledning fra Øygarden kraftverk til Honna transformatorstasjon

Agder Energi Vannkraft søker om at kraftledning skal bygges med H-master i tre, traverser i stål og isolatorer i herdet glass. Mastene er 12-18 meter høye og vil ha et byggeforbudsbelte på 29 meter. Dalspennene over Vesterdalen og Austerdalen er hhv. ca. 0,87 km og ca. 0,95 km lange, og dersom alternativ 2 får konsesjon over Vesterdalen og for omsøkt løsning over Austerdalen, vil det være nødvendig med selvbærende portalmaster i stål på hver side av dalen. Disse mastene er 25-30 meter høye og er tilsvarende de Statnett har på krysningspunktet i dag. Figuren nedenfor viser en oversikt over omsøkte mastetyper. Et luftspenn over Vesterdalen og Austerdalen vil kreve et nødvendig rettighetsbelte på 80 meter og et byggeforbudsbelte på 40 meter. Dersom det gis konsesjon til et dalspenn over Vesterdalen vil trasélengden redusere med ca. 300 meter.



Figur 3: H-mast i tre t.v og portalmast i stål t.h

Ledningen skal i all hovedsak gå på høyfjellet og delvis i områder med lite vegetasjon. Ledningen vil derfor etter NVEs mening kunne bli synlig på avstand. Store deler av traseen vil imidlertid gå igjennom

områder som lite tilgjengelig og med lite ferdsel. Det er ingen bebyggelse nær traseen. NVE mener at den visuelle virkningen av tiltaket i hovedsak vil være i Vesterdalen der ledningen primært er omsøkt ned i dalen, med kryssing av vei, og kryssningen over Austerdalen, se figurene nedenfor.



Figur 4: Kryssingen av Vesterdalen etter alternativ 1 er vist med pil.



Figur 5: Kryssingen av Austerdalen vil foregå parallelt med Statnetts master som er vist med pil.

I fagrapporten er alternativ 1 vurdert til å gi middels negativ konsekvens med tanke på landskap. Et dalspenn over Vesterdalen er i fagrapporten vurdert som mindre konfliktfylt. NVE er enig i disse vurderingene, og mener en ledning som går ned fra fjellet og krysser veien før den igjen legges oppe på fjellplatået vil være mer synlig enn om ledningen spenner over dalen. Både Åseral kommune og grunneiere på Breland foretrekker at ledningen bygges etter alternativ 2. Dette vil være en bedre løsning med hensyn til landskap.

I Austerdalen er det noe bebyggelse, og ledningen vil kunne bli synlig. Ledningen vil imidlertid gå betydelig høyere enn bebyggelsen, og NVE vurderer at den visuelle konsekvensen for bebyggelsen vil være liten. Som bildet over viser er ikke dagens sentralnettsledning som går over bebyggelsen veldig synlig for bebyggelsen, og NVE vurderer at en ny 132 kV ledning som krysser parallelt ikke vil endre dette bildet vesentlig.

Totalt vil 10 grunneiere bli berørt av dersom alternativ 1 gis konsesjon og 8 grunneiere vil bli berørt dersom alternativ 2 gis konsesjon. Ledningen er planlagt i områder uten bebyggelse, og det er ikke

registrert bolighus eller fritidsboliger nær noen av traseene. NVE konstaterer at ingen boliger vil bli eksponert for et magnetfelt med årsgjennomsnitt på over 0,4 mikrottesla, og NVE vurderer at verken støy eller magnetfelt vil være en aktuell problemstilling i denne saken.

Ledningen vurderes i fagrapporten å ha ingen/liten negativt omfang for friluftsliv, jakt og fiske.

Ledningen vil i hovedsak gå i områder med lite ferdsel og parallelt med Statnetts sentralnettsledning, og NVE er enig i vurderingene som er gjort i fagrapporten om at tiltaket ikke vil ha vesentlig påvirkning for friluftsliv, jakt og fiske.

Ledningen er planlagt gjennom områder med noe produktiv skog, og tiltaket vil etter NVEs vurdering gi negativ effekt der ryddebeltet øker. NVE vurderer at skogbruksinteresser vil alternativ 2 gå igjennom noe mer produktiv skog. Traseen er ca. 300 meter lenger enn primært omsøkt løsning. NVE mener imidlertid at det ikke er vesentlig forskjell mellom alternativenes påvirkning på skogbruksinteresser.

Naturmangfold

Vurdering av konsekvenser for naturmangfold ved bygging av kraftledninger knytter seg i hovedsak til risiko for fuglekollisjoner og direkte arealbeslag i områder og naturtyper med rik eller viktig vegetasjon. Direkte inngrep i viktige naturtyper kan ofte unngås med justering av trasé eller justering av masteplassering. Risiko for fuglekollisjoner vil være avhengig av hvilke arter som finnes i et område, ledningens plassering i terrenget og mastetype/linekonfigurasjon.

Fugl og andre dyrearter

I anleggsfasen vil aktivitet og terrenginngrep kunne forstyrre dyrelivet og medføre at dyr trekker bort fra områdene hvor aktiviteten foregår. Fuglearter som er sårbare for forstyrrelser vil kunne oppgi hekkingen dersom aktiviteten vedvarer. Fugle- og dyrearters yngletid vil generelt være en særlig sårbar periode. Forstyrrelser kan også føre til at rastende fugler ikke finner ro, og i langvarige kuldeperioder vil overvintrende fuglearter være ekstra sårbare.

I driftsfasen er det hovedsakelig fugl som kan bli negativt påvirket gjennom fare for kollisjon med linene. En kan også tenke seg at en kraftledningsgate vil ha en positiv virkning på hjortevilt, ved at lauvoppslag i ryddebeltet gir forbedret beite sammenlignet med tilstanden før ledningen ble anlagt.

En ledning parallelt med en annen ledning vil kunne øke kollisjonsfaren da det vil være et ekstra hinder i terrenget. I tillegg vil mastene være lavere enn Statnetts sentralnettsledning, og det vil derfor bli flere liner i forskjellige høyder. NVE vurderer imidlertid at parallelle ledninger antas som en vedre løsning enn to ledninger i hvert sitt trasé. Ledningen samles og vil dermed bli mer synlig skal at fugl kan manøvrere unna på et tidligere tidspunkt.

For kryssing av Vesterdalen har Agder Energi Vannkraft søkt to alternativer. Konsekvensutredningene slår fast at ledningen vil ha ulike konsekvenser for ulike typer fugl avhengig av om kryssinger skjer via luftspenn eller følger dalføret. For alternativ 1, med kryssing av to dalfører med mellomliggende fjellrygg samt Brelandsheia på vestsiden av Vesterdalen i et område som antas å være viktig for rovfugl og fugl på trekk, er tiltaket i konsekvensutredningen vurdert til å ha middels/stor negativ omfang. Rovfugl vil trolig følge dalsiden under fødesøk, og dermed vil en ny ledningen ned i dalførene gi en større negativ påvirkning for rovfugl enn dalspenn. For trekkende fugl kan imidlertid et fritt luftspenn over dalførene være negativt. Agder Energi Vannkraft skriver at et dalspenn vil øke kostnadene med anslagsvis 3,3 millioner kroner, og de mener at det er vanskelig å forsvare den økte kostnaden ut fra en nytte/kostnad betraktning når konsekvensgraden for fugl vurderes som «noe mindre negativt» med dalspenn. Åseral kommune og fylkesmannen i Vest-Agder skriver at de anbefaler en kryssing av Vesterdalen med dalspenn parallelt med Statnetts sentralnettsledning av hensyn til rovfugl. I svar til høringsuttalelsene

skriver Agder Energi Vannkraft at etter deres vurdering vil ikke merkostnadene stå i forhold til nytten for landskap og biologisk mangfold. Agder Energi Vannkraft opprettholder således det primære alternativet som innebærer at ledningen føres ned i dalbunnen. Det er registrert reir for ørn i fjellhyllen der alternativ 1 er planlagt, og NVE er enig i konsekvensutredningens konklusjon og kommunens og fylkesmannens vurderinger om at et spenn over Vesterdalen vil ha mindre konsekvenser for rovfugl enn å legge ledningen ned i dalen. I tillegg går det en elv langs veien. Elvedaler kan fungere som ledelinjer for trekkende fugler, og et luftspenn som går på tvers av elven vil etter NVE mening kunne gi økt kollisjonsrisiko. NVE mener at en parallelføring, med mest mulig like mastepunkt som eksisterende sentralnettsledning og et ledningspenn med liner i samme høyde vil være den løsningen som gir minst påvirkning på fugl over Vesterdalen.

Dalspennene over Austerdalen og Vesterdalen vil være ca. 950 og 870 meter, og vil gå parallelt med Statnetts 420 kV ledningen. NVE viser til at det er vedtatt en ny forskrift om merking av luftfartshindre som Agder Energi Vannkraft må følge. Av denne går det frem at kraftledninger med høyde på 60 meter eller mer er merkepliktige, med unntak av luftspenn hvor mindre enn 100 meter sammenhengende lengde er over merkepliktig høyde. Luftspenn med høyde inntil 150 meter over terreng eller vann skal merkes med markører på luftspenn og farge på endemaster. Luftspenn over 150 meter skal i tillegg ha lys på endemaster. NVE mener en eventuell merking vil synliggjøre ledningene slik at faren for fuglekollisjon reduseres, og vurderer at en ledning over dalen ikke vil medføre særlig kollisjonsfare. NVE mener alternativ 2 over Vesterdalen vil ha minst konsekvenser for fugl. Ved dette alternativet må ledningen merkes og den vil gå parallelt med sentralnettsledningen til Statnett.

Planter, vegetasjon og naturtyper

For vegetasjon er det anleggsfasen som medfører størst ulemper på grunn av kjøring i terrenget og opparbeidelse av anleggsveier. Agder Energi Vannkraft skriver at de vil benytte allerede etablerte veier som Statnett har etablert for bygging, og nå oppgradering av ledningen Solhom–Arendal. Ellers blir helikopter benyttet. Statnett har arbeidet med oppgradering av ledningen fra Solhom til Arendal og NVE forventer at Agder Energi Vannkraft kan bruke eksisterende kjørespor. Dette vil etter NVEs mening redusere terrenginngrepet.

I driftsfasen vil de direkte konsekvenser for naturtyper og vegetasjon i hovedsak dreie seg om mastefestene, skogsryddebeltet og eventuelle kantsoneeffekter. Direkte konflikter med sårbar vegetasjon og planter kan i stor grad unngås ved tilpasninger av mastefester, hensyntagen under anleggsarbeidet og vilkår knyttet til driftsperioden, som for eksempel begrenset skogrydding. Ved en eventuell konsesjon vil NVE sette vilkår om at det skal utarbeides en miljø-, transport-, og anleggsplan. Denne planen vil bl.a. si noe om hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres og behov for eventuelle bufferzoner.

Det ikke påvist rødlistede naturtyper, plante- eller dyrearter i området der ledningen er planlagt. I konsekvensutredningene er 132 kV-ledningen vurdert som liten negativ for naturtyper og flora. Ledningen vil gå parallelt med sentralnettsledningen, og NVE er enig i at ledningen ikke vil ha vesentlig konsekvens for naturtyper eller fauna.

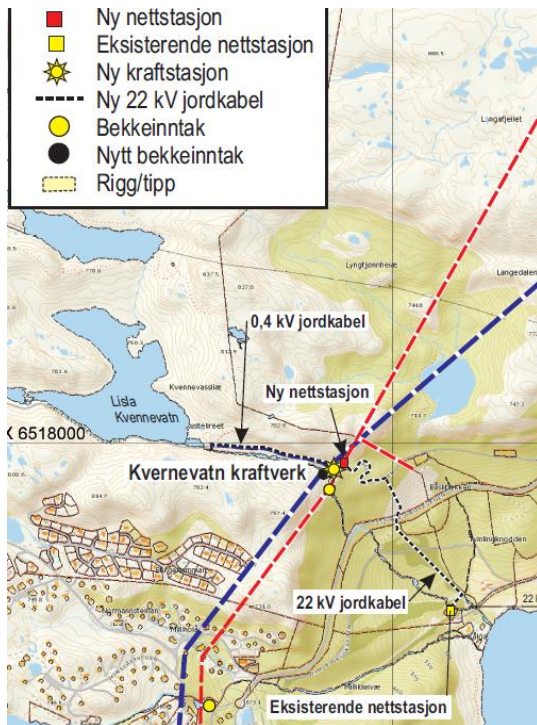
Kulturminner

Virksomheter for kulturminner og kulturmiljø vil være enten direkte inngrep i kulturminner eller at kraftledningene vil bli synlige fra kulturminnene eller kulturmiljøene og således kunne redusere opplevelsesverdien. NVEs vurderinger av kulturminner og kulturmiljøer er basert på konsesjonssøknaden med fagrapporter/konsekvensutredning. Det er ikke registrerte kulturminner langs ledningstrasé. Ved Honna er det registrert et funn øst for Rosseland, men nettilkoblingen for Øygarden kraftverk vil ikke komme i konflikt med kulturminner ved Rosseland.

Skulle Agder Energi Vannkraft støte på ukjente automatisk fredete kulturminner i tiltaksområdet skal alt arbeid øyeblikkelig stanses, jf. kulturminneloven § 8, annet ledd, og kommunale myndigheter varsles. NVE forutsetter at Statnett oppfyller kravene i kulturminneloven, og gjør oppmerksom på at det er tiltakshaver som står ansvarlig for at fredete kulturminnet ikke skades.

Kvernevatn kraftverk

Det skal etableres en 800 meter lang 22 kV jordkabel fra kraftverket til eksisterende nettstasjon Faråkleiva, se figur nedenfor.



Agder Energi Vannkraft skriver at jordkabelen skal legges i kabelgrøft i veiskulder og i rør for kryssing av fylkesvei. Jordkabelen krever et rettighetsbelte på fem meter. Tre grunneiere vil bli berørt av tiltaket. Det er ikke registrert kulturminner eller rødlistede naturtyper eller arter langs trasé. NVE mener at i driftsfasen vil ikke tiltaket medføre endringer sammenliknet med dagens situasjon. NVE mener tiltaket ikke vil medføre vesentlig endrede konsekvenser for allmenne interesser.

Skjerka kraftverk

Det skal etableres en ca. 0,8 km lang jordkabel fra Skjerka kraftverk til koblingsanlegget. Kabelen skal legges i eksisterende kabel-kulvert til aggregat 1 i Skjerka kraftverk, tilhørende Agder Energi Vannkraft. Eksisterende utendørs 132 kV koblingsanlegg for Skjerka aggregat 1 utvides med et nytt 132 kV bryterfelt.

Det er ingen bebyggelse eller naturverdier av langs traseen, ved transformatorstasjonen eller kraftverket. Det er en grunneier, Agder Energi Nett som blir berørt av tiltaket. NVE mener det omsøkte netttiltaket for Skjerka kraftverk ikke vil medføre virkninger for miljø, naturressurser eller samfunn.

Anleggskraft

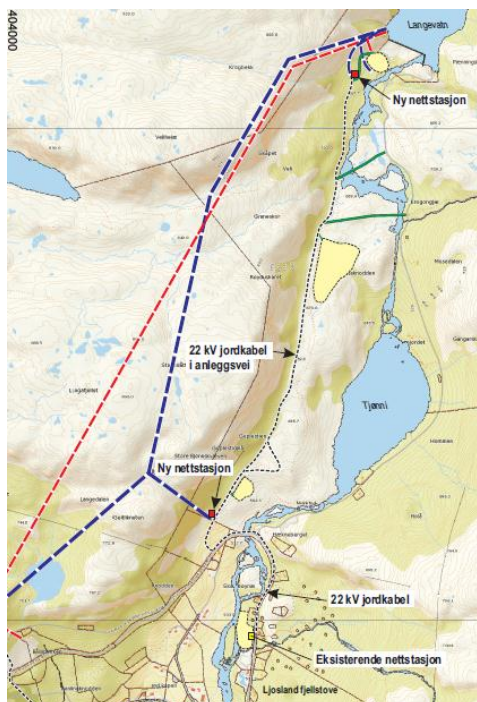
For anleggskraft skal søker Agder Energi Vannkraft om å etablere en ca. 0,5 km lang 22 kV luftledning fra eksisterende 22 kV ledning tilhørende Agder Energi Nett til ny nettstasjon ved Tverrslag sør, se figur nedenfor. Alternativt søker Agder Energi Vannkraft en 0,5 km 22 kV jordkabel fra eksisterende 22 kV ledning til nettstasjon ved Tverrslag sør. Totalt vil fire grunneiere bli berørt av luftledningsalternativet og en grunneier av kabelalternativet. NVE har ikke mottatt innspill som kommenterer de forskjellige alternativene.

Luftledningen er planlagt med H-master i tre. Mastene er 6-10 meter høye og vil ha et byggeforbudsbelte på 6 meter. Kabelen er planlagt lagt i kabelgrøft over dyrket mark og nedspylt i landinntaket i kryssing over Tjønne. Kablene vil ha et byggeforbudsbelte på 5 meter.

NVE mener at en luftledning over utløpet av vannet vil kunne føre til en viss kollisjonsfare for fugl. Ledningen vil bli synlig fra veien, men NVE mener konsekvensene vil være moderat da det er en relativt kort ledning som etableres i et området med annen infrastruktur. NVE har ikke mottatt innspill som kommenterer eller prioriterer mellom tilknytningsalternativene. Agder Energi Vannkraft har ikke begrunnet hvorfor de prioriterer luftledning. NVE vurderer imidlertid at en sjøkabel vil kunne være en dyrere og en mer teknisk krevende løsning. NVE kjenner ikke til at dette området er et viktig utfartsområdet eller at det har spesielle friluftslivinteresser, det er heller ingen bebyggelse nær den planlagt traseen. På bakgrunn av dette mener NVE at den beste løsningen vil være en 22 kV luftledning.



Fra Langevann skal søkes det om en ny 3 km lang jordkabel til ny nettstasjon, se kart nedenfor. Kabelen er planlagt i kabelgrøft i veiskulder og krever et rettighetsbelte på 5 meter.



Fra rigg Kløyvstøl søker Agder Energi Vannkraft om en ca. 0,1 km lang jordkabel lagt i kabelgrøft.

NVE har ikke mottatt innspill som kommenterer visuelle virkninger eller miljømessige virkninger for tiltakene som omhandler anleggskraft. Tiltakene vil ikke berøre fredete kulturminner eller rødslistede naturtyper eller arter. NVE mener at tiltakene ikke vil medføre vesentlig negative virkninger for allmenne interesser.

Avbøtende tiltak

Energimyndighetene har, i medhold av energiloven, myndighet til å fastsette hvilke vilkår en kraftledning skal bygges og drives etter. Vilkår om såkalte avbøtende tiltak – tiltak som reduserer antatt negative virkninger – vurderes konkret i hver sak basert på de opplysninger som foreligger om virkningene av kraftledningen. I mange tilfeller kan ulemper ved en kraftledning reduseres innenfor akseptable kostnadsrammer.

Dersom det gis konsesjon vil det etter NVEs vurdering være fornuftig med et vilkår om en miljø-, transport, og anleggsplan. NVE har utarbeidet en veileder for utforming av miljø-, transport- og anleggsplan. Der går det frem at blant annet nødvendig transport og anleggstrafikk skal beskrives og plan for istandsetting skal inkluderes. NVE forutsetter at denne veilederen følges.

NVE har ansvar for å følge opp vilkår, jf. energilovsforskriften § 7-2. NVEs miljøtilsyn er ansvarlig for å følge opp at konsesjonsvilkår som omhandler natur og landskapsmessige forhold blir fulgt. Miljøtilsynet godkjenner ev. miljø-, transport- og anleggsplaner og vil ved besøk i anleggstiden følge opp at vilkår og godkjente planer følges av utbygger. Miljøtilsynet vil også følge opp at anleggsområdene blir ordentlig ryddet og satt i stand.

NVEs konklusjon om nettilknytningen

Dersom vannkraftverkene som inngår i Åseralprosjektene får tildelt konsesjon, mener NVE at nettilknytning for Åseralprosjektene passer godt inn i kraftsystemplanleggingen i området, og de tekniske løsningene vurderes som fornuftige. NVE har gjennomført samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger for Åseralprosjektene. Det konkluderes her med at Åseralprosjektene er velbegrunnede tiltak, som gir samfunnsmessig lønnsomhet samt et positivt bidrag til kraftsystemet. Det er moderate virkninger for allmenne interesser for de omsøkte nettløsningene som er søkt for å knytte til ny produksjon til eksisterende nett. Nettløsningene bør etter NVEs vurdering ikke være til hinder for å si ja til utbygging av vannkraftverkene som omsøkt.

For omsøkt 132 kV ledning mellom Øygarden kraftverk og Honna transformatorstasjon mener NVE at den foretrukne løsningen ut fra hensyn til fugl og av visuelle hensyn er nettalternativ 2, hvor 132 kV ledningen bygges som dalspenn over Austerdalen. NVE mener fordelene som oppnås er så store at merkostnaden kan forsvares. Når det gjelder nettløsningen fra Tverrslag sør mener NVE at den beste løsningen vil være kabel.