

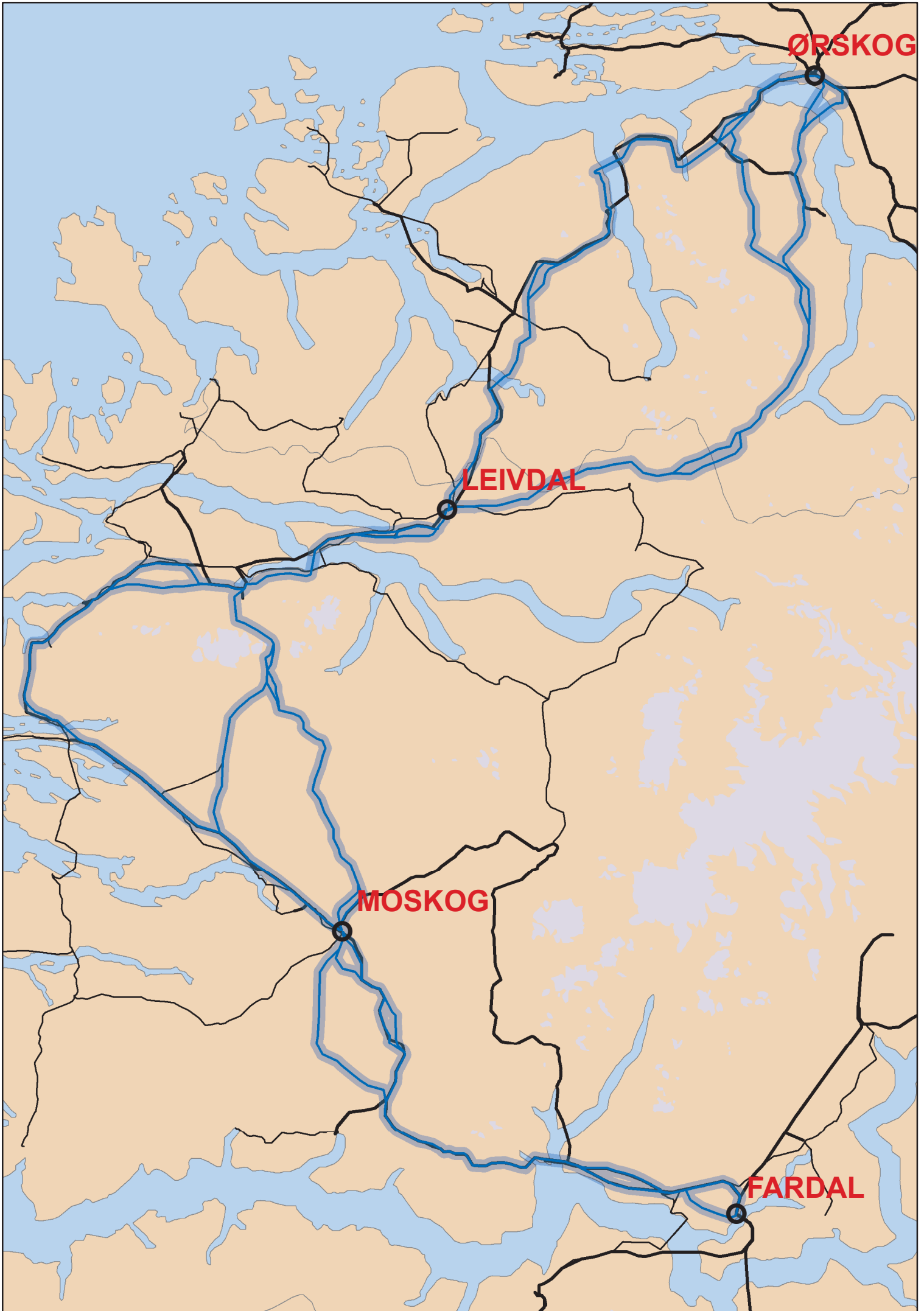
420 kV ledning

Ørskog-Fardal

Søknad om konsesjon,
ekspropriasjonstillatelse og
forhåndstiltredelse



Februar 2007



FORORD

Statnett SF legger med dette frem søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse for en ny 420 kV ledning fra Ørskog transformatorstasjon i Ørskog kommune til Fardal transformatorstasjon i Sogndal kommune. Ledningen vil bli ca. 250-300 km lang, avhengig av trasévalg.

Søknaden omfatter også en utvidelse av transformatorstasjonene i Ørskog, Moskog og i Fardal. Omsøkte ledningstraséer er lagt slik at det i fremtiden vil være mulig å etablere 420/132 kV transformeringer nær Åskåra kraftverk i Bremanger og ved Leivdal transformatorstasjon i Eid kommune.

Det søkes også om dispensasjon fra plan- og bygningslovens bestemmelser om reguleringsplikt og om dispensasjon fra gjeldende arealplaner der omsøkte løsninger er i strid med disse.

Konsekvensutredningen er utført med bakgrunn i utredningsprogram fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 03.10.2006. Konsesjonssøknaden med konsekvensutredning oversendes NVE til behandling.

Høringsuttalelser sendes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat
Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO
Tlf: 22 95 94 93

Konsesjonssøknaden er utarbeidet av Statnetts Teknologidivisjon.

Spørsmål vedrørende søknad og konsekvensutredning kan rettes til:

Funksjon/stilling	Navn	Tlf. nr.	Mobil	Faks	E-post
Prosjektleder	Magne Maurset	22 52 70 94	90 87 71 37	22 52 7183	magne.maurset@statnett.no
Grunneierkontakt sør	Nils Petter Kvale	57 67 81 74	95 93 98 57		nils.kvale@statnett.no
Grunneierkontakt nord	Per Bruseth	71 53 14 96	48 86 85 99		per.bruseth@statnett.no
Konsekvensutredning	Christian Færø	22527308	93 22 29 03	22 52 7183	christian.faro@statnett.no

Foreløpig vil Grunneierkontakt nord være kontaktperson for seksjon 1 og 2 (Ørskog – Leivdal – Moskog) mens Grunneierkontakt sør har seksjon 3 (Moskog – Fardal). Her kan det bli endringer, og det kan etter hvert også bli flere grunneierkontakter.

Utredningene og informasjon om Statnett for øvrig vil finnes på Internettadressen: <http://www.statnett.no>, under Prosjekter og under Publikasjoner – konsesjonssøknader og meldinger.

Oslo 21. februar 2007



Øivind Kristian Rue
 Direktør Divisjon utvikling og investering



Rolv Geir Knutsen
 Direktør Teknologidivisjonen

INNHold:

1.	INNLEDNING.....	7
1.1	Bakgrunn for prosjektet.....	7
1.2	Oppbygging av søknadsdokumentene.....	7
1.3	Presentasjon av tiltakshaver.....	7
1.4	Planprosess.....	8
1.4.1	Forarbeider og informasjon.....	8
1.4.2	Videre saksbehandling.....	8
1.4.3	Ønsker du mer informasjon?.....	9
2.	TEKNISK BESKRIVELSE AV LEDNINGEN.....	10
2.1	Teknisk data for ledningen.....	12
3.	SØKNAD OM KONSESJON FOR BYGGING OG DRIFT.....	13
3.1	420 kV ledning Ørskog – Leivdal (seksjon 1).....	14
3.1.1	Kort beskrivelse av omsøkt ledning Ørskog - Leivdal.....	16
3.2	420 kV ledning Leivdal – Moskog (seksjon 2).....	32
3.2.1	Kort beskrivelse av omsøkt ledning Leivdal - Moskog.....	34
3.3	420 kV ledning Moskog – Fardal (seksjon 3).....	44
3.3.1	Kort beskrivelse av omsøkt ledning Moskog - Fardal.....	45
3.4	Riving av 300(132) kV-ledningen Fardal – Stølsdalen.....	59
3.5	Ombygging av 132 kV-ledning Fardal – Mel.....	60
3.6	Ombygging av 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal.....	61
3.7	Ombygging av 132 kV-ledning Høyanger – Moskog.....	62
3.8	Ørskog transformatorstasjon.....	63
3.9	Moskog transformatorstasjon.....	65
3.10	Fardal transformatorstasjon.....	67
4.	ANDRE SØKNADER OG FORMELLE FORHOLD.....	69
4.1	Oppfyllelse av utredningsplikten.....	69
4.2	Søknad om dispensasjon fra reguleringsplikten og gjeldende arealplaner.....	69
4.3	Ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse.....	69
4.4	Andre nødvendige tillatelser.....	70
4.4.1	Byggetillatelser.....	70
4.4.2	Søknad i henhold til jordlova.....	70
4.4.3	Undersøkelser etter lov om kulturminner.....	70
4.4.4	Dispensasjon fra vernevedtak etter naturvernloven.....	70
4.4.5	Motorferdsel i utmark.....	70
4.4.6	Kryssing av ledninger og veier.....	71
4.4.7	Luftfartshindre.....	71
4.4.8	Private interesser og grunneiere.....	71
5.	BEGRUNNELSE FOR TILTAKET.....	72
5.1	Kraftnettet i Midt-Norge.....	72
5.2	Kraftnettet nord for Sognefjorden.....	73
5.3	Behovet for ny ledning.....	74
5.3.1	Kraftsituasjonen i Midt-Norge.....	75
5.3.2	Valg av forsterkningstiltak.....	77
5.3.3	Investeringskostnader.....	80
5.3.4	Lønnsomhet for kraftsystemet.....	81
5.3.5	Følsomhet for endringer i forutsetningene.....	82
5.4	Transformering underveis mellom Ørskog og Fardal.....	85
6.	STATNETTS VURDERING AV AVBØTENDE TILTAK.....	87
6.1	Sanering av eksisterende ledningsnett.....	87
6.2	Kamuflasjetiltak.....	88
6.3	Merking av luftfartshindre.....	90
6.4	Bebyggelse og elektromagnetiske felt.....	92
6.5	Tilpasning av traséer og masteplasser.....	99
6.6	Tiltak mot fuglekollisjoner.....	99
6.7	Tiltak ved parallellføring.....	100
6.8	Fellesføringer.....	100

6.9	Skogskjøtsel og transportskader.....	102
7.	TRANSPORT OG RIGGOMRÅDER.....	103
7.1	Stasjoner.....	103
7.2	Ledning.....	103
7.2.1	Aktuelle transportveier og riggområder.....	103
7.2.2	Rydding av ledningstrasé.....	104
7.2.3	Fundamentering.....	104
7.2.4	Mastemontering.....	104
7.2.5	Linemontering.....	104
7.2.6	Etterarbeid.....	105
7.2.7	Drift og vedlikehold.....	105
8.	ANDRE VURDERTE HOVEDLØSNINGER.....	106
8.1	Andre transformeringspunkter.....	106
8.2	Indre trasé på seksjon 2 Leivdal – Moskog.....	108
8.3	Kabling.....	109
9.	SAMMENFATNING AV KONSEKVENsutREDNINGEN.....	112
9.1	Delseksjon 1: Ørskog – Leivdal.....	112
9.2	Delseksjon 2: Leivdal – Moskog.....	114
9.3	Delseksjon 3: Moskog - Fardal.....	116
10.	OPPFØLGENDE UNDERSØKELSER OG UTREDNINGER.....	118
10.1	Miljø- og transportplan.....	118
10.2	Oppfølgende undersøkelser under og etter utbygging.....	118
11.	REFERANSER OG PLANUNDERLAG.....	119

VEDLEGG:

Vedlegg 1: Utredningsprogram fastsatt av NVE 03.10.2006.

Vedlegg 2: Liste over grunneiere og rettighetshavere som kan bli berørt.
(Trykkes separat)

Vedlegg 3: Kart transportplan, seksjon 1, 2 og 3.

Vedlegg 4: Ørskog transformatorstasjon. Kart og snitt.

Vedlegg 5: Moskog transformatorstasjon. Kart og snitt.

Vedlegg 6: Fardal transformatorstasjon. Kart og snitt.

Vedlegg 7: Søknadskart i mapper:

- Oversiktskart Ørskog – Fardal.	Målestokk 1:200 000
- Seksjon 1: Ørskog – Leivdal.	Målestokk 1:75 000
- Seksjon 2: Leivdal – Moskog.	Målestokk 1:75 000
- Seksjon 3: Moskog – Fardal.	Målestokk 1:75 000

Vedlegg i egne dokumenter:

Konsekvensutredning for seksjon 1: Ørskog – Leivdal
Konsekvensutredning for seksjon 2: Leivdal – Moskog
Konsekvensutredning for seksjon 3: Moskog – Fardal

SAMMENDRAG

Statnett søker konsesjon for bygging av en ny 420 kV kraftledning fra Ørskog på Sunnmøre til Fardal i Sogn. Ledningen vil bli ca 250 – 300 km lang avhengig av hvilket traséalternativ som til slutt blir valgt. Det søkes om utvidelse av dagens transformatorstasjon i Ørskog og om nye 420 kV stasjoner i tilknytning til dagens transformatorstasjoner i Fardal i Sogndal og Moskog i Jølster. Det legges til rette for fremtidig transformering i Nordfjord/Sunnmøre. Samlede investeringskostnader er beregnet til bortimot 2 milliarder kroner.

Ledningen er nødvendig av hensyn til forsyningssikkerheten for elektrisk kraft i Midt-Norge. Dagens ledningsnett inn til Midt-Norge vil ikke kunne betjene det økende importbehovet som oppstår som følge av store industrietableringer i Møre og Romsdal. Ledningen vil også bedre forsyningssikkerheten i Sogn og Fjordane og lokalt på Sunnmøre.

Dagens ledningsnett i Sogn og fjordane er for svakt dimensjonert til å kunne ta hånd om produksjonen fra planlagt ny småkraft og vindkraft og frakte denne frem til forbrukerne. Disse forholdene forbedres ved at det søkes konsesjon på og legges til rette for transformering på den ny ledningen.

Ledningen er delt inn i tre seksjoner:

1. Ørskog – Leivdal (ca 90 – 99 km)
2. Leivdal – Moskog (ca 84 – 119 km)
3. Moskog – Fardal (ca 76 – 80 km)

På seksjon 1 søkes det på to alternative hovedløsninger. Hovedløsning 1 (den vestre) prioriteres da den gir større fleksibilitet for fremtidig utvikling av kraftsystemet på Sunnmøre. Denne traséen følger i hovedsak eksisterende 132 kV ledningsnett fra Ørskog via Sykkylven og Ørsta frem til Leivdal i Eid. Hovedløsning 2 som i hovedsak går i ny trasé fra Ørskog via Strandadalen og Hornindal til Leivdal, er imidlertid også systemmessig akseptabel.

På seksjon 2 søkes det også på to hovedløsninger. Hovedløsning 2 prioriteres under forutsetning av at igangsatte undersøkelser viser at denne er teknisk og driftsmessig akseptabel gjennom et krevende fjellparti nær Ålfotbreen. Hovedløsning 1 følger i all hovedsak dagens 132 kV-ledning fra Leivdal via Åskåra kraftverk i Bremanger, om Svelgen og Eikefjord før den går via Naustdal og Førde inn til Moskog. Hovedløsning 2 er identisk med hovedløsning 1 mellom Leivdal og Åskåra. Fra Åskåra kraftverk går denne så forbi Ålfotbreen til Hyen i Gloppen før den fortsetter via Naustdal og Angedalen i Førde til Moskog.

Statnett har vurdert det som avgjørende viktig å legge ny ledning via både Åskåra kraftverk i Bremanger og Leivdal i Eid. Dette for å tilrettelegge for mulig fremtidig transformering. Alle fremlagte traséer går via disse to punktene. Tidligere utredete traséer gjennom indre strøk (alternativ 3 og 4 i meldingen av mars 2006) er derfor ikke omsøkt.

Mellom Moskog og Fardal søker Statnett på en hovedløsning, men med lokale varianter. På strekningen fra Stølsdalen i Høyanger til Fardal stasjon går det i dag en 300 kV stålmasleledning som drives med 132 kV. Av tekniske og driftssikkerhetsmessige årsaker søker Statnett om riving av denne ledningen for å kunne utnytte deler av denne traséen til ny 420 kV-ledning. Av hensyn til forsyningssikkerheten i Høyanger har Sunnfjord Energi som følge av dette meldt en ny 132 kV-ledning fra Sande til Høyanger.

Det er gjennomført en rekke miljøfaglige utredninger for prosjektet. Disse er sammenfattet i vedlagte konsekvensutredninger. En utredning for hver seksjon.

1. INNLEDNING

1.1 Bakgrunn for prosjektet

I Norge som helhet har det utviklet seg et stadig økende kraftunderskudd i år med normal eller lite nedbør. Midt-Norge (Trøndelag og Møre og Romsdal), og spesielt Møre og Romsdal, er den delen av landet som har størst kraftunderskudd i forhold til nettets kapasitet. Dette vil øke ytterligere i årene framover. Underskuddet reflekterer en rask og sterk vekst i forbruket uten at ny produksjonskapasitet er bygd ut tilsvarende. Dagens ledningsnett inn til området vil ikke kunne håndtere det kommende kraftunderskuddet på en tilfredsstillende måte.

I Sogn og Fjordane er det i dag et kraftoverskudd. Det foreligger også planer om betydelige mengder ny kraft fra små vannkraftverk og fra vindkraft. Dagens kraftledningsnett mellom Sognefjorden og Sunnmøre har 132 kV som høyeste spenningsnivå, og har ikke tilstrekkelig kapasitet til å kunne ta imot vesentlige mengder ny produksjon og frakte denne fram til forbrukerne.

En ny ledning mellom Ørskog på Sunnmøre og Fardal i indre Sogn vil bidra til å sikre en stabil strømforsyning i Midt-Norge/Møre og Romsdal, legge til rette for ny kraftproduksjon (små vannkraftverk og vindkraft) i nordlige deler av Vestlandet, samt styrke forsyningsikkerheten i Sogn og Fjordane.

1.2 Oppbygging av søknadsdokumentene

Energiloven med forskrifter stiller krav om konsesjon for elektriske anlegg med spenning over 1.000 volt vekselstrøm [1]. Plan- og bygningsloven stiller krav til konsekvensutredninger for store ledningsprosjekter [2].

Dette søknadsdokumentet og vedlagte konsekvensutredninger (KU) er utformet i henhold til kravene i energiloven med forskrifter og veileder og plan- og bygningslovens krav til konsekvensutredninger (kap. VIIa). Dokumentet omfatter søknad om konsesjon for 420 kV-ledning Ørskog – Fardal med tilhørende stasjonsanlegg.

Utførte konsekvensutredninger er sammenfattet i tre ulike KU-rapporter som følger vedlagt søknaden. En for hver av seksjonene Ørskog – Leivdal, Leivdal – Moskog og Moskog - Fardal. Konsekvensutredningen gir en presentasjon av berørte verdier, interesser og forventede virkninger av tiltaket. Det foreligger egne rapporter/notater for de fleste av fagtemaene som omtales i konsekvensutredningene, jfr. referanse- og litteraturliste i KU-rapportene. Disse kan fås ved henvendelse til Statnett SF.

1.3 Presentasjon av tiltakshaver

Statnett SF

I Norge er det Statnett, som systemansvarlig nettselskap, som har ansvaret for å koordinere produksjon og forbruk av elektrisk strøm. Strøm kan ikke lagres, og må brukes i det øyeblikket den produseres. Derfor sørger Statnett som systemoperatør, for at det til enhver tid er balanse mellom tilgang på og forbruk av elektrisitet. Statnett eier og driver derfor store deler av det sentrale norske kraftnettet og den norske delen av ledninger og sjøkabler til utlandet. Statnett driver ingen produksjon av kraft.

Foretakets hovedoppgaver som systemansvarlig nettselskap er å legge til rette for et velfungerende kraftmarked ved

- å sikre kvalitet på lang sikt gjennom utvikling av det landsdekkende sentralnettet for overføring av elektrisk kraft.
- å sikre kvalitet på kort sikt gjennom å koordinere produksjon og forbruk av strøm.
- å tilby tilgang til transportnettet på like vilkår for alle gjennom å administrere sentralnettordningen.
- å sørge for tilgjengelige transportveier gjennom godt vedlikehold.

Statnett eies av staten og er organisert etter Lov om statsforetak. Olje- og energidepartementet representerer staten som eier.

1.4 Planprosess

1.4.1 Forarbeider og informasjon

Ny 420 kV-kraftledning fra Ørskog til Fardal ble meldt av Statnett SF 31. mars 2006 [3]. NVE sendte meldingen på offentlig høring 6. april. Høringsfristen ble satt til 16. juni 2006. I forbindelse med høringen arrangerte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) orienteringsmøter med berørte kommuner og regionale myndigheter, samt åpne folkemøter i Leikanger, Balestrand, Førde, Skei i Jølster, Sandane, Svelgen, Nordfjordeid, Eikefjord, Hornindal, Sjøholt, Stranda, Sykkylven og Ørsta. Alle husstander i de berørte kommuner fikk tilsendt informasjonsbrosjyre om prosjektet fra Statnett.

Under høringen av meldingen arrangerte Statnett åpne kontordager i kommunene Leikanger, Førde, Gloppen, Hornindal, Ørsta og Sykkylven. Alle berørte grunneiere og interessenter ble invitert til å komme med sine meninger om planene og forslag til nye traséer og traséendringer. Etter lokale initiativ har Statnett også informert om planene på åpne folkemøter i Hyen i Gloppen og Hestagrend i Gaular kommune.

På grunnlag av innkomne høringsuttalelser og etter forelegging for Miljøverndepartementet, fastsatte NVE et utredningsprogram for prosjektet 3. oktober 2006 (vedlegg 1).

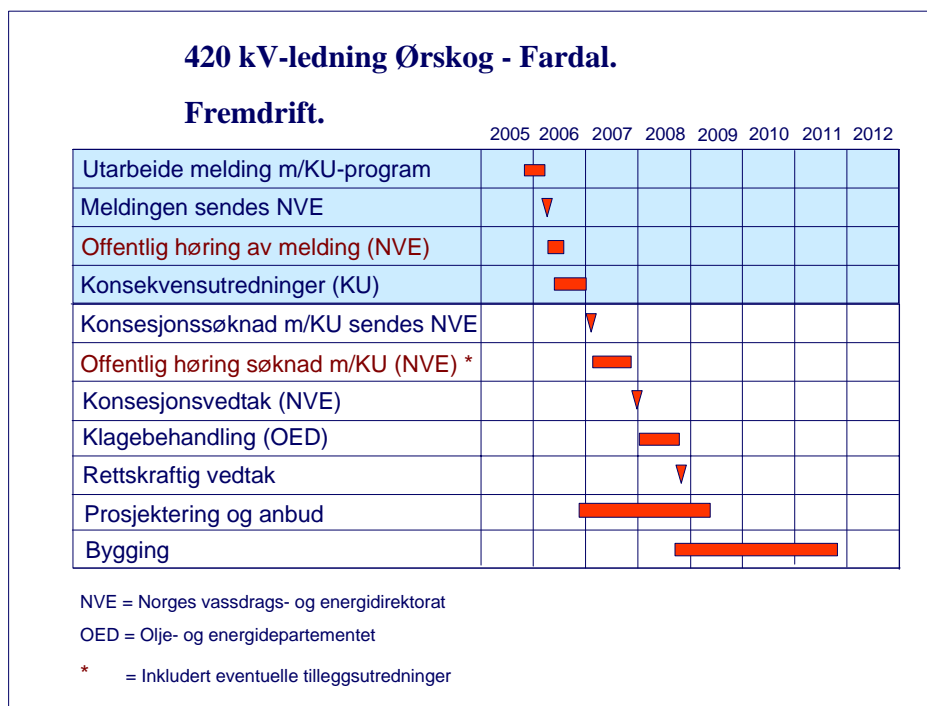
I prosessen har det kommet inn kommentarer og innspill som er tatt med videre i forbindelse med valg av traséløsning, vurdering av avbøtende tiltak og i utredningsarbeidet forøvrig. Innkomne høringsuttalelser til meldingen er sammenfattet av NVE i et bakgrunnsnotat for utredningsprogrammet [4]. Dette kan fås ved henvendelse til Statnett eller sees på internett www.statnett.no under prosjekt Ørskog – Fardal. I etterkant av høringen av meldingen er det også kommet inn noen skriftlige og muntlige uttalelser. Herunder brev fra Sunnfjord Villreinnemd (08.12.2006) og brev fra Sunde Krins grendalag (mottatt 18.01.2007) vedrørende bl.a. nytt alternativ 1.24 i Førde/Gaular, og underskriftsliste fra grunneiere og beboere i Aasane i Førde (15.06.2006).

Det er benyttet flere ulike konsulenter for å gjennomføre konsekvensutredninger for prosjektet. Som et resultat av disse utredningene er det gjort flere plantilpasninger underveis i prosjektet.

1.4.2 Videre saksbehandling

I forbindelse med høringen av konsesjonssøknaden vil NVE arrangere lokale informasjonsmøter. Etter høringsperioden vil NVE vurdere om konsekvensutredningen oppfyller kravene som er fastsatt i utredningsprogrammet eller om det er nødvendig å be om

tilleggsutredninger. NVE kan også avgjøre om det eventuelt skal knyttes vilkår til gjennomføring av prosjektet. Alle berørte parter har anledning til å påklage NVEs vedtak til Olje- og energidepartementet (OED). En avgjørelse i OED er endelig.



Figur 1: Fremdriftsplan for Ørskog – Fardal. Med blått er markert allerede gjennomførte aktiviteter.

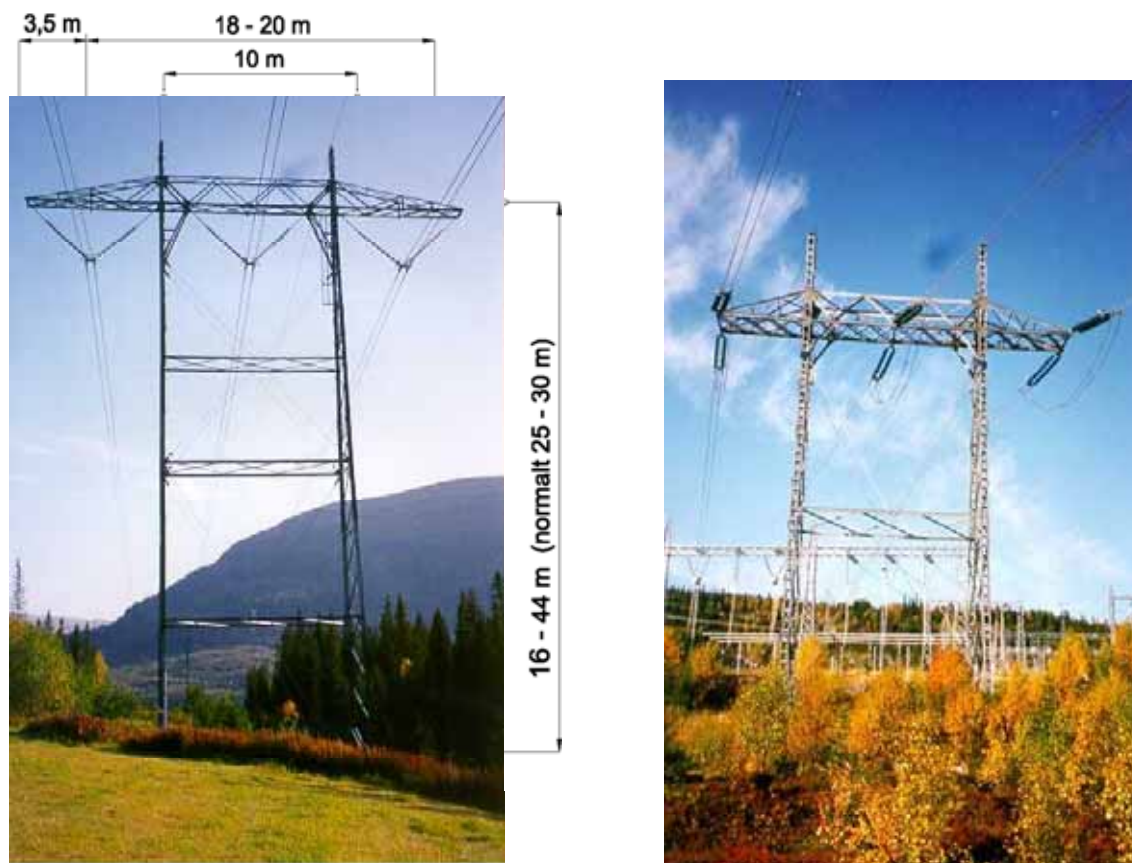
1.4.3 Ønsker du mer informasjon?

Dersom du ønsker ytterligere informasjon om planene, har du nyttig informasjon å gi eller ønsker du å få besøk av Statnett, kan du henvende deg til en av våre grunneierkontakter eller prosjektleder på telefon eller e-post som angitt på første side i søknaden.

Ønsker du mer detaljerte kart, flere eksemplarer av søknaden eller konsekvensutredningen eller enkelte av fagutredningen som er utarbeidet (se referanselisten i konsekvensutredningen) kan dette fås ved henvendelse til Statnett. Dette og annen informasjon om prosjektet finnes også på Statnetts hjemmeside www.statnett.no under prosjekt Ørskog-Fardal.

2. TEKNISK BESKRIVELSE AV LEDNINGEN

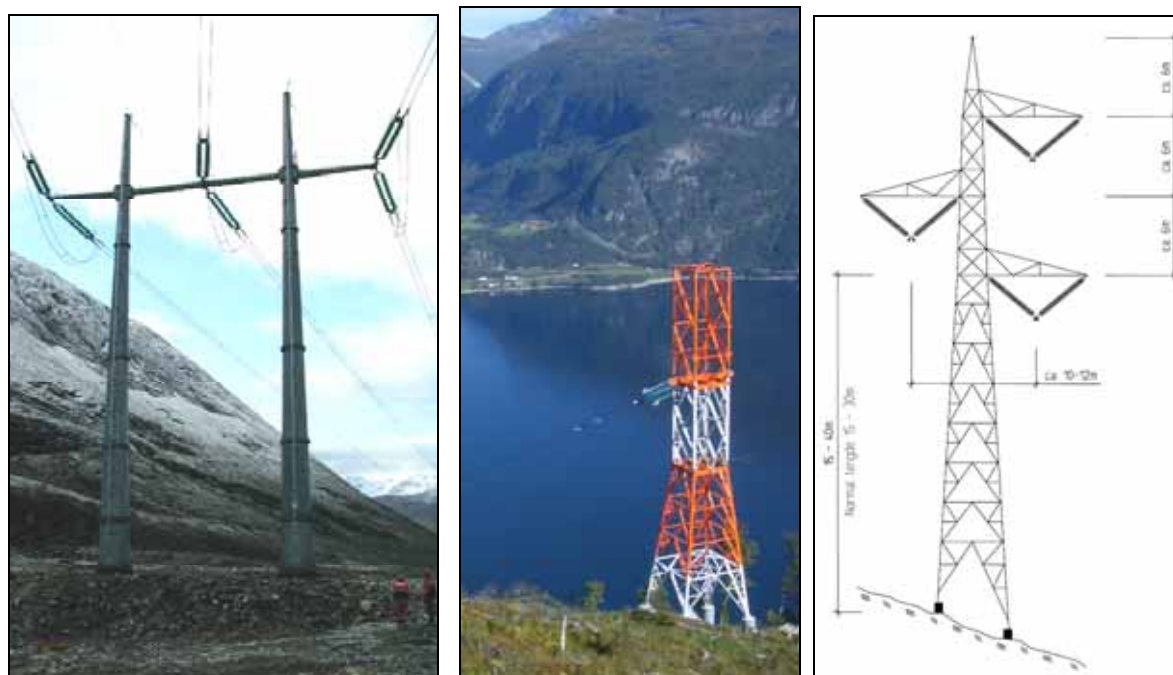
Ledningen blir ca 250 – 300 km lang, og vil gå fra Ørskog transformatorstasjon i Ørskog kommune til Fardal transformatorstasjon i Sogndal kommune. Ledningen vil bli bygget med stålmaster. I all hovedsak vil det bli benyttet en mast som vist i Figur 2, men på enkelte særlig skredutsatte områder kan det bli benyttet en såkalt skredmast som er vist i Figur 3. I Figur 3 er også vist bilde av master for fjordkryssinger og en mast som det kan være aktuelt å benytte i svært skrått terreng.



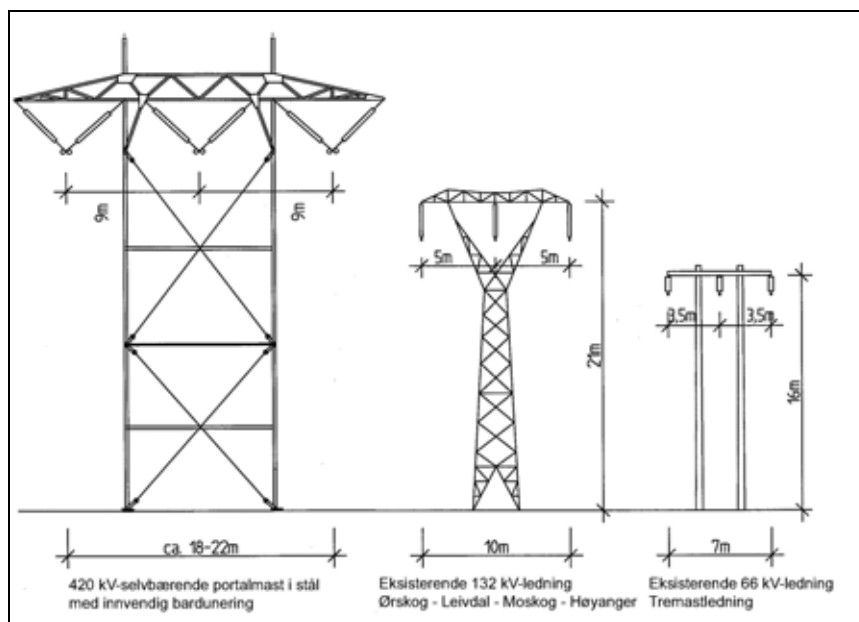
Figur 2: Til venstre sees en bæremast som vil være standardmasten for dette prosjektet. Til høyre vises en forankrings- eller avspenningsmast som vil bli benyttet der det er behov for å ta opp store krefter, - for eksempel ved store vinkler.

Ledningen krysser følgende fjorder hvor enfasemaster må benyttes på begge sider av fjorden: Storfjorden, Hjørundfjorden, Austefjorden, Hundvikfjorden, Esefjorden og Fjærlandsfjorden. Ved fjordspennene vil det også bli benyttet en tykkere og sterke line, og kun en line per fase. Det vil bli benyttet 4 enfasemaster på hver side av spennet, og innbyrdes avstand må være minst 1 % av spennets lengde.

På følgende lange spenn kan det bli aktuelt å benytte enfasemaster på den ene siden av spennet og en ordinær avspenningsmast (eventuelt med økt faseavstand) på den andre siden: Risevatnet i Bremanger, Nordalsfjorden i Flora, Straumsbotn i Gloppen (alt. 2.13), Gautingsdalen i Høyanger og Grindsdalen (alt. 1.22) i Leikanger. Her vil det ikke bli skiftet line. Dvs at det blir benyttet duplex linetverrsnitt. Her vil det kun bli benyttet 3 enfasemaster.



Figur 3: Til venstre sees en skredmast av stålrør. En slik mastetype kan være aktuelt å benytte på enkelte mastepunkter dersom det er aktuelt å gå gjennom skredutsatt område. I midten sees en såkalt enfasemast som vil bli benyttet ved fjordspenn. Ved kryssing av fjorder vil det bli satt opp 4 slike enfasemaster på hver side av fjorden. En for hver fase pluss en reservefase. På dette bildet er enfasemasten signalfarget av hensyn til fysikkerheten. I dette prosjektet vil det bli benyttet et automatisk flyvarslingssystem (radiomarkør) slik at signalfarging av master ikke er nødvendig ved fjordspenn. Til høyre sees en mastetype som kan være aktuelt å benytte når traséen blir gående på langs av svært skrått terreng. Dette vil redusere behovet for ryddebelte i skogen.



Figur 4: Ny 420 kV-mast sammenlignet med eksisterende 132 kV og 66 kV master i området. Figuren viser typiske dimensjoner på ny 420 kV mast til venstre, dagens 132 kV stålmaster på dagens gjennomgående 132 kV-ledning gjennom området og til høyre en standard 66 kV trestolpeledning.

2.1 Teknisk data for ledningen

Ledningslengde:	Ca. 250 - 300 km
Spenningsnivå:	420 kV
Strømførende liner:	Duplex parrot (FeAl 481), ca. 38 mm linediameter, fortrinnsvis i mattet utførelse.
Toppliner:	2 toppliner, fortrinnsvis i mattet utførelse. Én Gondul med diameter ca.18 millimeter, og én OPGW med innlagt fiberoptisk kommunikasjonskabel med tilsvarende mekaniske egenskaper som Gondul.
Isolatorer:	Glass, med total kjedelengde på ca. 3,5 meter (V-kjedeoppheng)
Mastetype:	Statnetts standard selvbærende stålmast med innvendige barduner (se Figur 2). I områder med store klimatiske belastninger og fare for snøskred og snøsig kan det være aktuelt å benytte skredmaster (Figur 3). Ved kryssing av fjorder vil det bli benyttet enfasemaster med en innbyrdes avstand på min. 1 % av spennlengden (Figur 3).
Faseavstand:	Normal faseavstand mellom linene vil være ca. 9-12 meter.
Spennlengder:	Avstanden mellom mastene vil variere fra under 200 meter opp til 900 meter, med ca. 3 master pr. km som gjennomsnitt.
Mastehøyder:	Normalt 20-35 meter til underkant travers. Varierende fra 16-44 meter.
Byggeforbudsbelte:	Ca. 40 meter for portalmast. Ved parallellføring med eksisterende 132 kV ledning vil dagens byggeforbudsbelte bli utvidet med ca. 40 meter avhengig av parallellavstand. Ved lange spenn eller andre spesielle forhold, kan det bli aktuelt å utvide beltet utover dette.
Parallellføring:	Ca. 20 meter mellom de nærmeste liner på eksisterende 132 kV og ny ledning. Ved lange spenn kan det være aktuelt å øke parallellavstanden noe for å hindre sammenslåing av linene og unngå samtidig utfall av ledningene.
Ryddebelte i skog:	I skog vil ryddebeltet normalt være lik byggeforbudsbeltet. Det kan stedvis bli noe bredere for å hindre overslag til trær. Der ledningen spenner over daler og søkk kan skogen i noen tilfeller vokse fritt. Det kan være behov for sikringshogst (felling av enkelttrær) utover klausuleringsbeltet i skrålier og andre vanskelige steder. Sikringshogst gjennomføres for å unngå at trær skal velte mot ledningen.

3. SØKNAD OM KONSESJON FOR BYGGING OG DRIFT

Statnett SF søker i henhold til energiloven av 29.6.1990, § 3-1 om konsesjon for bygging og drift av elektriske anlegg (kraftledninger og transformatorstasjoner med tilhørende høyspent apparatanlegg) som omtalt under i kapitlene 3.1. - 3.10. Statnett søker også om riving av eksisterende 132 (300) kV-ledning mellom Fardal og Høyanger samt ombygging av eksisterende 132 kV-ledning Fardal – Mel og 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal som omtalt i kapitlene 3.4 - 3.6.

Ledningen er delt inn i tre seksjoner:

Seksjon 1:	Ørskog – Leivdal.	Lengde ca 90 – 99 km
Seksjon 2:	Leivdal – Moskog	Lengde ca 84 – 119 km
Seksjon 3:	Moskog – Fardal	Lengde ca 76 – 80 km

Både i Ørskog, Leivdal, Moskog og Fardal er det transformatorstasjoner i dag. Denne søknaden omfatter utvidelse av stasjonene i Ørskog, Moskog og Fardal da ny 420 kV-ledning er forutsatt knyttet til dagens anlegg i disse stasjonene.

Det søkes i denne omgang ikke om konsesjon for transformering i Leivdal. Ny ledning legges imidlertid like forbi denne stasjonen, slik at det i fremtiden kan bli mulig å knytte seg til stasjonen.

Som et alternativ til fremtidig transformering i Leivdal, kan det bli aktuelt å etablere transformering i nærheten av Åskåra kraftverk i Bremanger. En arbeidsgruppe ledet av Sogn og Fjordane Energiverk har konkludert med at Åskåra per i dag synes å være det beste punktet for 420/132 kV transformering i Nordfjord. Gruppen konkluderer imidlertid med at slik transformering ikke synes å være nødvendig før nærmere år 2020, og at eksisterende 66/132 kV-ledningsanlegg også må oppgraderes før det vil bli full nytte av en slik stasjon [13].

Da slik transformering i Nordfjord ikke omsøkes i denne omgang, ønsker Statnett å ha mulighetene åpne for å velge transformeringspunkt på et seinere tidspunkt når man ser den faktiske utviklingen i ny produksjon og forbruk i området. Alle traséer som er lagt frem i denne søknaden går derfor like i nærheten av både Åskåra og Leivdal.

3.1 420 kV ledning Ørskog – Leivdal (seksjon 1)

Statnett SF søker om konsesjon for bygging og drift av en ny 420 kV kraftledning fra Ørskog transformatorstasjon i Ørskog kommune til Leivdal transformatorstasjon i Eid kommune. Dette er en delseksjon på ledningen Ørskog – Fardal. Omsøkte ledningstraséer er vist med blå heltrukne streker på vedlagte kart journalnr. 99582 (vedlegg 7).

Det søkes ikke om konsesjon for tilknytning til Leivdal transformatorstasjon i denne omgang.

Statnett søker på to alternative hovedløsninger mellom Ørskog og Leivdal. Statnett prioriterer hovedløsning 1 (vestre) foran hovedløsning 2 (østre).

- **Hovedløsning 1** følger en vestre trasé som i hovedtrekkene ligger i nærheten av dagens 132 kV stålmasterledning på samme strekning. Ledningen vil berøre kommunene Ørskog, Sykkylven, Ørsta, Volda og Eid.
- **Hovedløsning 2** går i en mer østlig trasé fra Ørskog og sørover langs Storfjorden og ut gjennom Hornindal, nord for Hornindalsvatnet frem til Leivdal. Ledningen vil berøre kommunene Ørskog, Stordal, Sykkylven, Stranda, Hornindal, Volda og Eid.

For **hovedløsning 1** prioriteres følgende underalternativer fra Ørskog og sørover:

- Alt. 1.6 og 1.0 i Sykkylven likestilles.
- Alt. 1.0 og 1.2.2 i Ørsta likestilles.

For **hovedløsning 2** prioriteres følgende underalternativer fra Ørskog og sørover:

- Alt. 2.8 fremfor 2.0 for kryssing av Storfjorden.
- Alt. 2.0 fremfor kombinasjonsalternativ 1.0-1.6-1.1 på strekningen Ørskog – Strandadalen.
- Alt. 2.0 og 2.3 i Strandadalen likestilles.
- Alt. 2.0 fremfor 2.4 i Hornindal

BEGRUNNELSE:

Etter Statnetts vurdering vil hovedløsning 1 gi større fleksibilitet enn hovedløsning 2 med hensyn på fremtidig utvikling av kraftsystemet på Sunnmøre.

Hovedløsning 1 tilrettelegger for en mulig fremtidig transformering i Haugen-området (i nærheten av dagens Haugen stasjon i Ørsta). Dette kan være en gunstig løsning for forsynings sikkerheten for hele Sunnmøre, inkludert Ålesund, og kan også åpne for muligheter for fremtidig sanering av deler av eksisterende 132 kV-nett mellom Haugen og Ørskog. Dette er nærmere omtalt i kapittel 6.1 og 8.1. Statnett kan imidlertid ikke se at det er avgjørende viktig for kraftsystemet med en slik tilrettelegging for transformering i Haugen-området, og hovedløsning 2 ansees derfor også for å være en systemmessig akseptabel løsning.

En transformering i Haugen-området vil ikke kunne erstatte en fremtidig transformering i Nordfjord (Åskåra eller Leivdal), og må i så fall komme i tillegg til denne. Hovedløsning 2 er anleggsmessig og driftsikkerhetsmessig noe gunstigere enn hovedløsning 1. Hovedløsning 2 er også vurdert å være noe bedre landskapsmessig enn hovedløsning 1, og de fleste andre miljøfaglige utredningene mener også at denne er miljømessig noe mindre

kontroversiell enn hovedløsning 1 (se kapittel 9 og vedlagt konsekvensutredning). Hovedløsning 2 berører imidlertid i større grad inngrepsfrie naturområder enn alternativ 1.

Alternativ 1.6 gir mindre fjernvirkninger fra bebyggelse og vei enn alternativ 1.0 i Sykkylven, men er naturvernmessig dårligere da det går gjennom Rømerhornet naturreservat (myr). Statnett søker derfor uten prioritering.

Alle miljøfaglige utredninger vurderer alternativ 1.2.2 som går høyere til fjells i Follestadalen, til å være noe bedre enn alternativ 1.0 som ligger nede i lia og nærmere bebyggelsen. Alternativ 1.0 er anleggsmessig og driftsmessig noe gunstigere med nærhet til veier og med lavere islaster enn 1.2.2. Statnett søker derfor uten prioritering mellom alternativ 1.0 og 1.2.2.

Alternativ 2.8 prioriteres foran alternativ 2.0 ved kryssing av Storfjorden fordi traséen er betydelig kortere (ca 3 km) og den kommer mindre i konflikt med bebyggelse og skogbruksinteresser i området omkring Vagsvika. Alternativ 2.8 kommer også lengre bort fra "Skotet-gardane" enn 2.0, og vil bare i liten grad være synlig fra disse.

Alternativ 2.0/2.8 prioriteres foran kombinasjonsløsning 1.0 – 1.6 – 1.1 på strekningen Ørskog – Strandadalen fordi denne er kortere (ca 8 km ved valg av alternativ 2.8 for kryssing av Storfjorden) og fordi ulempene i forhold til kulturmiljø er vurdert å være større ved 1.0 – 1.6 – 1.1 (gjennom Sunndalen) enn for 2.0/2.8. De ulike miljøfaglige utredningene er for øvrig delt i synet på hvilken traséløsning som er best på denne strekningen (se kapittel 9.1)

Alternativ 2.0 og 2.3 likestilles i Strandadalen da det ikke er noen vesentlige miljømessige eller driftsmessige forskjeller mellom dem.

Alternativ 2.0 prioriteres foran alternativ 2.4 i Hornindal da den er vurdert å være bedre med hensyn på landskapstilpasning, fritidsbebyggelse og kulturmiljø.

Andre utredete traséer som ikke omsøkes:

- Utredet alternativ 1.0 i Megardsdalen i Sykkylven omsøkes ikke som alternativ til alt. 1.7 pga store konflikter knyttet til landskap, kulturmiljøer og friluftsliv. Alt. 1.7 gir samling av inngrep.
- Utredet alternativ 1.0 og 1.8 i Romedalen i Ørsta omsøkes ikke som alternativ til alt. 1.2 ved Hjørundfjorden bl.a. på grunn av stor skredfare i søndre del av Romedalen og anbefalinger fra fagutrederne mhp landskap, kulturminner og friluftsliv.
- Utredet alternativ 1.2.1 omsøkes ikke som alternativ til alt. 1.0 og 1.2.2 i Follestadalen pga tekniske hensyn med mye snø og antatt høye islaster.
- Utredet alternativ 2.0 i Fasteindalen i Sykkylven omsøkes ikke pga skredfare.
- Utredet alternativ 2.6 i Stranda omsøkes ikke pga av skredfare.
- Utredet alternativ 2.5 vest for Hellesylt omsøkes ikke pga landskapshensyn.

Disse alternativene er nærmere omtalt i kapittel 14 i vedlagte konsekvensutredning for seksjon 1 Ørskog-Leivdal.

3.1.1 Kort beskrivelse av omsøkt ledning Ørskog - Leivdal

Konsesjonssøkte traséer er vist på vedlagt kart som ligger i plastlomme bak i dokumentet.

I vedlagte konsekvensutredning er det gitt en utdypende beskrivelse av anlegget med fotomontasjer, vurdering av alternative løsninger og konsekvenser og mulige avbøtende tiltak.

Hovedløsning 1 mellom Ørskog og Leivdal (vestre trasé)

Fra Ørskog transformatorstasjon følger traséen stort sett dagens 132 kV ledning vestover til Gausneset der Storfjorden krysses i et ca 3 km langt spenn over til Vindsneset. Herfra fortsetter traséen øst og sør for Andestadvatnet, øst og sør for Sykkylven fram mot Sykkylvsfjorden som krysses i et ca 900 m langt spenn like sør for Riksem. Deretter fortsetter traséen mot nordvest mot Ikornes, deretter vestover mot Hundeidvik og opp på Gjevenesnakken. Herfra krysses Hjørundfjorden i et nesten 4 km langt fjordspenn over mot Klubbeneset. Videre fortsetter traséen langs vestsida av Hjørundfjorden sørover forbi Ytre Standal inn til Store Standal. Her vinkler traséen mot sørvest og fortsetter opp sørsida av Standaldalen, før den fortsetter i østsida av Follestaddalen, like øst for Åmsnipa og sørover mot Hovdenakk. Etter å ha rundet øst og sør for Vatnevatnet, fortsetter traséen inn Vatnedalen, passerer like øst for Ullalandssetra og Ullalandsvatnet før den krysser Austefjorden i et ca 2.5 km langt spenn fra Hunneset til Neshornet. Så fortsetter traséen sørover Langedalen og Feirdalen fram mot vestsida av Movatnet, deretter mot sørvest over Stigedalen, så like vest for Storesetervatnet og inn mot Leivdal transformatorstasjon i Eid.

Total lengde ca 90 km.

To plasser underveis er det søkt på alternative traséer. Dette gjelder sør for Andestadvatnet i Sykkylven og øst for Follestaddalen i Ørsta.

Ved Andestadvatnet vil alternativ 1.0 ligge noe dårligere landskapsmessig enn alternativ 1.6, og vil i større grad sees fra bygda og fra veien langs Andestadvatnet. Alternativ 1.6 på sin side vil krysse gjennom eksisterende naturreservat (myr) ved Rømerhornet, og det trengs dispensasjon fra verneforskriftene for å gå her.

Øst for Follestaddalen i Ørsta ligger alternativ 1.0 nærmest bygda, men er løftet noe høyere opp i lia i forhold til traséen som var lagt frem i meldingen våren 2006. Alternativ 1.2.2 kommer ikke ned i selve Follestaddalen, men går i stor grad over skoggrensen på strekningen mellom stølene ved Heidane, på fremsiden av Sandhornet og frem til Åmsnipa.



Figur 5: Vallbøen i Ørskog mot øst. Virtuell modell viser planlagt 420 kV-ledning der den krysser over dagens 132 kV-ledning og riksveien ved Vallbøen.



Figur 6: Gausneset og Storfjorden i Ørskog kommune. Sjøholt til venstre i bildet. Fotomontasje av alternativ 1.0 som går parallelt med dagens 132 kV-ledning over Gausneset og krysser Storfjorden. Ytterst på neset sees dagens 132 kV fjordspennmaster (rød og hvitmalt) til høyre og nye 420 kV fjordspennmaster lengre bak til venstre.



Figur 7: Almeskard/Søvik i Sykkylven. Med rød strek er lagt inn traséalernativ 1.0 der det krysser over dagens 132 kV-ledning. Dette gjøres for å komme lengre bort fra bebyggelsen mellom Litlsevatnet og Søvik og komme høyere i lia frem mot fjordspennet over Storfjorden mellom Vindsneset og Gausneset.



Figur 8: Sykkylven. Kryssing av Sykkylvsfjorden. Bildet er tatt mot Riksem. Utredet alternativ 1.0 går opp til venstre for fossen, mens omsøkt alternativ 1.7 går til høyre under fossen. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 9: Sætsvatna i Sykkylven. Dagens 132 kV-ledning krysser over vatna, mens ny 420 kV-ledning er forslått lagt lengre opp i lia på sørsiden av Sætssetra.



Figur 10: Hjørundfjorden. Fotomontasje av fjordkryssingen. Ny ledning vil krysse over fjorden i utløpet, fra Gjevenesnakken til venstre og over mot Saltre til høyre, før traséen fortsetter innover langs vestsiden av fjorden forbi Ytre-Standal og Store-Standal. Illustrasjonen viser alt. 1.0. Omsøkt kryssing er forskjøvet litt lengre inn i fjorden, men endrer ikke vesentlig på synsinntrykket. Illustrasjon: Agraff AS, foto: Gunnar Wangen.



Figur 11: Hjørundfjorden. Ytre Standal. Fotomontasje sett fra fjorden av ny 420 kV-ledning (alternativ 1.2) forbi Ytre Standal. Dagens fjordspenn går fra fjellryggen til venstre i bildet. Se også detaljert kart i Figur 87. Illustrasjon: Statnett. Foto: Gunnar Wangen



Figur 12: Standaleidet – Øyadalen i Ørsta. Bildet er tatt fra Årsæterhornet mot øst, og fotomontasjen viser omsøkte traséalternativ 1.2 som kommer fra Standaleidet og går sørøst for Myklebustsætra til venstre i bildet. Alternativ 1.2 fortsetter i skoglia ned mot Follestaddalen til høyre, mens alternativ 1.2.2 er lagt høyere i terrenget på fremsiden av Sandhornet til høyre i bildet. Utredet, men ikke omsøkt, alternativ 1.2.1 ligger i bakkant av Sandhornet. Illustrasjon: Agraff AS, foto: Gunnar Wangen.



Figur 13: Standaleidet/Myklebustsætra i Ørsta. Bildet er tatt mot sørøst fra veien mot Heimste Kopphornet. Fotomontasjen viser planlagt 420 kV-ledning etter traséalternativ 1.2. I forgrunnen sees dagens 132 kV-ledning. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 14: Follestadalen i Ørsta. Fotomontasjen viser omsøkte alternativ 1.0 som går i lisen, og alternativ 1.2.2 som går opp lia og på framsiden av Sandhornet. I høyre billedkant sees utredet alternativ 1.2.1. I forgrunnen sees dagens 132 kV stålmasterledning gjennom dalen. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 15: Vatne i Ørsta. Bildet er tatt mot øst mot Bondalseidet. Med rød strek er vist traséen for omsøkt trasé alternativ 1.3



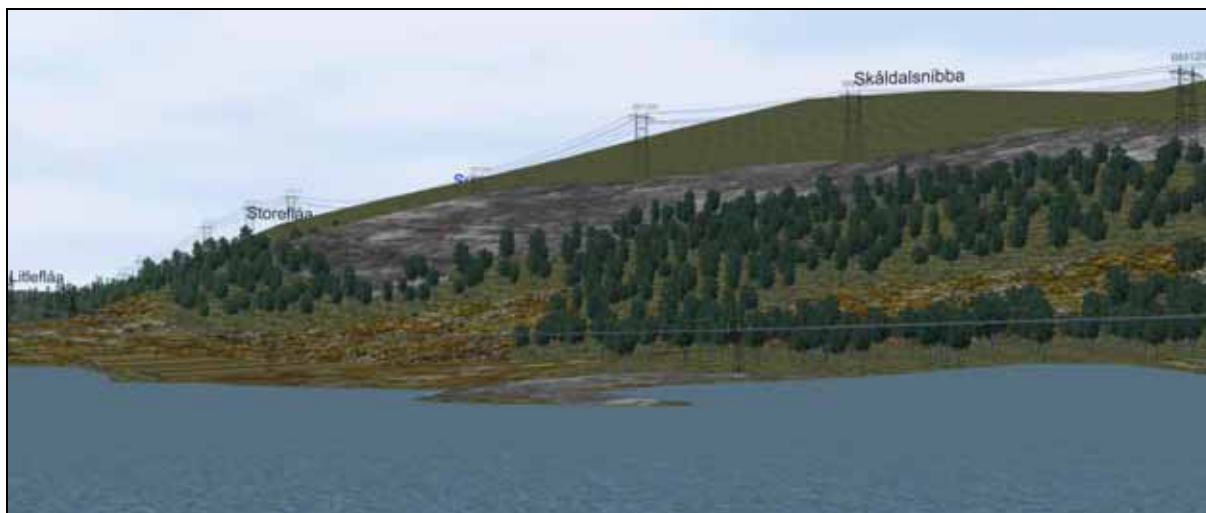
Figur 16: Ullalandsvatnet i Volda. Fotomontasje av alternativ 1.3 der det passerer øst for Ullalandsvatnet. Bildet er tatt fra Hjartåsætra. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 17: Austefjorden i Volda. Med rød strek er vist traséføringen ned mot Hunneset på nordsiden av fjorden. I bakgrunnen sees traséen forbi Ullalandsvatnet.



Figur 18: Movatnet i Eid. Bildet er tatt mot nordvest. Fotomontasjen viser utredet alternativ 1.4 som går parallelt med eksisterende 132 kV-ledning. Av hensyn til bl.a. hyttebebyggelse langs vatnet, er traséen her justert, og omsøkt alternativ 1.4.1 er lagt litt høyere i lia enn det som vises på denne montasjen. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 19: Movatnet i Eid. Virtuell modell som viser traséføringen for omsøkt traséalternativ 1.4.1 sett fra vatnet mot sørvest.

Hovedløsning 2 mellom Ørskog og Leivdal (østre trasé)

Fra Ørskog transformatorstasjon følger traséen dagens ledninger mot sørøst ned mot Vagsvika der den krysser Storfjorden i et vel 3 km langt fjordspenn. Det er lagt frem to alternative fjordspenn (alt. 2.0 og alt. 2.8). Videre sørover ligger traséen 2-3 km vest for Storfjorden, passerer like vest for Stranda, fortsetter sørover Strandadalen forbi Styggedalsvatnet og Nykkelvatnet. Deretter i østvendte fjellsider langs vestsida av Sunnylvsfjorden, passerer like vest for Hellesylt og fortsetter inn Langedalen. Deretter vinkler traséen mer mot vest og fortsetter nedover Hornindalen og passerer oppe i fjellet nord for Grodås. Videre vestover ligger traséen i fjellet ca 1- 2 km nord for Hornindalsvatnet, passerer mellom Heggjabygda og Sætrevatnet før den kommer ned i Stigedalen like sør for Storsetervatnet og fortsetter inn mot Leivdal transformatorstasjon.

Total lengde ca 92 - 99 km.

Alt 1.1 – 1.6 – 1.6.1 – 1.1 er en kombinasjonsløsning som binder en vestre utgang fra Ørskog (alternativ 1.0) med en østre løsning videre mot Leivdal.

Traséen vinkler fra det vestre alternativet like sør for Andestadvatnet. Etter kryssingen av Rømerhornheia naturreservat, fortsetter inn Sunndalen, over fjellet ned i Velledalen like øst for Drotninghaug, fortsetter langs Myrdalen og inn til Svartevatnet. Videre opp Vassdalen rundt Tuvegga, ned over Litlebotn, krysser Engesetdalen like sør for Litlesetra/Svefonna og møter østre trasé (2.0). vest for Myklebust i Strandadalen.



Figur 20: Vagsvika i Ørskog. Med rød strek er vist trasé for alternativ 2.8 som krysser Storfjorden fra Solliåsen midt i bildet. Til høyre sees traséalternativ 2.0 som går parallelt med dagens ledning sørover fra Ørskog transformatorstasjon.



Figur 21: Vagsvika i Ørskog. Med rød strek er vist alternativ 2.0 ved passering av bebyggelsen vest for Sæter. Ledningene går herifra og til Ørskog stasjon parallelt med to 132 kV dobbelkursledninger (Tafjord – Giskemo).



Figur 22: Aurdal/Rømerhornet i Sykkylven. Bildet er tatt mot over Fagrefjellet mot øst. Med rød strek er vist omsøkt traséalternativ 1.6.1 der det passerer nord og vest for Rømerhornet og går inn mot Sunddalen til høyre i bildet. Helt til venstre i bildet passerer traséen gjennom sørøstre del av Rømerhornheia naturreservat.



Figur 23: Sunddalen i Sykkylven. Fotomontasje av kombinasjonsalternativ 1.1 som går øst for Sunddalssætrene. Fotomontasje Agraff AS.



Figur 24: Strandadalen. Øverst vises alternativ 2.0 i bakkant av Fjørstad. Nederst vises alternativ 2.3 ved Emdalen. Fotostandpunkt er fra samme punkt på riksveien for begge montasjene. Illustrasjon: Statnett.



Figur 25: Strandadalen. Omsøkt trasé ved Røyr sett mot sør. Traséen er her lagt på østsiden av dalen pga stor skredfare på vestsiden, men det går skred på begge sider av dalen.



Figur 26: Sunnlyvsfjorden i Stranda. Fotomontasje fra ytre del av Geirangerfjorden mot vest. Ny ledning etter traséalternativ 2.0 er lagt høyt i lia vest for Sunnlyvsfjorden. I lia i bakgrunnen ligger Ljøen-gardane og riksveien mellom Hellesylt og Stranda. Yttergrensen for verdensarvområdet i Geirangerfjorden går mellom fjorden og riksveien. Illustrasjon Agraff AS. Foto: Roar Strand.



Figur 27: Hellesylt i Stranda. Fotomontasje av planlagt traséalternativ 2.0 vest for Hellesylt. Illustrasjon: Agraff AS. Fotograf: Roar Strand.



Figur 28: Karbø i Langedalen sør for Hellesylt. Traséalternativ 2.0 er her lagt sør for bebyggelsen, og vil sees fra riksveien og fra Tryggestad der veien fra Norangsdalen møter riksvei 60.



Figur 29: Hornindal. Med rød strek er vist traséalternativ 2.4 som går i bakkant av Kjelstadli (Stranda) til høyre og vestover i fremkant av Sætedalen.



Figur 30: Røyhus i Stranda på grensen til Hornindal. Bildet er tatt mot sørøst. Med rød strek er vist traséalternativ 2.0.



Figur 31: Hornindal. Virtuell modell som viser alternativ 2.0 der det krysser dalen vest for Muldsvor.



Figur 32: Hornindal. Alternativ 2.0 sett fra Hjortedalssætra mot vest. Traséen er her tilpasset planlagt alpinanlegg. Illustrasjon: Statnett.



Figur 33: Grodås mot nordøst. Fotomontasje av omsøkt ledningstrasé som går skrått opp lia parallelt med planlagt alpinanlegg i bakkant av bildet. Videre vestover følger traséen et platå i fjellsiden (i nedre kant av det snødekte partiet) til venstre i bildet. Hjortedalen og Hjortedalsætra sees i øvre del til høyre i bildet. Illustrasjon: Agraff AS. Foto: Harald M. Valderhaug.

Figur 34: Sætrevatnet i Eid. Virtuell modell

3.2 420 kV ledning Leivdal – Moskog (seksjon 2)

Statnett SF søker om konsesjon for bygging og drift av en ca 80 - 120 km lang ny 420 kV kraftledning fra Leivdal transformatorstasjon i Eid kommune til Moskog transformatorstasjon i Jølster kommune. Dette er en delseksjon på ledningen Ørskog – Fardal. Omsøkte ledningstraséer er vist med blå heltrukne streker på kart journalnr. 99583 (vedlegg 7).

Statnett søker på to alternative hovedløsninger mellom Leivdal og Moskog. Statnett prioriterer hovedløsning 2 (østre) under forutsetning av at igangsatte undersøkelser viser at dette er en teknisk og driftsikkerhetsmessig god løsning gjennom Ålfotbreområdet.

Statnett vil i løpet av sommeren 2007 ta stilling til hvorvidt hovedløsning 2 gjennom Ålfotbreområdet er teknisk og driftsikkerhetsmessig akseptabel.

- **Hovedløsning 1** følger en vestre trasé som i hovedtrekkene ligger i nærheten av dagens 132 kV stålmasterledning på samme strekning. På lange strekninger går det her også en 66 kV trestolpeledning. Ledningen vil berøre kommunene Eid, Bremanger, Flora, Naustdal, Førde og Jølster
- **Hovedløsning 2** er identisk med hovedløsning 1 fra Leivdal til Ålfoten (ved Åskåra kraftverk) i Bremanger. Fra Ålfoten går hovedløsning 2 i en mer østlig trasé gjennom Ålfotbreområdet og via Hyen mot Naustdal og til Moskog. Ledning vil berøre kommunene Eid, Bremanger, Gloppen, Flora, Naustdal, Førde og Jølster.

For **hovedløsning 1** prioriteres følgende underalternativer fra Leivdal og sørover:

- Alternativ 1.0 og 1.15 – 1.15.1 likestilles forbi Nordfjordeid.
- Alternativ 1.11 fremfor 1.11.1-1.0 mellom Ålfoten og Svelgen.

For **hovedløsning 2** prioriteres følgende underalternativer fra Leivdal og sørover:

- Utføring fra Leivdal som for hovedløsning 1.
- Alternativ 2.10 – 2.10.3 – 2.10.1 fremfor alt. 2.11 i Gloppen og Naustdal
- Alternativ 2.0 og 2.11.1 ved Skilbreivatnet i Gloppen likestilles
- Alternativ 2.0 og 2.12 inn mot Moskog likestilles.

Det søkes ikke konsesjon på utredet hovedløsning 4 (østre).

BEGRUNNELSE:

Analyser og anbefalinger fra en transformeringsgruppe ledet av SFE Nett AS [13], sammen med Statnetts egne vurderinger, tilsier at det må vektlegges å ligge i nærheten av Åskåra kraftverk i Ålfoten i Bremanger. Dette gir stor fleksibilitet i utviklingen av kraftsystemet, både i forhold til dagens kraftproduksjon, videreutbygging av småkraft, mulig fremtidig vindkraft på kysten og eventuelle store endringer i industriforbruket i regionen. Av disse grunner anbefales det ikke å gå videre med hovedløsning 4 selv om dette er den rimeligste løsningen på kort sikt. Hovedløsning 4 er henholdsvis ca 130 og ca 20 MNOK rimeligere enn henholdsvis hovedløsning 1 og hovedløsning 2.

Hovedløsning 1 har betydelig høyere investeringskostnader enn hovedløsning 2 (ca +110 MNOK). I tillegg kommer antatt noe høyere kostnader til vern av telenettet for hovedløsning 1 (+ ca 10 MNOK). Systemmessig er hovedløsning 2 og 1 noenlunde likeverdige da de

passerer Åskåra kraftverk. Hovedløsning 1 går nærmere kysten og vil gi en mulighet for en mer kystnær transformering i tilfelle utbygging av store mengder vindkraft lokalisert i Bremanger/Flora. Men dette bør ikke tillegges avgjørende vekt da det er kort vei inn til Åskåra. Hovedløsning 1 antas å ha bedre driftsikkerhet enn hovedløsning 2 som går gjennom et teknisk svært krevende terreng like nord og øst for Ålfotbreen. Her vil det bli satt opp klima-/ismålestasjoner. Ved hjelp av måledata fra én vinter, sammenholdt med statistiske data og atmosfæremodeller, samt måling/vurdering av snødybder, skred og snøsigg vinteren/våren 2006/2007, regner vi med å få et bedre grunnlag for å anslå driftsikkerheten på en ledning gjennom dette området.

Alternativ 1.0 og 1.15 -1.15.1 er etter Statnetts vurdering noenlunde likeverdige ved passering av Nordfjordeid. Alternativ 1.0 kommer nær en del støler og fritidsboliger, mens alternativ 1.15 -1.15.1 ligger nærmere fast bosetting, men likevel med god avstand (mer enn 100 m). De fleste fagutrederne, med unntak av kulturmiljø og friluftsliv, vurderer alternativ 1.0 til å være noe bedre enn 1.15 og 1.15 – 1.15.1.

Alternativ 1.11 prioriteres fremfor 1.11.1-1.0 mellom Ålfoten og Svelgen fordi 1.11 er noe rimeligere (5-7 MNOK), kommer bort fra støls-, hytte- og friluftsområder langs riksveien vestover fra Ålfoten, og unngår direkte konflikt med barskogreservat i Sørvalen. Alt. 1.11 er imidlertid noe mindre tilgjengelig (ikke vei) enn alt. 1.11.1-1.0 og gir i mindre grad samling av inngrep (parallelføring med dagens ledninger og med vei).

Alternativ 2.0/2.10 øst for Eimhjellvatnet i Gloppen prioriteres foran alt. 2.11/1.0 vest for Eimhjellvatnet da det er ca 3 km kortere. De fleste fagutrederne, med unntak av landbruk, vurderer det østre alternativet til å være miljømessig best. Når det gjelder biologisk mangfold er prioriteringen usikker på grunn av mangelfull kunnskap om området.

Alt. 2.0 og 2.11.1 ved Skilbreivatnet i Gloppen likestilles. Alt. 2.0 er noe mer dominerende i landskapsrommet rundt Skilbreivatnet som er et lokalt viktig friluftsområde, og kan også være noen mer utsatt for snøskred. Alt. 2.11.1 er mye "berg og dal" og estetisk noe mer uheldig på avstand.

Alt. 2.0 og 2.12 inn mot Moskog likestilles. Alternativ 2.0 er landskapsmessig noe bedre der den ligger nede i lifoten, men kommer nærmere gårdene og tar mer god skog. Alternativ 2.12 ligger over skoggrensen bak stølene og er vurdert å være dårligere med hensyn til kulturmiljø (stølene).

Andre utredete traséer som ikke omsøkes:

- Utredet alternativ 1.0 omsøkes ikke ved passering av Vedvika øst for Nordfjordeid. Den kommer nærmere bebyggelse og er landskapsmessig dårligere enn omsøkt alt. 1.14 ved passering av utløpet av Hornindalsvatnet, gammel skystasjon og kulturlandskap.
- Utredet alternativ 1.13 nord for Nordfjordeid omsøkes ikke. Alternativ 1.13 medfører en ekstra fjordkryssing. Alternativ 1.13 er vurdert å være landskapsmessig noe dårligere enn omsøkt hovedløsning 1.14 – 1.0 sør for Nordfjordeid.
- Utredet alternativ 4.15 ("bypass" av Leivdal dersom for eksempel Åskåra velges som transformeringpunkt i Nordfjord) omsøkes ikke. Det er ønskelig å gå via Leivdal for å ha mulighet for transformering der i fremtiden.
- Utredet alternativ 1.0 omsøkes ikke som alternativ til alternativ 1.11.1 vest for Ålfoten. Dette av hensyn til landskap og kulturmiljø omkring Myklebustsetra
- Utredet alternativ 1.17 og 1.0 i Flora omsøkes ikke av hensyn til landskap og bebyggelse ved Haukå.

- Utredet alternativ 1.18 i Flora og Naustdal omsøkes ikke da det er ca 35 MNOK dyrere enn alternativ 1.0. Merkostnaden står etter Statnetts vurdering ikke i forhold til de ulempene (bebyggelse og landskap) som kan unngås der alternativ 1.0 krysser Storebru, Naustdal og Angedalen/Flugedalen.
- Utredet alternativ 1.19 omsøkes ikke som alternativ til alt. 1.0 gjennom Flugedalen i Førde. Flugedalen er av fagutredere et høyt prioritert landskapsrom med eldre bebyggelse. Alt. 1.0 går parallelt med dagens 132 kV-ledning. Alt. 1.19 blir mindre synlig sett fra bebyggelsen. Men merkostnaden på ca 5 MNOK for alt. 1.19 står etter Statnetts vurdering ikke i forhold til den landskapsmessige gevinsten. Mye kan også oppnås med fargesetting av ledningen.
- Utredet alternativ 2.10.2 og 2.10 i Hyen i Gloppen omsøkes ikke. Disse er vurdert å være landskapsmessig dårligere enn 2.10.3. De berører viktige og mye brukte landskapsrom med støler og planlagt fritidsbebyggelse ved Langevatnet og Rombergvatnet.

Disse alternativene er nærmere omtalt i kapittel 14 i vedlagte konsekvensutredning for seksjon 2 Leivdal - Moskog.

3.2.1 Kort beskrivelse av omsøkt ledning Leivdal - Moskog

Konsesjonssøkte traséer er vist på vedlagt kart som ligger i plastlomme bak i dokumentet.

I vedlagte konsekvensutredning er det gitt en utdypende beskrivelse av anlegget med fotomontasjer, vurdering av alternative løsninger og konsekvenser og mulige avbøtende tiltak.

Hovedløsning 1 mellom Leivdal og Moskog (vestre trasé)

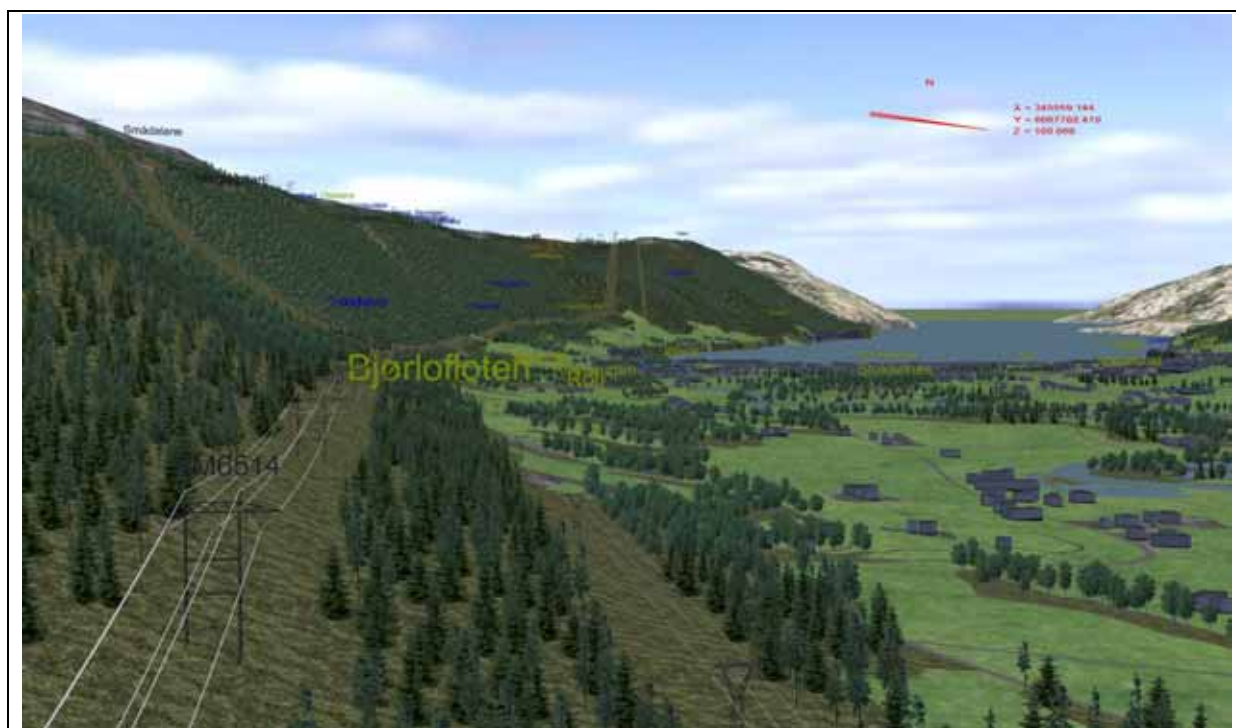
Hovedløsning 1 følger i hovedsak dagens 132 kV ledning på samme strekning, men med en del avvik underveis.

Traséen starter mot sør ut fra Leivdal transformatorstasjon og krysser vestenden av Hornindalsvatnet ved Vedvika. Fortsetter så vestover, passerer like sør for Nordfjordeid over Veten og fram til Kroknakken. Herfra krysses Nordfjorden i et ca 3 km langt spenn over mot Øksneelvane, deretter fortsetter traséen vestover på sørsida av Ålfoten og Førdspollen, videre vestover mot Sördalsvatnet og Svelgsvatnet. Deretter krysses Risevatnet like sør for Svelgen før traséen fortsetter mot Midtgulen, vinkler mot sør og forsetter opp Myklebustdalen, gjennom Magnhildskaret og ned mot Nordalsfjorden som krysses ved Skalia. Videre mot sørøst fortsetter traséen parallelt med dagens kraftledninger langs nordsida av Eikefjorden, forbi Storebru, over fjellpartiet sør for Storevatn og fram mot Naustdalen. Naustdalen krysses ved parallelt med dagens ledning ved Grimset før traséen fortsetter like sør for Helgåsheia og Skafjellet, krysser botnen av Erdalen og passerer nordsida av Førdesnipa. Deretter krysses Angedalen like sør for Kvamme, før traséen går opp Flugedalen og krysser over fjellpartiet like nord for Blåane og ned til Stakaldefossen og Moskog transformatorstasjon.

Total lengde ca 117 - 119 km.



Figur 35: Vedvika i Eid. Fotomontasje av omsøkt løsning forbi Vedvika. Illustrasjon: Statnett.



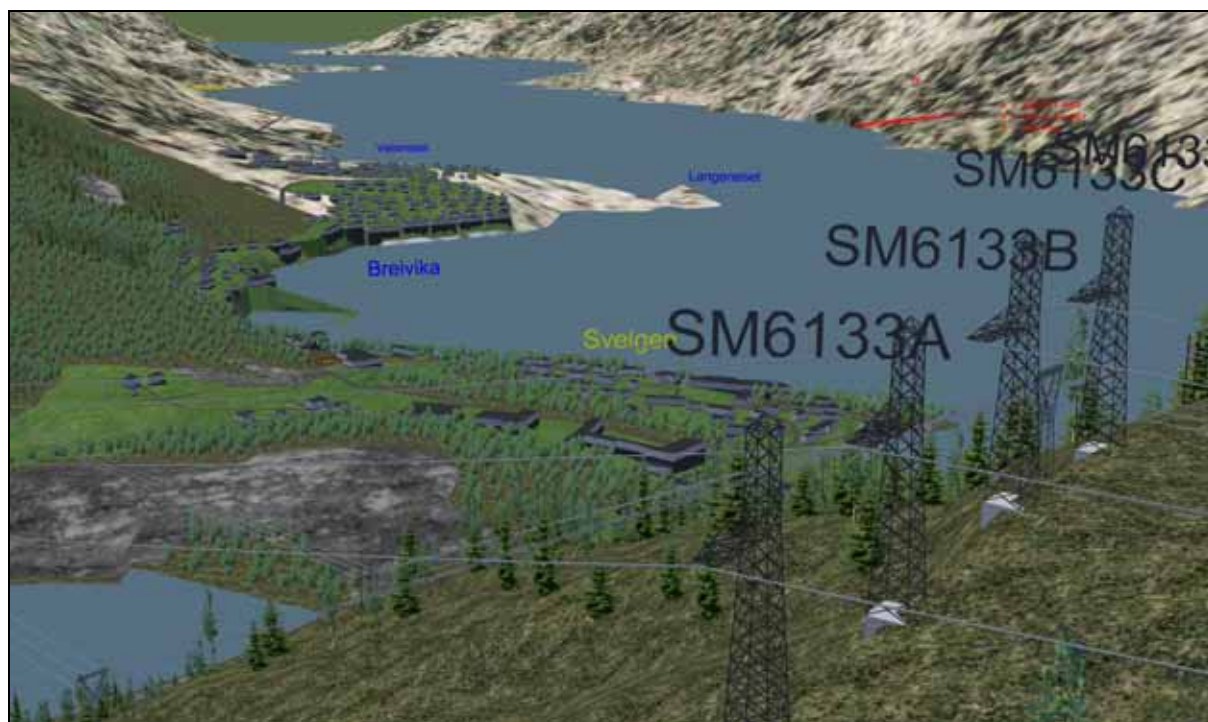
Figur 36: Nordfjordeid. Virtuell modell som viser planlagt ledning der den passerer på sørsiden av Nordfjordeid. Alternativ 1.15 følger lifoten litt sør for dagens 132 kV-ledning forbi Bjørloftoten, og går til venstre opp lia parallelt med denne ledningen. Alternativ 1.15.1 fortsetter i lifoten videre vestover før den skrår opp lia lengre vest litt sør for dagens 66 kV trestolpeledning. Alternativ 1.0 ligger øverst i lia.



Figur 37: Isefjorden og Yksneelvane mot sør. Fotomontasjen viser kryssingen av Nordfjord (Hundvikfjorden) sett fra Isane. Til høyre i bildet sees de signalfargete fjordspennmastene for dagens 132 kV-ledning Åskåra – Leivdal. Ved seinere restrukturering/utskifting av 132/66 kV-nettet i området, kan det bli aktuelt å flytte dagens spenn parallelt med nytt 420 kV-spenn. Spennet vil da gå høyere over fjorden og gjøre det lettere for større skip å komme inn fjorden. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 38: Ålfoten i Bremanger. Bildet er tatt fra riksveien mot sør mot Åskåra kraftverk inne i Førdspollen til høyre i bilde. Ny 420 kV-ledning vil ligge inne på platået midt i bildet. En mulig hogstgate er illustrert ned lia mot Åskåra kraftverk. Illustrasjon Agraff AS.



Figur 39: Svelgen i Bremanger. Virtuell modell som viser enfasemastene for planlagt spenn over Risevatnet øst for Svelgen. Spennet vil sees fra Svelgen. Dagens 132 kV og 66 kV-ledninger ligger ikke riktig i denne modellen.



Figur 40: Grytadalen i Flora sett sørover mot Nordalsfjorden. Med rød strek er vist omsøkt løsning gjennom. Til venstre for traséen ligger turlagshytten Grytadalsbu.



Figur 41: Eikefjord i Flora. Fotoillustrasjon av alternativ 1.0. I dag går det to kraftledninger i lia nord for fjorden. En 66 kV og en 132 kV. Ny 420 kV-ledning vil ligge på oversiden av dagens ledninger. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 42: Storebru/Sørdalen i Flora mot sørøst. Fotomontasjen viser nye 420 kV-ledning der den er planlagt parallelt med dagens 132 kV og 66 kV-ledninger gjennom Storebruområdet. Deler av området (myra) er vernet som naturreservat. Det er fugletrekk ut langs elva på tvers av ledningene. På andre siden av elva (øst for elva) ligger det en driftsbygning på venstre hånd som kommer tett inn på ledningen dersom denne traséløsningen velges. Illustrasjon: Agraff AS. Se også detaljert kart i Figur 88.



Figur 43: Kryssingen av Naustdal sørøstover mot Grimset for trasealternativ 1.0. Ny 420 kV-ledning er her lagt parallelt med dagens 132 kV-ledning. Illustrasjon: Agraff AS. Se også detaljert kart i Figur 90.



Figur 44: Flugedalen i Førde. Fotomontasjen viser planlagt ledning etter alternativ 1.0 gjennom Flugedalen. Ledningen er her lagt parallelt med dagens 132 kV-ledning. Illustrasjon: Statnett.

Hovedløsning 2 mellom Leivdal og Moskog (østre trasé)

Hovedløsning 2 følger hovedløsning 1 fram til Førdspollen og Åskåra Kraftverk. Herfra vinkler den mot sør og fortsetter over Store Åskårvatn og Nedre- og Øvre Bredvatn, før den smyger seg sørover mellom Kvannbotnfjellet og Gråfjellet ned til Straumsbotn.

Fra Straumsbotn er det to varianter videre. Den vestre (alternativ 2.11) fortsetter vest for Storevatnet og Emhjellvatnet, forbi Sagefossen kraftverk, over Slettheia og Svarthumleheia og møter vestre hovedalternativ øst for Storevatn på grensen mellom Flora og Naustdal.

Den østlige varianten fra Straumsbotn og sørover, fortsetter like vest for Skilbreivatnet, sør for Rørvikvatnet og Langvatnet, fram til fjellpartiet øst for Rombergvatnet. Her vinkler traséen mot sør og fortsetter like vest for Varlivatnet over Svartegrovfjellet og ned mot Naustdalen som krysses mellom Slettemark og Kleiveland. Deretter følger traséen vestsida av Trodalsvatnet, krysser Angedalen ved Eikelandsmyrene, før den passerer over Kariknausen og ned i Jølstra-dalføret vest for Vassenden. Her passerer traséen sør for Høgheia og krysser dalføret ned mot Stakaldefossen og Moskog transformatorstasjon.

Vi vil gjøre spesielt oppmerksom på at traséen ligger litt feil på kartet ved Eikås i Jølster. Eksisterende 132 kV-ledning ligger lengre vekk fra bebyggelsen (mot nordvest) enn det som er vist på kartet. Ny ledning er planlagt på oversiden (nordvest for) dagens ledning. Se illustrasjon i

Figur 50.

Total lengde ca 84 – 87 km.



Figur 45: Ålfotbreområdet. Fotomontasje av ny ledning etter traséalternativ 1.10-2.13 ved passering området nordøst for Ålfotbreen. Bildet er tatt fra ryggen vest for Gråfjellet mot nord. Til høyre sees fjellet Gjegnen. Til venstre Øvre og Nedre Bredvatnet og Store Åskorvatnet. Illustrasjon: Statnett.



Figur 46: Straumsbotn i Gloppen. Fotomontasjen viser alternativ 2.0 (langs Skilbreivatnet). Alternativ 2.11 kan sees der det krysser dalen inne i Straumsbotn i høyre del av bildet. Alternativ 2.11/2.11.1 går over fjellet midt i bildet og krysser Kvanndalen til venstre i bildet. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 47: Røyrvika i Gloppen mot sør. Fotomontasjen viser alternativ 2.10 på sørsiden av Røyrvikvatnet. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 48: Naustdal. Fotomontasjen viser alternativ 2.0 der den krysser øvre del av Naustdal mellom Slettemark og Kleiveland.



Figur 49: Angedalen i Førde. Bildet er tatt fra bru i øvre del av Angedalen mot sydvest. Traséen for alternativ 2.0 er vist med rød strek.



Figur 50: Eikås i Jølster. Virtuell modell som viser eksisterende og planlagt ledning etter alternativ 2.0 forbi Eikås. Her går det i dag en 132 kV trestolpeledning (Skei – Moskog). Det gjøres oppmerksom på at ledningene ligger litt feil på vedlagte kart. På kartet ligger ledningene litt nærmere bebyggelsen enn i virkeligheten. Denne modellen er riktig. Se også oversikt over disse traséene sett fra området rundt Moskog transformatorstasjon i Figur 74 og Figur 75.

3.3 420 kV ledning Moskog – Fardal (seksjon 3)

Statnett SF søker om konsesjon for bygging og drift av en ca 80 km lang ny 420 kV kraftledning fra Moskog transformatorstasjon i Jølster kommune til Fardal transformatorstasjon i Sogndal kommune. Dette er en delseksjon på ledningen Ørskog – Fardal. Omsøkte ledningstraséer er vist med blå heltrukne streker på vedlagte kart journalnr. 99584 (vedlegg 7).

- Mellom Moskog og Stølsdalen prioriteres alternativ 1.0 (østre) fremfor alt. 1.24 (vestre).
- Alternativ 1.20 og 1.0 likestilles ved passering av Åsvatnet i Førde.
- Alternativ 1.21 og 1.0 likestilles ved passering av Lauvavatnet i Gaular.
- Alternativ 1.22 og 1.0 likestilles gjennom Leikanger.
- Alternativ 1.0 prioriteres fremfor alt. 1.23 ved innføring til Fardal

BEGRUNNELSE:

Mellom Moskog og Stølsdalen prioriteres den østre løsningen (alt. 1.0/1.20/1.21) da den har noe høyere driftsikkerhet og bedre tilgjengelighet enn den vestre løsningen (alt. 1.24). Den østre løsningen følger i hovedsak dagens 132 kV-ledning. Miljømessig synes det ikke samlet sett å være vesentlige forskjeller på disse to alternativene. Den vestre løsningen (1.24) er vurdert å ha størst ulemper i forhold til kulturmiljø, friluftsliv, fritidsboliger og biologisk mangfold (bl.a. villrein), mens den østre løsningen har størst ulemper i forhold til landbruk, reiseliv og landskap. Den vestre (1.24) berører i større grad uberørte naturområder.

Alternativ 1.20 og 1.0 likestilles ved Åsvatnet. Alt.1.20 ligger i nærområdet til boligfelt på Vetreidene og i område med utbyggingspotensiale for hytter, og friluftsområde ned mot vannet. Alternativ 1.0 ligger i nærområdet til boliger og fritidsboliger vest for Åsvatnet.

Alternativ 1.21 og 1.0 likestilles ved kryssingen av Gaularvassdraget. Alt. 1.0 samler inngrepene langs dagens ledningstrasé, men ligger noe nærmere boligbebyggelse enn alt. 1.21.

Alternativ 1.22 og 1.0 likestilles gjennom Leikanger. Alternativ 1.0 følger traséen til 132 (300) kV-ledning Fardal-Stølsdalen som skal rives. Alternativ 1.22 vil samle inngrepene langs eksisterende 132 kV-ledning Fardal-Mel og 66 kV-ledning. Alternativ 1.0 går i skogsterrang og vil være delvis synlig fra fjorden, mens 1.22 ligger over skoggrensen og nær stølsområder. Alternativ 1.0 anbefales lagt syd for dagens 132 (300) kV ledningstrasé fra elven Kvinna og østover. Vest for Kvinna må dagens ledning rives før ny ledning kan bygges. Eksisterende 132 kV-ledning Fardal – Mel vil bli bygget om ved kryssingen av Henjadalen i Leikanger for å gi plass til ny 420 kV-ledning (se kapittel 3.5).

Alternativ 1.0 prioriteres fremfor alt. 1.23 inn mot Fardal fordi denne er ca 12-15 MNOK rimeligere. Alternativ 1.0 vil også bidra til en positiv effekt for bebyggelse og landskap i Øvstedalen da dagens 132(300) kV-ledning Fardal – Høyanger forutsettes revet. Alternativ 1.0 kommer noe mer i berøring med friluftsområder og medfører en spredning av inngrepene.

Andre utredete traséer som ikke omsøkes:

- Utredet alternativ 1.25 i Esefjorden ved Balestrand omsøkes ikke da skredexpert mener den er mer utsatt enn dagens ledningstrasé (som også er utsatt for skred, men hvor vi nå kjenner forholdene godt etter tidligere mastehavari og ombygging av ledningen).
- Utredet alternativ 1.26 omsøkes ikke som alternativ til 1.0 for kryssing av Fjærlandsfjorden. Alt. 1.26 gir lengre trasé og en merkostnad på 10-15 MNOK i forhold til 1.0. For å unngå innløsning av bolig vest for fjorden, nærføring til gårdsbruk øst for fjorden og uheldig landskapsmessig plassering av enfasemaster øst for fjorden, benyttes samme lokalisering som dagens 132(300) kV-fjordspenn.

Disse alternativene er nærmere omtalt i kapittel 14 i vedlagte konsekvensutredning for seksjon 3 Moskog - Fardal.

3.3.1 Kort beskrivelse av omsøkt ledning Moskog - Fardal

Konsesjonssøkte traséer er vist på vedlagt kart som ligger i plastlomme bak i dokumentet.

I vedlagte konsekvensutredning er det gitt en utdypende beskrivelse av anlegget med fotomontasjer, vurdering av alternative løsninger og konsekvenser og mulige avbøtende tiltak.

Seksjon 3 Moskog -Fardal kan deles i to underseksjoner; Moskog – Stølsdalen (Høyanger) og Stølsdalen – Fardal. På strekningen Moskog – Stølsdalen resulterte høringen av meldingen i et krav om å få utredet et alternativ som gikk lengre vest enn meldte løsning. Statnett har valgt å omsøke en slik løsning som alternativ til, men lavere prioritert enn det opprinnelige alternativet som i hovedsak følger dagens 132 kV-ledning.

Ledningen berører kommunene Jølster, Førde, Gaular, Høyanger, Balestrand, Leikanger og Sogndal.

Total lengde ca 76 - 80 km.

DELSEKSJON 1: Moskog – Stølsdalen

- **Østre alternativ (1.0/1.20/1.21)** følger i hovedsak i nærheten av dagens 132 kV stålmasterledning på samme strekning. Men det er søkt på noen lokale alternative løsninger hvor parallellføringen fravikes. Ledningen vil berøre kommunene Jølster, Gaular og Høyanger

På strekningen fra Moskog til øvre del av Nydalen i Førde er det lagt frem to alternative løsninger. Alternativ 1.0 går i ny trasé (ikke parallellføringer) og krysser vestre del av Åsvatnet, går vest og sør for Åsastøl, sør for Rabbegga før den tar opp parallellføringen med dagens ledning øverst i Nydalen. Alternativ 1.20 følger i hovedsak parallelt med dagens stålmasterledning på denne strekningen. Fra Moskog transformatorstasjon går traséalternativ 1.20 mot sørøst og passerer over Vetreidene mellom Åsavatnet og Holsenvatnet. Forbi Vetreidene er ny ledning lagt 300-400 m vest for dagens 132 kV ledning pga boligfelt i nærheten av dagens ledning. Sørøver Nydalen er alternativ 1.20 lagt parallelt med og på østsiden av dagens ledning.

Fra øvre del av Nydalen, forbi Kvanngrovdvatnet og frem mot Lauvatnet i Råeimsdalen følger alternativ 1.0 parallelt med og på nord og østsiden av dagens 132 kV-ledning.

Ved kryssingen av Lauvatnet/Råeimsdalen og Eldalsdalen frem mot Oppdal, er det lagt frem to alternative løsninger. Alternativ 1.0 følger i hovedsak dagens ledning, og ligger øst for denne frem til Eldalen, der den krysser over dagens ledning og legges høyere oppe i lia ca 500-700 m syd for dagens ledning frem mot Oppdal. Parallellføringen fravikes også noe ved passeringen av Fylingsvatnet i Eldalsdalen for å komme noe lengre bort fra gården Bell og bolig/fritidsbolig øst for vatnet. Alternativ 1.21 er på denne strekningen lagt i ny trasé som krysser østre del av Lauvatnet og krysser Eldalsdalen mellom Toa og Bratteina før den går sammen med alternativ 1.0 ved Oppdal.

Alternativ 1.0 følger Oppedalselva videre sørover parallelt med og på østsiden av dagens ledning over til Stølsdalen i Høyanger.



Figur 51: Vetreidene i Førde. Øverste illustrasjon viser alternativ 1.20 i bakkant av Husetuft i vestenden av Holvevatnet. Eksisterende 132 kV-ledning går her helt nede ved, og krysser over vika helt til venstre i vannet. Parallellføringen er her fraveket pga bebyggelsen på Husetuft og boligområdet som ligger øst for (til høyre for) dagen ledning ved Vetreidene nær dagens ledning. Nederst vises en virtuell modell sett motsatt vei. Her ligger bebyggelsen på Vetreidene inne som "grå" klosser.



Figur 52: Åsane og Åsvatnet i Førde. Fotomontasje av alternativ 1.0 der det krysser Åsvatnet og går opp langs Stølselva til høyre i bildet.



Figur 53: Lauvatnet i Gaular mot nordvest. Fotomontasje av alternativ 1.21 der det krysser østre del av vatnet. Illustrasjon: Agraff AS.



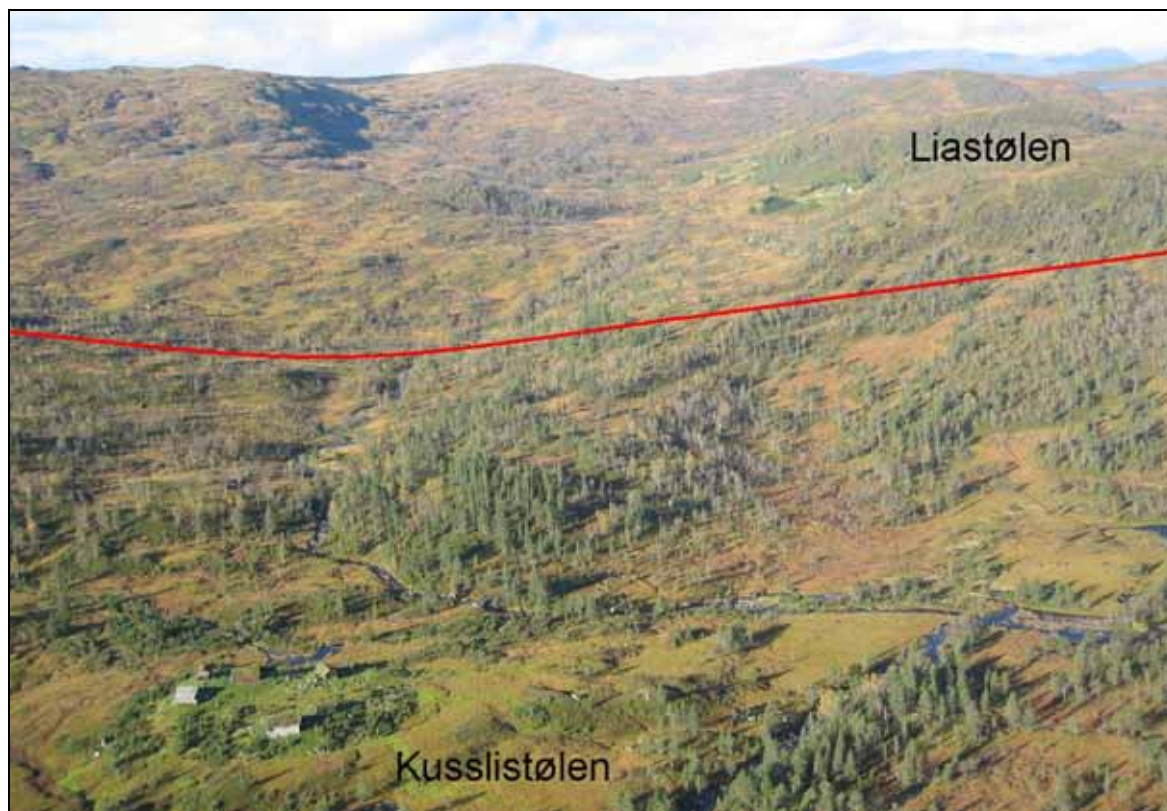
Figur 54: Eldalsdalen. Fotomontasjen viser alternativ 1.0 ved passering av Fylingsvatnet. Dagens 132 kV ledning krysser over Fylingsvatnet mot gården Bell oppe til høyre. Ny 420 kV-ledning krysser dagens 132 kV-ledning på denne siden av vatnet og fraviker parallellføringen et stykke for å komme lengre bort fra bebyggelsen ved vatnet og på Bell. Hogstgaten for ny ledning er vist opp lia øst for Bell. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 55: Stølsdalen i Gaular på grensen til Høyanger. Bildet viser dagens anlegg i Stølsdalen. Her møter 132 kV kraftledninger fra Høyanger, fra Fardal og fra Moskog. Den nærmeste stålmasterledningen er 123(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen. Den neste er viderføringen til Høyanger mot venstre. Lengst borte ligger 132 kV stålmasterledning Høyanger – Moskog.

- **Vestre alternativ (1.24)** går i en helt ny trasé uten parallellføringer med eksisterende ledninger. Ledningen vil berøre kommunene Jølster, Gaular og Høyanger

Alternativ 1.24 har identisk utføring fra Moskog som alternativ 1.0, og krysser vestenden av Åsvatnet, fortsetter mot Byrkjefloten og videre sørover vest for Kusslistølen, Gravvatnet og Grisefonnvatnet, øst for Vågsdalsstølene og ned til Viksdalsvatnet som krysses øst for Vågen og vest for Vikane. Deretter vinkler traséen mot sørøst og fortsetter i fjellheiene over Storevatnet, like nord for Øvre Breiddalsvatn og ned til Stølsdalen og Stølsvatnet.



Figur 56: Kusslistølen i Førde mot vest. Bildet viser traséen for alternativ 1.4 som passerer omtrent midt mellom Kusslistølen og Liastølen.



Figur 57: Vågsdalen i Gaular mot nord. Med rød strek er vist omsøkt traséalternativ 1.24 der det passerer vest for Svartetjørna og øst for støler og hytte i Vågsdalen.



Figur 58: Viksdalsvatnet i Gaular. Bildet er tatt fra Fredheim mot øst. Fotomontasjen viser alternativ 1.24 der det krysser Viksdalsvatnet og går opp lia øst for Vågen. Illustrasjon: Agraff AS.

DELSEKSJON 2: Stølsdalen – Fardal

På strekningen fra Stølsdalen i Høyanger og frem til Fardal transformatorstasjon, går det i dag en 132 (300) kV stålmasterledning. Denne vil bli revet i forbindelse med bygging av ny ledning (se kapittel 3.4). Ny 420 kV-ledning vil på deler av denne strekningen gå i samme trasé som dagens ledning. Mastehøyder og spennlengder for ny ledning blir omtrent det samme som for dagens ledning som skal rives. Det har vært vurdert å bygge om dagens ledning til 420 kV-standard, men dette er ikke mulig.

Fra Stølsdalen krysser traséen Gautingsdalen før den fortsetter østover inn Eriksdalen, over Høgsvatnet og videre langs Kaldosvatnet, Langvatnet, Stølsvatnet, Hardbakkvatnet og Urdavatnet. Videre østover kommer traséen ned nord for Geithalsnipa og ned mot Ese og Esefjorden. Esefjorden krysses like vest for Balestrand i et knappe 2 km lang spenn over mot Dragsvik, deretter et ca 3 km langt spenn over mot Rudstølen som ligger på østsida av Fjærlandsfjorden.

På strekningen fra Stølsdalen til Kluksgjeldet i Leikanger er ny ledning i alle hovedsak tenkt lagt i samme trasé som dagens ledning. Det vil si at dagens ledning må rives før ny ledning kan bygges. Det vil imidlertid kunne bli noen avvik fra dette for optimalisering av traséen og mastepunkter, spesielt med sikte på å gjøre traséen sikrest mulig med hensyn til skred.

Fra Kluksgjelet fortsetter traséen østover langs nordsida av Sognefjorden over Grindsdalen og Henjadalen, passerer nord for Leikanger og Hermansverk før traséen ender opp i Fardal transformatorstasjon.

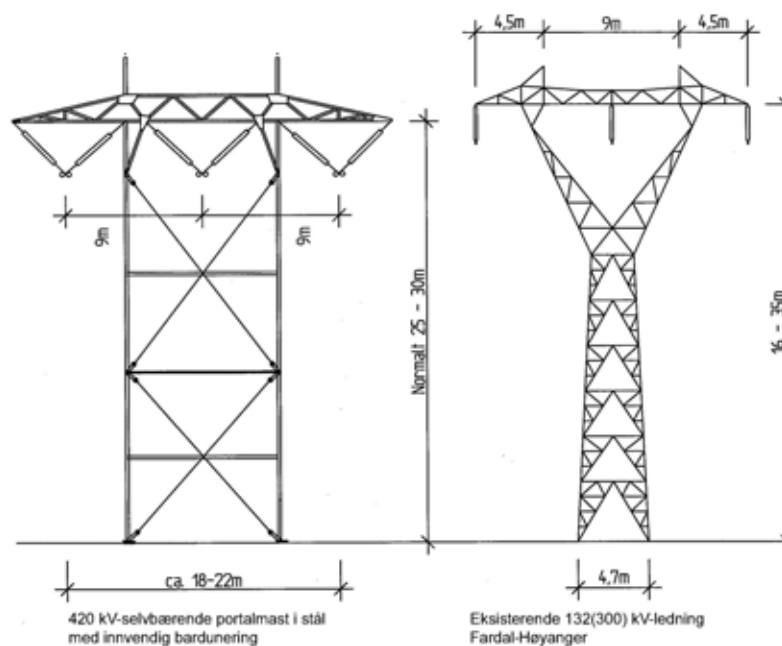
På strekningen fra Kluksgjeldet til Henjadalen er det søkt på to alternative traséer. Alternativ 1.0 er her lagt like på sørsiden av dagens 132 (300) kV stålmasterledning Fardal – Stølsdalen, som vil bli revet etter at ny ledninger er bygget. Dette for å kunne ha dagens ledning mest mulig i drift under bygging av ny ledning. Alternativ 1.22 er på denne strekningen lagt parallelt med og på nordsiden av dagens trestolpeledninger (66 kV og 132 kV-ledning Fardal – Mel) på samme strekning.

Ved kryssingen av Henjadalen søker Statnett om å få bygge om 132 kV-ledningen Fardal – Mel slik at denne blir gående parallelt med ny ledning (se kapittel 3.5).

Fra Henjadalen til Lysedalen i Leikanger er ny ledning lagt parallelt med og på sydsiden av dagens ledninger.

Fra Lysedalen til Fardal er det lagt frem to ulike traséalternativer; alternativ 1.0 og 1.23. Alternativ 1.0, som prioriteres av Statnett, er lagt i ny trasé på fremsiden av Skriki.

Alternativ 1.23 følger parallelt med og på sydsiden av dagens kraftledninger frem til etter kryssingen av øvre deler av Øvstedalen, der traséen så krysser over til andre siden (nordøst) av ledningen Fardal – Mel. Videre forbi Teigsstølen i Sogndal er ny ledning tenkt lagt i samme trasé som dagens 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen som da vil bli revet før ny ledning bygges. Videre forbi Uppeim i nedre del av Øvstedalen og inn mot Fardal stasjon, vil alternativ 1.0 bli lagt i traséen, med en liten justering mot øst, for dagens 132 (300) kV-ledning som skal rives. Pga plassmangel vil da dagens 300 kV-ledning Fardal – Leirdøla bli bygget sammen med ny ledning på en felles masterekke (dobbelkurs). Mastebildet ved Uppeim i Øvstedalen i dag og i fremtiden ved valg av henholdsvis traséalternativ 1.0 (Skriki) og 1.23, er vist i Figur 68.



Figur 59: Skissen viser mastebilde for eksisterende 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen (som skal rives) til høyre og ny 420 kV-ledning til venstre. Mastehøyden, spennlengden og bredden på ryddegaten og byggeforbudsbeltet blir omtrent lik for gammel og ny ledning. Ny ledning får totalt 6 strømførende liner (2 stk. per fase), mens dagens ledning har 3 strømførende liner (én per fase).



Figur 60: Eiriksdalen i Høyanger. Bildet er tatt mot nordvest og viser dagens 132(300) kV-ledning som passerer Roesvatnet, før den krysser Gautingsdalen og går inn til Stølsdalen til høyre i bakkant av bildet.



Figur 61: Esebotn mot Balestrand. Bildet viser dagens 132(300) kV-ledning i dette området. Denne vil bli revet og ny ledning bygget i hovedsak i samme trasé. Mastehøyder, trasébredde og spennlengder for ny ledning blir omtrent som for dagens ledning. I bakgrunnen sees kryssingen av Esefjorden.



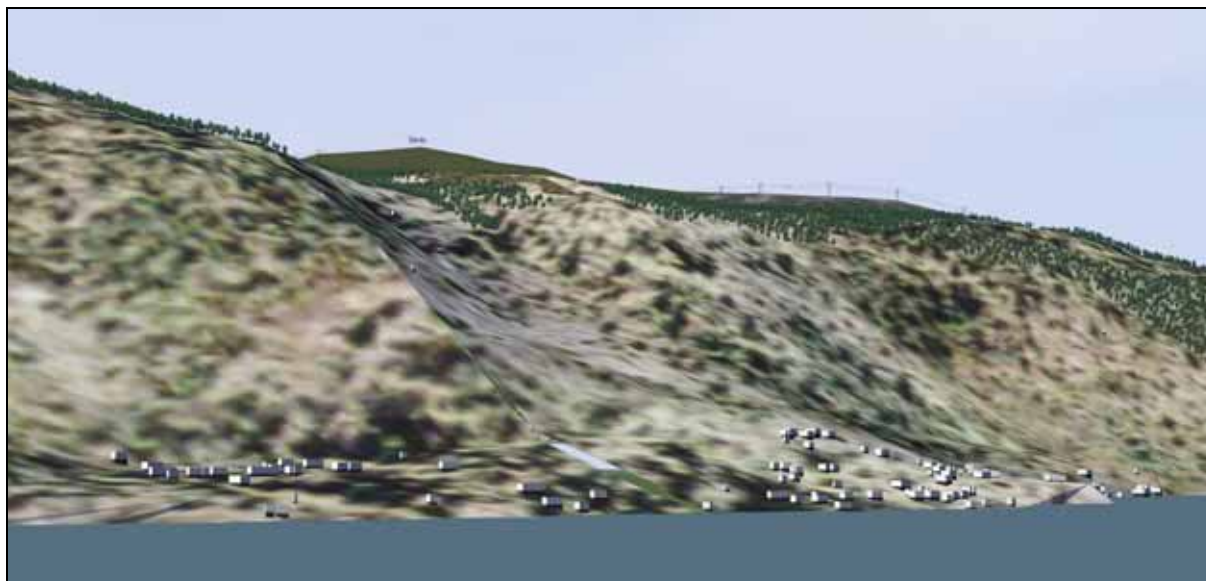
Figur 62: Balestrand mot vest. Bildet viser Balestrand og dagens fjordspenn over Esefjorden. Dette vil bli revet og erstattet med et nytt spenn i samme trasé. I bakgrunnet sees dagens ledningstrasé der den klatrer opp Esebotn.



Figur 63: Rudsstølen i Leikanger. Nærmeste ledning er 132(300) kV Fardal – Stølsdalen med fjordspenn over Fjærlandsfjorden. Dagens ledning vil bli revet og ny ledning bygget i samme trasé. Den andre ledningen er 132 kV-ledningen Fardal – Mel som her vinkler nordover.



Figur 64: Leikanger. Oversiktsbilde som viser alternative traséføringer nord for Sognefjorden gjennom Leikanger. Dagens 132(300) kV-stålmastledning Fardal – Stølsdalen vil bli revet. Ny ledning kan da enten legges omtrent i traséen for denne ledningen, eller parallelt med dagens 132 kV-ledning Fardal – Mel og 66 kV-ledning til Dragsvik som går lengre oppe i lia. Dersom traséen for dagens ledning Fardal – Stølsdalen velges, ønsker Statnett på denne strekningen å bygge ny ledning like sør for dagens trasé slik at dagens ledning i størst mulig utstrekning kan være i drift under bygging av ny ledning. Foto: Harald M. Valderhaug.



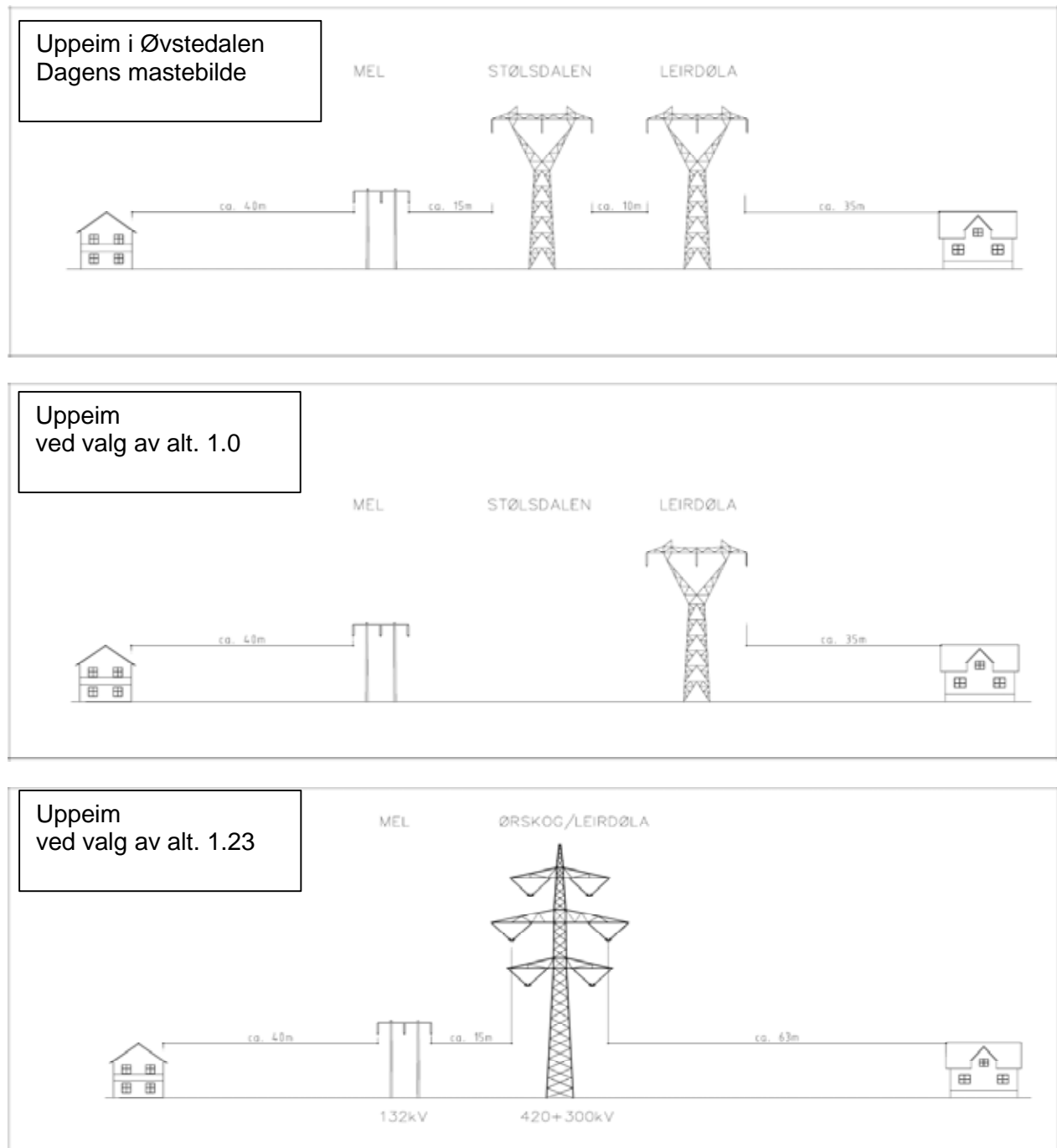
Figur 65: Ny ledning sett fra Sognefjorden. Denne virtuelle modellen viser hvordan en ny ledning på fremsiden av Skriki vil kunne sees fra Sognefjorden ved innløpet til Norafjorden/Sogndalsfjorden sør for Slinde. Her vil deler av ledning kunne synes i silhuett sørøst for Skriki. Men i all hovedsak vil denne traséen være lite synlig fra fjorden pga terreng i forgrunnen.



Figur 66: Øvstedalen i Sogndal. Fotomontasje som viser ny 420 kV-ledning etter traséalternativ 1.23. Ny ledning er lagt sør for dagens ledninger. Dagens stålmasleddning (132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen) i dette området vil bli revet. Illustrasjon: Agraff AS.



Figur 67: Øvstedalen i Sogndal. Bildet viser dagens ledningsnett ut fra Fardal ved kryssing av nedre deler av Øvstedalen ved Uppheim. Til venstre sees 132 kV trestolpeledning Fardal – Mel, i midten dagens 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen, og til høyre dagens 300 kV-ledning Fardal – Leirdøla. Mastebildet i dette området vil endre seg ved ulike valg av traséalternativer ut fra Fardal. Dette er illustrert i Figur 68. Se også detaljert kart i Figur 92.



Figur 68: Mastebilde i Øvstedalen (ved Uppeim) i Sogndal i dag og ved valg av henholdsvis alternativ 1.0 eller 1.23 i Sogndal/Leikanger. Figuren viser øverst dagens mastebilde sett mot nord. I midten vises mastebildet dersom alternativ 1.0 på fremsiden av Skriki velges. Dette vil medføre færre ledninger i Øvstedalen siden dagens ledning til Stølsdalen rives. Nederst vises mastebildet dersom traséalternativ 1.23 gjennom Øvstedalen velges. Her er det forutsatt at dagens 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal rives og bygges opp igjen på samme masterekke som ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal. Dersom det i fremtiden blir aktuelt å bygge en ny 132 kV forbindelse mellom Fardal og Kvåle (Sogndal) vil den enten måtte plasseres mellom Mel og Leirdøla ledningene (ved alt. 1.0) eller mellom Ørskog/Leirdøla ledningen og bebyggelsen på Uppeim (ved alt. 1.23).

3.4 Riving av 300(132) kV-ledningen Fardal – Stølsdalen

Statnett SF søker om tillatelse til å rive eksisterende 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen. Ledning er vist som eksisterende anlegg med svart strek på vedlagte kart journalnr. 99584 (vedlegg 7).

BEGRUNNELSE:

Ledningen Fardal – Stølsdalen er ca 55 km lang og ble bygget i perioden 1962-1965. Dette er en stålmasterledning bygget for 300 kV spenning, men drevet med 132 kV. Ledningen har vært vurdert ombygget til 420 kV-standard med duplex linetverrsnitt. Men dette lar seg ikke gjøre fordi mastene er for svakt dimensjonert til å tåle dette. Vest for Balestrand går ledningen gjennom et teknisk meget krevende terreng med stor skredfare. Ledningen har i dette området hatt en rekke mastehavarier som følge av skred i perioden 1966 til 1994. Ledningen har vært bygget om flere ganger, men vurderes nå å være rimelig driftssikker. Selv om denne ledningen går gjennom et svært krevende terreng, vurderer likevel Statnett dette som den eneste aktuelle traséen for en ny 420 kV-ledning. Vi vurderer det imidlertid som veldig vanskelig å få til en driftssikker 420 kV-ledning dersom den skal bygges ved siden av dagens ledning. Statnett ønsker derfor å rive eksisterende ledning på denne strekningen, slik at ny ledning kan utnytte dagens ledningstrasé og noen av dagens "sikre" mastepunkter på deler av strekningen.

Ved at dagens ledning Fardal – Stølsdalen rives, vil Høyanger stå igjen med ensidig 132 kV forbindelse. Dette vil kunne redusere forsynings sikkerheten i området. I regi av Sunnfjord energi er det derfor satt i gang planlegging av en ny 132 kV forbindelse mellom Sande og Høyanger som erstatning for bortfallet av ledningen Fardal – Stølsdalen/Høyanger. En slik ledning Sande – Høyanger ble meldt høsten 2006 [14]. De meldte traséene for Sande – Høyanger er vist med røde stiplede streker på vedlagte journalnr. 99581 og 99584 (vedlegg 7).

Riving av Fardal – Stølsdalen gir store miljømessige fordeler på strekningen Fardal - Stølsdalen. Vi vurderer også de miljømessige fordelene på denne strekningen som betydelig større enn de miljømessige ulempene ved bygging av en ny 132 kV-trestolpeledning på strekningen Sande – Høyanger.

Dagens 132(300) kV-ledning Fardal - Stølsdalen har omtrent samme dimensjon som ny 420 kV-ledning, men har kun 3 strømførende liner mot 6 stk (2x3) for ny ledning. Mastehøyde, trasébredde og spennlengder er omtrent like for ny og gammel ledning.

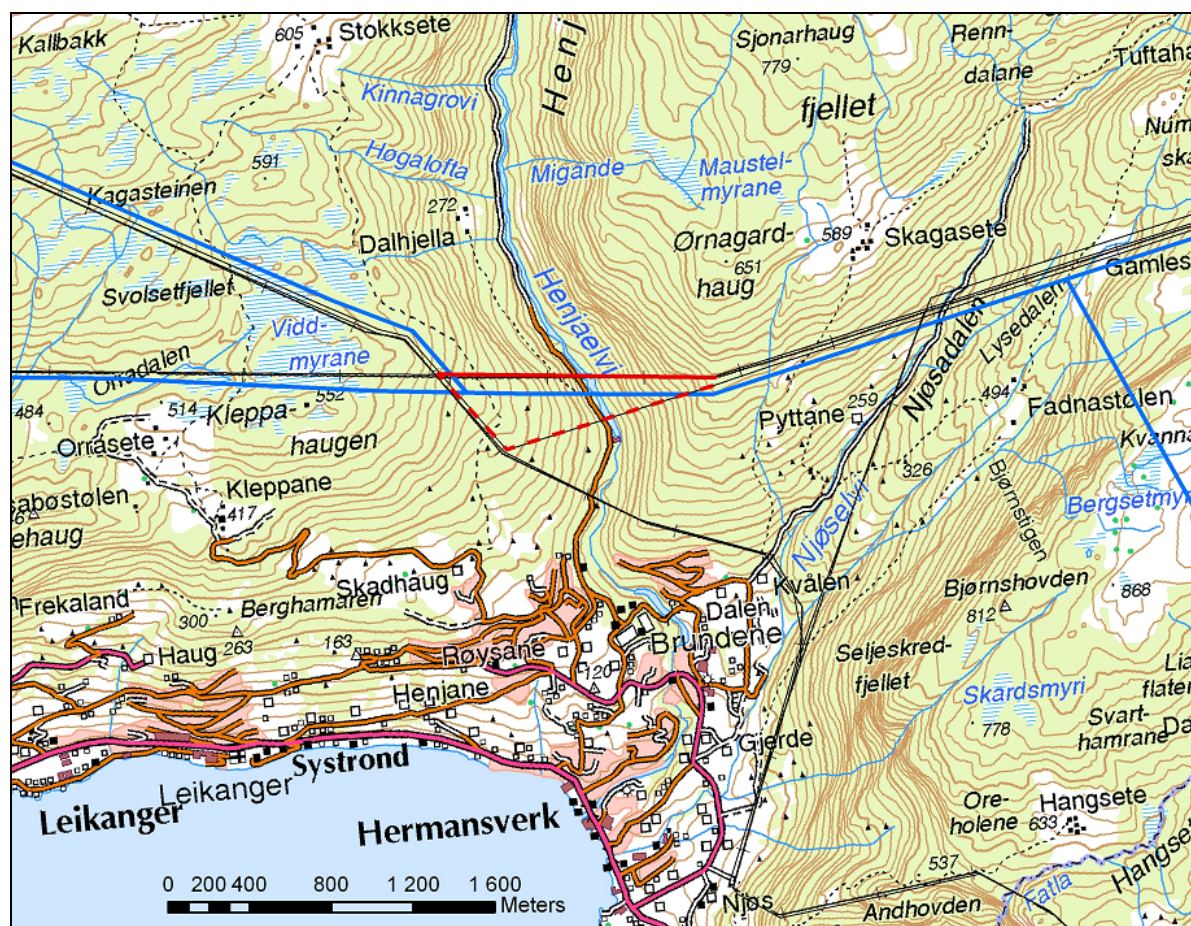
Rivingskostnadene for gammel ledning Fardal – Stølsdalen er estimert til ca 25 MNOK. Byggekostnadene for en ny 132 kV-ledning Sande – Høyanger er estimert til ca 50 MNOK.

3.5 Ombygging av 132 kV-ledning Fardal – Mel

Statnett SF søker om tillatelse til å bygge om eksisterende 132 kV-ledning Fardal – Mel ved passering av Henjadalen i Leikanger slik at denne blir gående parallelt med planlagt trasé for ny 420 kV-ledning. Se Figur 69.

BEGRUNNELSE:

132 kV-ledningen Fardal – Mel ble i sin tid tilpasset en mulig fremtidig transformatorstasjon like nord for Leikanger sentrum. Disse planene er nå endret og Sognekraft har søkt om å legge stasjonen i Grindsdalen lengre vest. 132 kV-ledningen Fardal – Mel blir liggende "i veien" for ny 420 kV-ledning ved kryssingen av Henjadalen, og må derfor bygges om slik at ny ledning og 132 kV-ledningen Fardal – Mel går parallelt over Henjadalen.



Figur 69: Kartet viser planlagt ombygging av 132 kV-ledning Fardal – Mel i Henjadalen i Leikanger. Dagens ledning Fardal – Stølsdalen som ligger lengst nord øst for dalen, skal rives. Ny planlagt 420 kV-ledningstrasé er vist med blå strek. Statnett ønsker å bygge denne sør for dagens ledninger slik at disse i størst mulig utstrekning kan være i drift under bygging av ny ledning. Det kan være en aktuell løsning å la dagens Fardal – Mel-ledning overta dagens spenn for ledning Fardal – Stølsdalen over Henjadalen.

3.6 Ombygging av 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal

Dersom omsøkt alternativ 1.23 gjennom Øvstedalen velges som løsning for ny 420 kV-ledning ut fra Fardal, søker Statnett om å få bygge om eksisterende 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal over en strekning på ca 2 km ut fra Fardal. Ledningen vil da bli bygget sammen med ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal på en dobbelkurs masterekke som vist nederst på Figur 68.

En slik ombygging er ikke nødvendig ved valg av traséalternativ 1.0 (på fremsiden av Skriki) for ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal.

BEGRUNNELSE:

Ved Uppeim i nedre del av Øvstedalen i Sogndal kommune, går det i dag 3 parallelle ledninger med bebyggelse nært inntil ledningene på begge sider. Det er ikke plass til en ny 420 kV ledning ved siden av dagens ledninger utenat bolighus må rives. Se Figur 68.

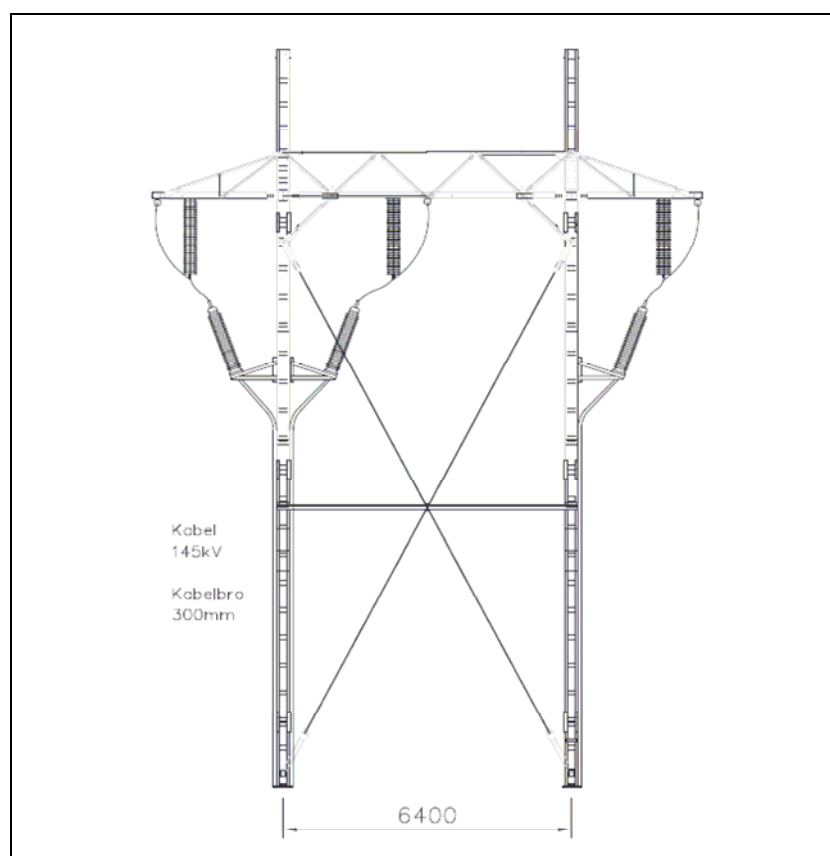
Dagens 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen, som skal rives, ligger i dette området mellom 132 kV-ledningen Fardal – Mel og 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal. Statnett vurderer det som lite ønskelig å bygge ny 420 kV-ledning (som enkelkurs) i traséen for Fardal – Stølsdalen, fordi dette krever langvarig utkopling av begge naboledningene (Fardal – Mel og Leirdøla – Fardal) samtidig som da også 132 kV-ledning Fardal – Stølsdalen er ute av drift (rives). Dette vil være svært uheldig for forsyningssikkerhet og import/eksportmuligheter for området mellom Sognefjorden (Fardal) og Nordfjord (Åskåra). I tillegg kommer at avstanden mellom Fardal – Mel og Leirdøla – Fardal er noe smalere enn ønskelig for en ny 420 kV-ledning. Ved omsøkt løsning etter alternativ 1.23 vil ny dobbelkursledning bli forskjøvet litt mot øst i forhold til dagens ledningstrasé Fardal – Stølsdalen, slik at 132 kV-ledning Fardal – Mel kan holdes i drift under mesteparten av byggeperioden.

3.7 Ombygging av 132 kV-ledning Høyanger – Moskog

Statnett søker om tillatelse til kabling av eksisterende 132 kV-ledning Høyanger - Moskog utenom området som er planlagt for nytt 420 kV-anlegg i Moskog.

Dette er nødvendig fordi ledningen går over planlagt stasjonsområde. Kabelføringen er vist på vedlagt kart i vedlegg 5. Det kan imidlertid bli noe avvik fra denne traséføringen, da kabelanlegget ikke er planlagt i detalj.

Det vil bli satt inn en endemast som vist i Figur 70 like sør utenfor planlagt stasjonsanlegg.



Figur 70: 132 kV endemast. Det vil bli satt inn en ny endemast for overgang mellom luftledning og jordkabel for 132 kV-ledningen Høyanger- Moskog inn mot Moskog stasjon.

3.8 Ørskog transformatorstasjon

Statnett SF søker konsesjon for utvidelse av Ørskog transformatorstasjon med tilhørende apparatanlegg som vist på kart datert 01.02.2007 i vedlegg 4.

Dette innebærer følgende:

- Dagens 420 kV-anlegg bygges ut til dobbeltbrytersystem (doble samleskinner)
- Stasjonen utvides med 2 bryterfelt.
- Reaktoranlegg inntil 150 MVA tilknyttet ledningen mot Moskog/Fardal.

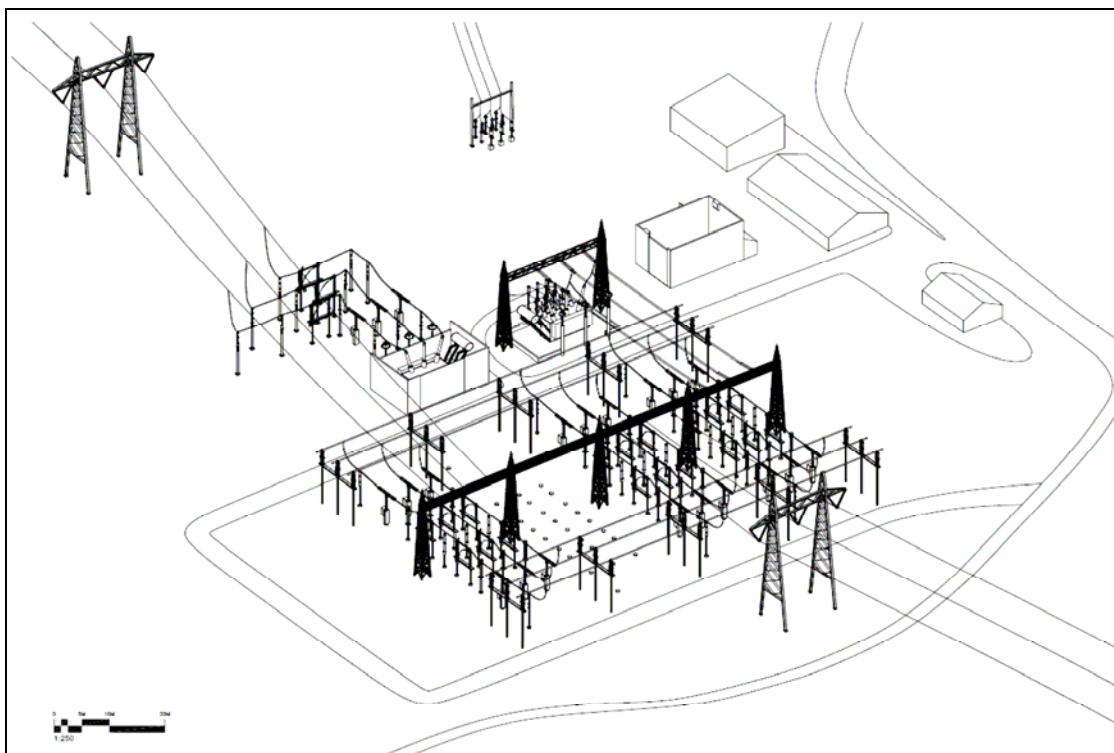
Det settes av plass til en mulig fremtidig transformator nr. 2, SVC-anlegg, to nye ledninger og to reaktorer for tilknytning til eventuelle nye ledninger. Det vil si 4 reservefelt.

Plantegninger og snitt av omsøkte løsninger samt ortofoto over området er vist i vedlegg 4.

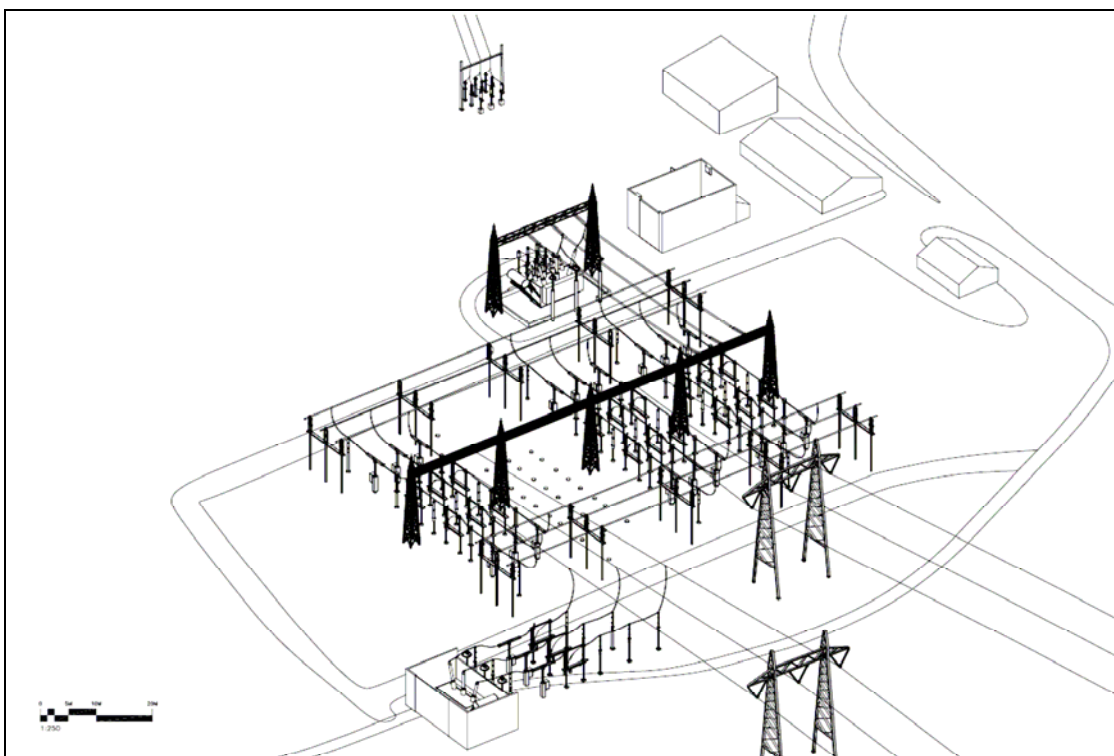
Statnett ønsker å erverve nødvendig areal til utvidelse av stasjonen til eiendom. Samlet utvidelse av arealbehov for stasjonen er estimert til ca. 23 dekar.



Figur 71: Ørskog transformatorstasjon. Bildet viser dagens stasjonsanlegg. Til venstre sees dagens 132 kV stasjon (Giskemo) og lengre bort til høyre dagens 420 kV-anlegg. Det søkes nå om utvidelse av 420 kV-anlegget mot sør (til høyre). Plantegning, bilde og snitt for stasjonen er vis i vedlegg 4.



Figur 72: Ørskog transformatorstasjon. Alternativ 1. Tre-dimensjonal tegning av dagens 420 kV-anlegg med planlagt utvidelse. Stasjonsanlegget er her sett motsatt vei i forhold til bilde i Figur 71. Det er stasjonsløsning for traséalternativ 1.0 som her er vist. Ny ledning etter traséalternativ går her ut til venstre (mot vest). Ledningen ut til høyre er dagens 420 kV-ledning til Viklandet.



Figur 73: Ørskog transformatorstasjon. Alternativ 2. Her er anlegget illustrert slik det vil bli ved valg av traséalternativ 2.0 ut fra Ørskog. Ny ledning mot Fardal vil da gå ut mot sydøst (nærmest).

3.9 Moskog transformatorstasjon

Statnett SF søker konsesjon for nytt 420 kV-anlegg i Moskog transformatorstasjon som vist på kart datert 01.02.2007 i vedlegg 5.

Dette innebærer følgende:

- 4 stk. 420 kV bryterfelt (to ledninger, ett transformatorfelt og ett felt til kondensatorbatterier.)
- En 420/132 kV 300 MVA transformator med tilhørende høyspent apparatanlegg.
- Ett kondensatorbatteri med ytelse inntil 150 MVar, tilknyttet stasjonen med eget bryterfelt.
- En reaktor med ytelse inntil 150 MVar, tilknyttet 420 kV ledningen mot Ørskog.
- Det settes av plass til 3 reservefelt på 420 kV for mulig fremtidig utvidelse. Herunder plass til ytterlige to transformatorer.
- Nytt kontrollhus inntil ca 300 m².

Det søkes på vegne av SFE Nett AS om konsesjon for utvidelse av dagens 132 kV anlegg som vist på kart datert 01.02.2007 i vedlegg 5.

Utvidelsen omfatter:

- 2 stk. 132 kV bryterfelt (ledning til Sande og transformator).
- Det settes av plass til to reservefelt
- Det settes av plass til doble samleskinner på 132 kV-anlegget

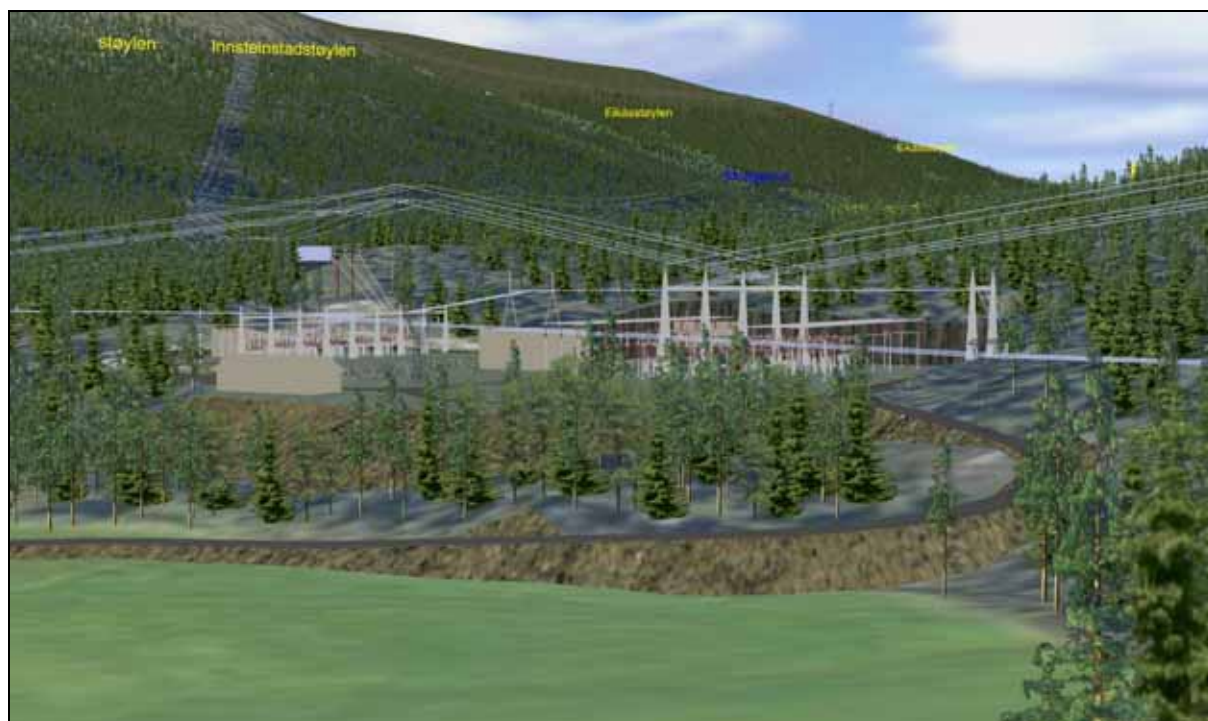
Det forutsettes av transformatorfeltet i 132 kV-anlegget mot 420/132 kV transformator skal eies av Statnett. Det forutsettes at Sunnfjord Energi AS skal eie 132 kV bryterfelt mot Sande.

Plantegninger og snitt av omsøkt løsning samt ortofoto over området er vist i vedlegg 5. Dagens vei opp til stasjonsområdet er for bratt for transport av en 420/132 kV transformator. Det er derfor foreslått bygging av en ny vei opp til anlegget. Veien er lagt litt ute på jordet sør for stasjonen, men dette kan justeres dersom grunneierne i området ønsker en litt annen løsning. Veien vil også kunne tilpasses eventuell behov som grunneierne måtte ha for eksempel for tilgang til skogen i området

Statnett ønsker å erverve nødvendig areal til stasjon og vei til eiendom. Samlet arealbehov for stasjon (men uten ny vei) er estimert til ca. 60 dekar.



Figur 74: Moskog transformatorstasjon. Virtuell modell som viser eksisterende og planlagt stasjonsanlegg, samt foreslått ny vei frem til stasjonen. Plantegning, bilde og snitt for stasjonen er vis i vedlegg 5. Til venstre i figuren er vist dagens 132 kV-anlegg med planlagt fremtidig utvidelse. Til høyre er vist nytt 420 kV-anlegg. Planlagt ny vei opp til stasjonen er vist i forkant. De nærmeste husene er bolighus. Til venstre ligger Stakaldefossen kraftverk.



Figur 75: Moskog stasjon. Virtuell modell som viser stasjonen sett fra sør. I bakgrunnen sees planlagt ledningføring for henholdsvis alternativ 2.12. og 2.0 i lia under Høgeheia.

3.10 Fardal transformatorstasjon

Statnett SF søker konsesjon for utvidelse av Fardal transformatorstasjon med tilhørende apparatanlegg som vist på kart datert 01.02.2007, journalnr.....(vedlegg 6).

Dette innebærer følgende:

- To kondensatorbatterier, hver med ytelse inntil 100 MVA, tilknyttet 300 kV-anlegget med effektbrytere. Disse plasseres nord for dagens 300 kV stasjonsanlegg.
- Nytt 420 kV friluftsanlegg med dobbeltbrytersystem sør for dagens stasjon.
- Nytt 420 kV friluftsanlegg bygges ut med 3 bryterfelt (ledning Ørskog-Fardal, transformator og SVC-anlegg).
- Ny 1000 MVA 420/300 kV autotransformator (T3)
- Det settes av plass til utvidelse av 420 kV-anlegget med ytterlige 3 bryterfelt.
- Ett SVC-anlegg ± 250 MVA tilknyttet nytt 420 kV-anlegg.
- Ett nytt 300 kV bryterfelt for transformator i dagens 300 kV-anlegg
- Transformator og støyende deler av SVC-anlegget støyisoleres.
- Nytt kontrollhus i to etasjer med grunnflate ca 200 m².

Uavhengig av ny ledning Ørskog – Fardal, vil det bli installert to kondensatorbatterier tilknyttet dagens 300 kV-anlegg. Dette er nødvendig for å avhjelpe dagens spenningsproblemer i regionen. Ett av disse vil bli installert så raskt som mulig, mens det andre installeres når ny ledning Ørskog – Fardal settes i drift.

Uavhengig av ny ledning vil eksisterende 300 kV anlegg bli bygget om til fullverdig dobbeltbrytersystem. Det frigjøres da et koblingsbryterfelt som vil bli benyttet som nytt 300 bryterfelt for transformator.

Plantegninger og snitt av omsøkt løsning samt ortofoto over området er vist i vedlegg 6.

Statnett ønsker å erverve nødvendig areal til stasjon og vei til eiendom. Samlet arealbehov for stasjon og vei er estimert til ca. 54 dekar.

Endelig avgrensning av areal rundt stasjonen, justering av eiendomsgrenser og plassering av fremtidig gjerde vil avklares i samråd med berørte parter. Ny stasjon vil også kunne hindre tilgang til skogteiger i lia ovenfor stasjonen. Hvordan slik tilgang bør sikres for fremtiden, er også blant de spørsmål som må avklares i samråd med de berørte.

På nedsiden av stasjonen vil det bli en fylling som vil bli tilplantet og tilsådd.



Figur 76: Fardal transformatorstasjon. Fotomontasje av ny stasjon. Til høyre sees dagens 300 og 132 kV-anlegg. Se også skisse av anlegget i Figur 77. Illustrasjon: Statnett.



Figur 77: Fardal transformatorstasjon. Virtuell modell som viser ny stasjon sett fra fjorden. Dagens 300 kV-anlegg som ligger til høyre for nytt anlegg, er ikke modellert.

4. ANDRE SØKNADER OG FORMELLE FORHOLD

4.1 Oppfyllelse av utredningsplikten

Statnett ber om at konsekvensutredningene som er vedlagt konsesjonssøknaden godkjennes i henhold til plan- og bygningslovens kap. VII-a (§33-6 oppfyllelse av utredningsplikten) [2].

4.2 Søknad om dispensasjon fra reguleringsplikten og gjeldende arealplaner

Statnett søker med dette Ørskog, Stordal, Stranda, Sykkylven, Ørsta, Volda, Hornindal, Eid, Gloppen, Bremanger, Flora, Naustdal, Førde, Jølster, Gaular, Høyanger, Balestrand, Leikanger og Sogndal kommuner om dispensasjon fra reguleringsplikten samt dispensasjon fra gjeldende kommunale planer for konsesjonssøkt ledning og stasjonsanlegg. Jfr. Plan- og bygningslovens §§ 23 og 7.

I henhold til plan- og bygningslovens § 23 skal det utarbeides reguleringsplan for større bygge- og anleggstiltak. Statnett vil utarbeide private forslag til reguleringsplaner i den utstrekning den enkelte kommune måtte ønske det. Kommunen kan imidlertid gi dispensasjon fra reguleringsplikten når det foreligger særlige grunner. Når et tiltak har vært gjennom en konsesjonsbehandling og konsekvensutredningsprosess etter energiloven og plan- og bygningsloven, er dette å betrakte som "særlige grunner" som gir anledning til slik dispensasjon.

Statnett søker også de berørte kommunene om dispensasjon fra gjeldende kommunale planer. Dersom det ikke utarbeides reguleringsplan for prosjektet, vil det være behov for dispensasjoner fra gjeldende kommuneplaner.

4.3 Ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse

I medhold av oreigningsloven av 23.10.1959, §2 punkt 19, søkes det om tillatelse til ekspropriasjon av nødvendig grunn og rettigheter for å bygge og drive de elektriske anleggene som omfattes av denne konsesjonssøknaden. Herunder rettigheter for all nødvendig ferdsel/transport. Samtidig ber vi om at det blir fattet vedtak om forhåndstiltredelse etter oreigningslovens § 25, slik at arbeidet med anlegget kan påbegynnes før skjønn er avholdt.

Statnett tar sikte på å oppnå frivillige avtaler med de berørte grunneiere og rettighetshavere.

En ekspropriasjonstillatelse vil bli benyttet dersom man ikke greier å oppnå minnelige avtaler med berørte grunneiere og rettighetshavere.

4.4 Andre nødvendige tillatelser

4.4.1 Byggetillatelser

Elektriske anlegg som er konsesjonsbehandlet etter energiloven, er unntatt fra byggesaksreglene om søknad, ansvar og kontroll i plan- og bygningslovens kap. XVI. (Jf. forskrifter av 22.01.97 (med endring av 13.12.99) til plan- og bygningsloven vedrørende saksbehandling og kontroll i byggesaker.) Det vil imidlertid bli søkt Jølster og Sogndal kommuner om byggetillatelse for kontrollbygg i henholdsvis Moskog og Fardal transformatorstasjon.

4.4.2 Søknad i henhold til jordlova

Statnett vil sende egen søknad om fradeling av landbruksarealer i forbindelse med erverv av eiendom i tilknytning til transformatorstasjonene i Ørskog, i Leivdal og i Fardal, jfr. Jordlova §§ 9 og 12 (Jordlova av 12.05.1995 nr. 23).

4.4.3 Undersøkelser etter lov om kulturminner

I forbindelse med foreliggende søknad er det utarbeidet tre fagrapporter som omfatter tiltakets virkninger på kulturminner og kulturmiljø [6, 7 og 8].

Behov for øvrige registreringer av stasjonsområdene i Ørskog, Moskog og Fardal samt ledningstraséer, mastepunkter og transportløyper, vil bli avklart med kulturminnemyndighetene i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal, slik at undersøkelsesplikten etter kulturminnelovens § 9 [9] oppfylles før anleggsstart.

4.4.4 Dispensasjon fra vernevedtak etter naturvernloven

Noen av de omsøkte traséalternativene kommer i berøring med områder som er vernet etter naturvernloven. Dette gjelder:

- Rømerhornet naturreservat i Sykkylven. Traséalternativ 1.6 går gjennom dette myrreservatet.
- Gjevenesstranda naturreservat i Sykkylven. Traséalternativ 1.2 krysser over nordre del av dette reservatet i et fjordspenn over Hjørundfjorden.
- Sjørdalen naturreservat i Bremanger. Traséalternativ 1.0 går gjennom dette barskogreservatet.
- Eikevolltjønmyra naturreservat ved Storebru i Flora. Alternativ 1.0 krysser over dette myrreservatet parallelt med eksisterende ledninger.

Dersom det gis konsesjon til traséer som berører naturreservat vil Statnett søke hhv Møre og Romsdal fylke og Fylkesmannen i Sogn og fjordane om dispensasjon fra verneforskriftene for berørte reservater.

4.4.5 Motorferdsel i utmark

Statnett trenger ikke særskilt tillatelse til motorferdsel i henhold til lov om motorferdsel i utmark [5] i forbindelse med bygging og drift av ledningsanlegg. Når det gjelder grunneiere som blir berørt av terrengtransport over sin eiendom, vil Statnett søke å løse dette gjennom minnelige avtaler med den enkelte. Statnetts søknad omfatter også ekspropriasjonstillatelse (Oreigningslovens § 2) og forhåndstiltredelse (Oreigningslovens § 25) for transportrettigheter i tilfelle minnelige avtaler ikke oppnås.

4.4.6 Kryssing av ledninger og veier

Statnett vil søke vedkommende eier eller myndighet om tillatelse til kryssing av eller nærføring med eksisterende ledninger, veier og annet i henhold til forskrifter for elektriske forsyningsanlegg § 11 [10].

4.4.7 Luftfartshindre

Kraftledninger kan være luftfartshindre og medføre fare for kollisjoner. Statnett må varselmerke ledning i henhold til krav som luftfartsmyndighetene til enhver tid stiller gjennom forskrifter til luftfartsloven [11]. I dette prosjektet anbefaler Statnett i stor grad å bruke best tilgjengelig og godkjente teknologi for merking av luftspenn som er best mulig for luftfarten og samtidig landskapsmessig gode. Dette er nærmere omtalt under kapittel 6.3. Kraftledninger kan også påvirke radaranlegg og navigasjonsutstyr for flyplasser. Ledningsplanen har vært forelagt Avinor AS som konkluderer slik [12]:

"Tiltaket gir ingen konsekvenser for kommunikasjonsanlegg eller navigasjonsanlegg i området. Avinor har ingen radaranlegg i dette området. Tiltaket gir heller ingen konsekvenser for instrumentflyprosedyrer som brukes i området. Dette er da vurdert ut fra de lufthavnene vi har her – Førde, Sogndal, Sandane og Ørsta-Volda."

4.4.8 Private interesser og grunneiere

Det er utarbeidet liste med berørte grunneiere/eiendommer for de konsesjonssøkte trasealternativene på bakgrunn av økonomisk kartverk og eiendomsregisteret EDR (vedlegg 2). I denne oversikten har vi søkt å få med alle grunneiere og rettighetshavere som kan bli berørt av de omsøkte ledningsalternativene. Det tas forbehold om eventuelle feil og mangler. Vi ber om at evt. feil og mangler i grunneierlistene meldes til Statnett ved grunneierkontakter eller prosjektleder (se søknadens side 1).

Statnett vil ta initiativ til å oppnå minnelige avtaler med alle berørte parter.

Søknaden vil bli annonsert og lagt ut til offentlig høring. Alle kjente grunneiere/rettighetshavere vil bli tilskrevet direkte med orientering om søknaden.

5. BEGRUNNELSE FOR TILTAKET

Kraftledningsnettene planlegges, bygges og drives slik at det skal ha tilstrekkelig overføringskapasitet til å dekke forbruket og utnytte produksjonssystemet for strøm på en god måte. Det skal tilfredsstillende krav til overføringskapasitet, kvalitet og forsyningssikkerhet.

Samfunnsøkonomiske vurderinger og Statnetts minimumskrav til forsyningssikkerhet, legges til grunn ved utbygging av nye forbindelser i nettet. Statnett har gjennomført analyser av kraftsystemet med ulike forutsetninger om endring i forbruk og produksjon i Norge.

5.1 Kraftnettet i Midt-Norge

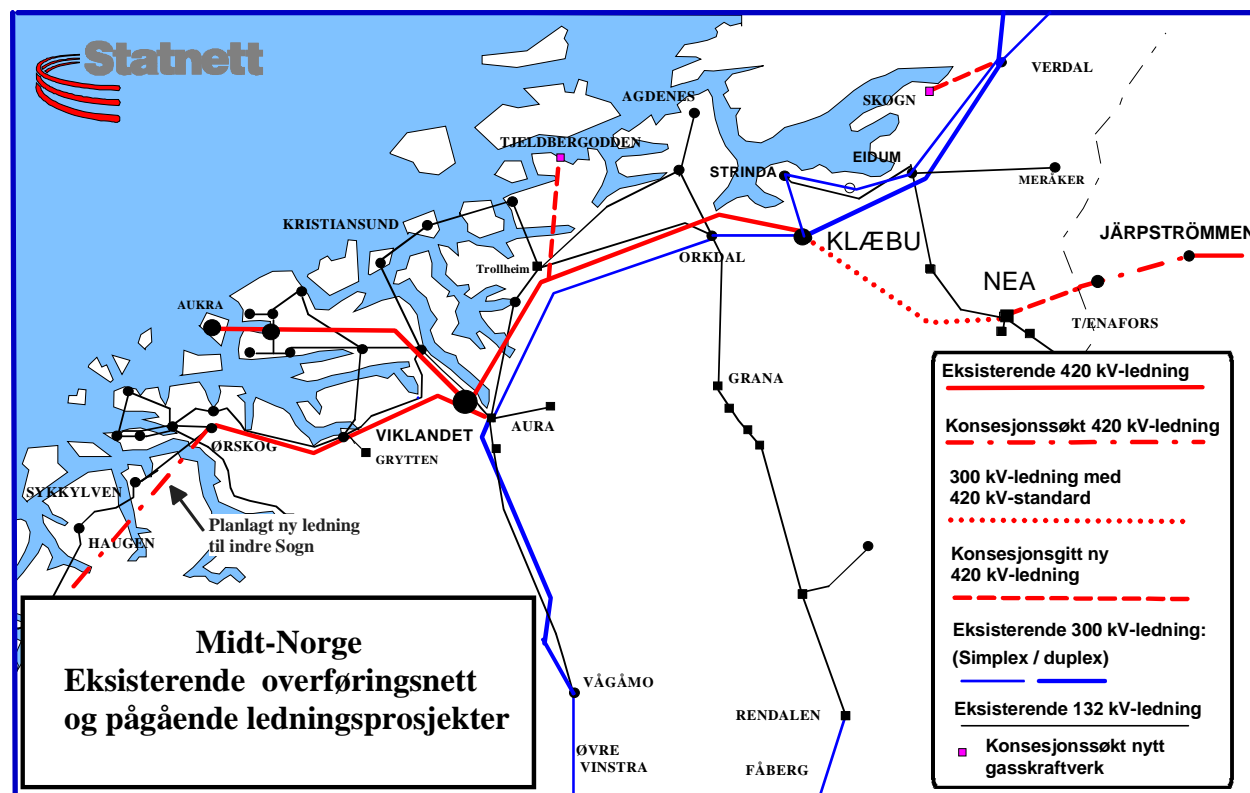
Med Midt-Norge menes i denne sammenheng i all hovedsak Møre og Romsdal og trøndelagsfylkene. Kraftforbruket i Midt-Norge har økt, og vil fortsatt øke, bl.a. som følge av nytt aluminiumsverk på Sunndalsøra, prosesseringsanlegg for gass fra Ormen Lange feltet i Nordsjøen som er under utbygging på Aukra og utvidelse på bedriften Hustad marmor i Fræna. For å betjene dette behovet, har Statnett siden 2002 foretatt betydelige investeringer i nye kraftledninger og stasjoner i det overordnede sentralnettet i Midt-Norge (se Figur 78).

- Ny 420 kV-ledning Klæbu – Sunndalsøra (Viklandet) (2004).
- Ny 420 kV-ledning Viklandet – Fræna (– Nyhamna) (2006.)
- Oppgradering av 300 kV-ledning Aura – Ørskog til 420 kV standard (2004).
- Oppgradering av 300 kV-ledning Klæbu – Nea til 420 kV standard (2004).
- Nye 132 kV-ledninger til aluminiumsverket på Sunndalsøra (2002 og 2003).
- Ny transformatorstasjon på Sunndalsøra (Viklandet) (2004).
- Ny transformatorstasjon i Fræna (2006)
- Ombygginger og utvidelser av Klæbu og Ørskog transformatorstasjoner (2004).

I tillegg er det gitt konsesjon til bygging og drift av følgende anlegg:

- 420 kV-ledning Verdal – Fiborgtangen (kraftvarmeverk Skogn).
- 420 kV-ledning Tjeldbergodden – Trollheim (gasskraftverk på Tjeldbergodden)(påklaget).
- 420 kV-ledning Nea – riksgrensen (Järpstrømmen) (antatt byggestart i 2007/2008).
- Utvidelse av Nea transformatorstasjon (antatt byggestart i 2007/2008).

Det overordnede sentralnettet i Midt-Norge har inntil desember 2004 bestått av ledninger med 300 kV-spenning. I forbindelse med ferdigstillingen av en ny ledning mellom Klæbu og Sunndalsøra og ny transformatorstasjon (Viklandet) på Sunndalsøra ble 420 kV innført som høyeste spenningsnivå. Ved å øke spenningen på eksisterende 300 kV-ledninger økes overføringskapasiteten betydelig samtidig som behovet for nybygging av ledninger blir mindre enn det ellers ville vært. Men det er kun sterke 300 kV-forbindelser med duplex linetverrsnitt (to liner pr. fase) (se kart i Figur 78) som kan bygges om til 420 kV-standard med relativt enkle midler og med korte utkøplingstider.

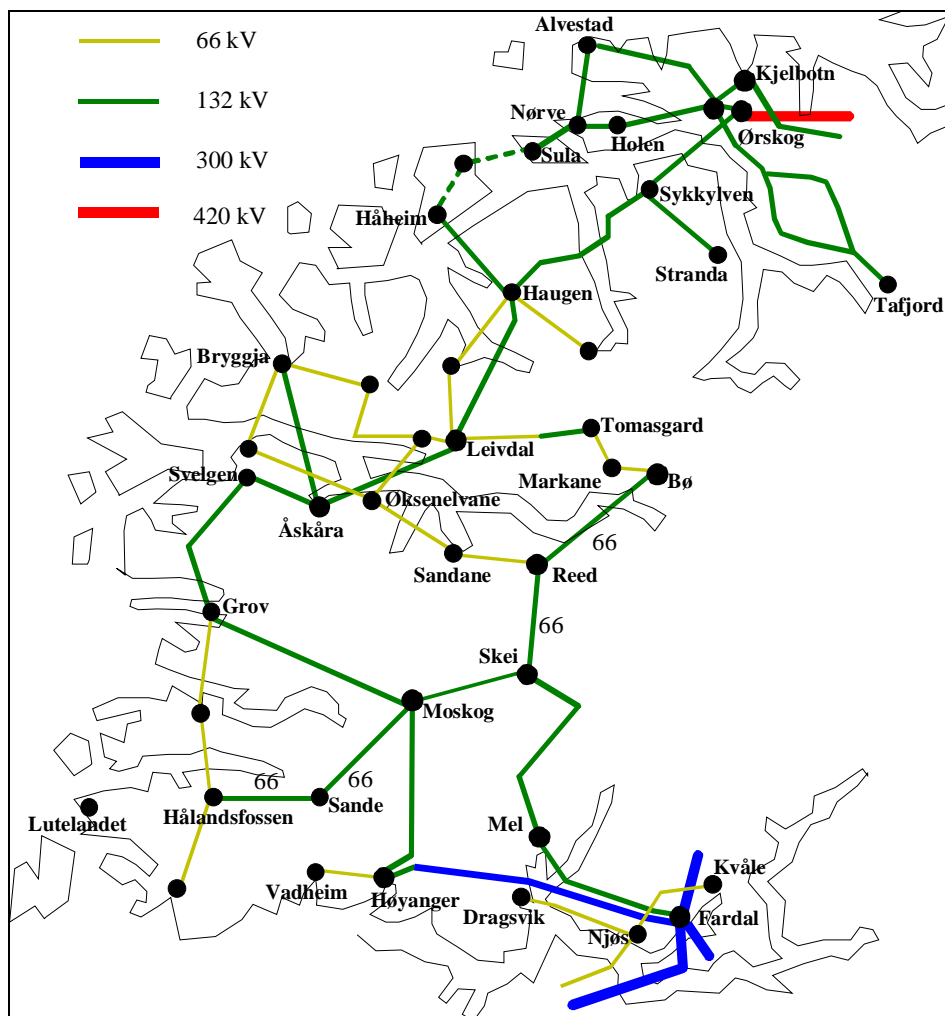


Figur 78: Kraftnettet i Midt-Norge.

Dagens sentralnett internt i Midt-Norge er, etter nylig utførte utbygginger, relativt bra tilpasset det forbruket og den produksjonen det skal betjene. Utfordringen er at ledningsnettet inn til Midt-Norge må styrkes ytterligere for å kunne overføre nok energi slik at forbruket i Midt-Norge også i fremtiden kan betjenes med en akseptabel forsyningssikkerhet. Kraftsituasjonen i Midt-Norge i dag og i fremtiden er nærmere beskrevet i kapittel 5.3.1.

5.2 Kraftnettet nord for Sognefjorden

Det overordnede sentralnettet i Sogn og Fjordane nord for Sognefjorden, består i dag av 132 kV-ledninger med begrenset kapasitet. Mellom Fardal og Moskog transformatorstasjoner er det i dag to 132 kV ledninger i parallell drift, mens det på strekningen Moskog – Leivdal – Ørskog kun er én 132 kV ledning. I Ørskog transformatorstasjon er det i dag 420 kV spenning. Fra Fardal transformatorstasjon er det i dag en 300 kV ledning mot Aurland, hvor nettet videre sørover driftes på 420 kV spenning. Videre er det fra Fardal 300 kV-forbindelser mot Bergensområdet (BKK-området) og mot kraftverkene Leirdøla, Jostedal og Fortun.



Figur 79: Kraftnettet mellom Sognefjorden og Sunnmøre.

Med kun en enkel 132 kV gjennomgående forbindelse mellom Ørskog og Fardal i dag, er nettet så svakt at det må deles av sikkerhetsmessige årsaker (nettet i området deles i dag ved Åskåra kraftverk i Bremanger). Nettet har ikke kapasitet til å kunne ta imot vesentlige mengder ny produksjon og frakte det frem til forbrukerne. Ved tørrår, eller når kraftverkene i regionen er i ferd med å kjøre tom for vann, kan det også være vanskelig å få tilstrekkelige mengder kraft inn til området.

Dagens nett på strekningen Ørskog-Fardal kan derfor karakteriseres som en "Missing Link". Siden dagens nett er delt i Åskåra, er overføringskapasiteten gjennom området i dag 0 MW. Statnetts beregninger viser at behovet for overføring sett i forhold til Midt-Norge i 2012 vil være inntil 1200 MW under normal drift, og inntil 1600 MW kortvarig ved feil i andre deler av nettet.

Dagens 132 kV-ledning gjennom området kan maksimalt overføre ca 150 MW.

5.3 Behovet for ny ledning

I dette kapittelet gjennomgås kraftsituasjonen i Midt-Norge i dag og i fremtiden. Det redegjøres for antatt utvikling av forbruk og produksjon frem mot 2012, og hvilke konsekvenser dette får for importbehovet til Midt-Norge. Importbegrensningene i dagens

ledningsnett beskrives, og hvilke tiltak Statnett har vedtatt gjennomført frem til 2010 for å bedre importkapasiteten til og forsyningssikkerheten i Midt-Norge. Behovet for en ny kraftledning begrunnes. Til slutt redegjøres det kort for hvilke konsekvenser bygging av et gasskraftverk eller annen produksjon i Midt-Norge vil ha på behovet for en ny ledning.

5.3.1 Kraftsituasjonen i Midt-Norge

Kraftsituasjonen i dag

Midt-Norge har et langt høyere forbruk av elektrisitet enn det som produseres i regionen. Forbruket i Midt-Norge har de senere årene vist betydelig vekst, med ca. 3,7 TWh i perioden 2003-2005. Dette er en forbruksøkning på ca. 20 %, som i stor grad skyldes økning i Hydros aluminiumsproduksjon på Sunndalsøra. Forbruket i kraftintensiv industri og treforedling står for nærmere 50% av totalforbruket i området. Kraftproduksjonen har økt med ca 0,5 TWh de to siste årene, slik at underskuddet i området har økt.

I et år med normal nedbør vil regionen måtte dekke om lag en tredjedel av det samlede forbruket ved import fra andre deler av Norge og fra Sverige (se Tabell 1).

Status for kraftsituasjonen, 2005-tall GWh

	Normalår	Tørrår	Faktisk 2005
Vannkraft	12 660	9 405	15 255
Vindkraft	627	520	390
Varmekraft	309	380	309
Sum produksjon	13 596	10 305	15 954
Alminnelig forsyning	10 579	10 720	10 220
Kraftintensiv industri	9 904	9 904	9 744
Elkjeler	500	500	543
Sum forbruk	20 983	21 124	20 507
Netto import	7 387	10 819	4 553

Tabell 1: Kraftsituasjonen i Midt-Norge. Tabellen viser kraftproduksjon, kraftforbruk og import til Midt-Norge i år med normal nedbør, i et tørrår, samt de faktiske tall for 2005 som var et vått år med høy vannkraftproduksjon. Alminnelig forsyning i et tørrår er noe høyere enn i et normalår, noe som skyldes at det også vil være kaldere. Forbruket av elektrisk kraft i Norge i 2005 var ca 126 000 GWh (126 TWh). Et "Normalår" er median for 30-års perioden 1970-1999. Dvs. det året i denne perioden som ligger midt på treet når det gjelder vanntilsig til kraftverksmagasinene.

I stadium år 2005 (dvs. med den industri, befolkning, kraftverk og ledninger som var da) ville kraftunderskuddet i Midt Norge være ca 7,4 TWh i et år med normal nedbør og ca 10,8 TWh i et tørrår. Den faktiske importen var i 2005 ca 4,5 TWh. I 2006 var importen ca 7,5 TWh, som er den høyeste som noen gang er registrert til området. Uten tiltak vil det allerede med dagens kraftbalanse i et svært tørt år i Midt-Norge kunne bli en utfordrende forsyningssituasjon.

Importkapasiteten inn til Midt-Norge vil variere mellom 1100 og 1500 MW. Hvor mye kraft som til enhver tid kan importeres til området vil variere med produksjonsfordelingen i Midt-Norge og i omkringliggende områder. Paradokset er at jo høyere importbehovet er, jo lavere blir importkapasiteten. Årsaken til dette er at det ved stor import er fare for spenningskollaps og sammenbrudd i strømforsyningen dersom det oppstår en feil i nettet. Derfor må det

settes importgrenser som tar hensyn til dette. Maksimal årlig importkapasitet til Midt-Norge anslås til å ligge mellom 8 og 10 TWh i dag. Da må kapasiteten på overføringsnettet utnyttes fullt ut i 70 til 90 prosent av tiden, noe som erfaringsmessig er svært høyt og som innebærer svært høy import gjennom hele året. Det er ikke realistisk å forvente full eller høy utnyttelse av importkapasiteten for alle timer gjennom hele året¹. Det mulige importvolumet gjennom et år vil påvirkes av forhold knyttet til selve overføringskapasiteten, samt produksjon, forbruk og andre markedsmessige forhold. Det er således betydelig usikkerhet knyttet til anslagene for import.

Kraftsituasjonen de nærmeste årene

Det planlegges også store forbruksøkninger i Midt-Norge fremover, først og fremst relatert til Ormen Lange-anleggene som settes i drift høsten 2007, men også knyttet til øvrige industrianlegg i området. I tillegg forventes alminnelig forsyning å ha en vekst på 1 % p.a. Det er usikkerhet knyttet til forbruksøkningene fremover og det legges derfor til grunn et utfallsrom i forbruksprognosen for å illustrere dette. Forbruket i Midt-Norge vil ha en vekst på mellom 1,5 og 2,6 TWh (7-12 %) fra 2005 til 2008. Sett over 5-års perioden 2003-2008 innebærer dette en forbruksøkning på 5,5 – 6,3 TWh eller 32-36%. Tilsvarende økning for produksjon er 0,4 og 0,9 TWh. En slik utvikling innebærer en svekkelse av kraftbalansen for Midt-Norge i normalår med 1,1-2,2 TWh/år i perioden 2005-2008, med utgangspunkt i normalårsforbruk i 2005.

For 2008 gir dette et kraftunderskudd i området, og et tilsvarende importbehov, på mellom 8,2 og 9,3 TWh ved normale nedbørsforhold. I et tørrår vil det være behov for en nettoimport på 11,8 – 12,8 TWh. Importbehovet forventes å øke noe videre fremover mot 2010 og 2012. Dette er illustrert i Tabell 2. Som nevnt foran vil et slikt importbehov i perioder kunne bli langt høyere enn importkapasiteten, særlig i tørre år. Det må derfor gjøres betydelig tiltak i kraftsystemet for å kunne håndtere denne situasjonen.

Kraftbalansen i Midt-Norge 2008 - 2012, TWh/år

	2008		2010		2012	
	Normalår	Tørrår	Normalår	Tørrår	Normalår	Tørrår
Vannkraft	12,9	9,6	12,9	9,6	12,9	9,6
Vindkraft	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7
Varmekraft	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
Sum produksjon	14,0	10,6	14,1	10,6	14,1	10,6
Alminnelig forsyning	10,9	11,1	11,2	11,3	11,4	11,5
Kraftintensiv industri	10,8- 11,9	10,8 -11,9	10,9- 12,0	10,9 -12,0	10,9 - 12,0	10,9 - 12,0
Elkjeler	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Sum forbruk (og tap)	22,2 - 23,3	22,4 - 23,4	22,5 - 23,6	22,7 - 23,7	22,8 - 23,8	22,9 - 24
Netto importbehov	8,2 - 9,3	11,8 -12,8	8,4 - 9,5	12,1-13,1	8,7 - 9,7	12,3 - 13,4

Tabell 2: Kraftbalansen i Midt-Norge i årene fremover. Tabellen viser forventet kraftproduksjon, forbruk og importbehov til Midt-Norge for årene 2008, 2010 og 2012 basert på prognoser for utvikling av forbruk og produksjon. Av ny produksjonskapasitet i området, er det tatt hensyn til prosjekter som har fått konsesjon, er vedtatt utbygd og er under utbygging. Det er ikke forutsatt noe gasskraftverk i Midt-Norge i denne perioden. Forbruket inkluderer tap i nettet.

¹ Dersom den gjennomsnittlige samlede importkapasitet i nettet inn til Midt-Norge er på 1400MW, vil 100 % utnyttelse av denne gi en årlig importert energimengde på vel 12,2 TWh (1400MW x 8760 timer[h] = 12264000 MWh = 12264 GWh = 12,264 TWh).

Det økte kraftunderskuddet i området vil i perioder kunne medføre behov for å begrense kraftoverføringene inn til området for å unngå spenningskollaps, med de alvorlige konsekvenser det medfører. Uten tiltak ville det derfor ha vært nødvendig å operere med noe lavere overføringskapasiteter enn det som så langt har vært gjeldende. Statnett anslår at maksimal import de nærmeste årene før ny 420 kV Nea - Järpströmmen settes i drift vil være i området 8-10 TWh.

For å kunne håndtere situasjonen på en best mulig måte med hensyn til å legge til rette for høy import til området, vurderes det som nødvendig å opprettholde et eget markedsområde for Midt-Norge.

5.3.2 Valg av forsterkningstiltak

Tiltak som er besluttet

Som nevnt i kapittel 5.1 er noen tiltak allerede gjennomført. Dette gjelder bl.a. nybygging og oppgradering av ledningsnettet fra Møre via Klæbu og til Nea kraftstasjon ved svenskegrensen. Full nytte av dette får vi imidlertid ikke før vi også har fått på plass den nye 420 kV-ledningen fra Nea til Järpströmmen i Sverige. Statnett har rettskraftig konsesjon for bygging av ledningen på norsk side, mens den er under konsesjonsbehandling på svensk side. Forbindelsen er ventet å stå ferdig høsten 2009.

Statnett har også vedtatt å installere en rekke kompenseringer på ulike stasjoner i Midt-Norge. Noen av disse (kondensatorbatterier) vil stå ferdige høsten 2007 og resten (SVC-anlegg) høsten 2008. Hensikten med dette er å gi spenningsstøtte til nettet, slik at importkapasiteten kan økes noe uten fare for spenningskollaps med påfølgende mørklegging av store områder i Midt-Norge.

Statnett regner med at disse tiltakene som er nevnt over, vil bidra til at importkapasiteten inn til Midt-Norge fra høsten 2009 vil øke til mellom 1300 og 1700 MW (inklusive systemvern). Maksimal årlig kraftimport vil da kunne øke fra 8-10 TWh i dag til anslagsvis maksimalt 12 TWh i 2010.

Selv etter at disse tiltakene er gjennomført forventes det at Midt-Norge, og i særdeleshet Møre og Romsdal, fortsatt i perioder vil kunne få en anstrengt kraftsituasjon med behov for redusert forbruk og høyere kraftpriser enn resten av landet. Forsyningssituasjonen vil dermed fortsatt ikke være tilfredsstillende (se oversikt over behovet i Tabell 2).

I tillegg til de over nevnte permanente netttiltakene, arbeider Statnett også med andre midlertidige tiltak som skal bidra til å sikre forsyningssikkerheten i Midt-Norge. Dette er tiltak som kan benyttes for å avhjelpe svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS-tiltak). Det er inngått avtaler om energiopsjoner med industriforbruk og Statnett har besluttet å anskaffe 300 MW reservekraft, som lokaliseres i Midt-Norge fra 2008 og inntil forsyningssituasjonen er normalisert.

Ny kraftledning inn til Midt-Norge

Før det ble besluttet å sende melding for ny ledning Ørskog – Fardal (mars 2006) [3], gjennomførte Statnett analyser av en rekke ulike scenarier for utvikling av produksjon og forbruk og hvordan ulike alternativer for en ny ledning inn til Midt-Norge ville virke inn på kraftsystemet. Scenariene som ble analysert var et basis-scenarie med moderat ny kraftutbygging, et gasskraft-scenarie med gasskraftverk i Midt-Norge og et scenarie med mye vindkraft. Netternativene som ble analysert var nordover mot Nordland (indre og ytre trasé), mot Østlandet og mot Indre Sogn. En nærmere beskrivelse av dette er gitt i kapittel

2.4 i meldingen for prosjektet [3]. Våre analyser viste at en forsterkning mot Indre Sogn blir den systemmessig beste løsningen som gir klart størst nytteverdi for kraftsystemet. En slik løsning knytter Midt-Norge mot eksisterende kraftoverskudd i Indre Sogn.

En ny ledning mellom Ørskog og Fardal har også betydelig positive bi-effekter utover virkningen på forsyningssikkerheten og kraftbalansen i Midt-Norge. Dette gjelder spesielt følgende forhold:

- Betydelig styrking av nettet i Sogn og Fjordane mellom Sognefjorden og Sunnmøre. Dette åpner for større muligheter for ny småkraft og vindkraft, som i dag er begrenset av svak ledningskapasitet. Dette forutsetter imidlertid etablering av transformering underveis på den nye ledningen.
- Bedre forsyningssikkerhet i Sogn og Fjordane.
- Bedre forsyningssikkerhet lokalt på Sunnmøre da man her får tosidig 420 kV forsyning til Ørskog transformatorstasjon.

En ledning mellom Ørskog og Fardal vil også være meget robust i forhold til endringer i forutsetningene, spesielt med henblikk på ny produksjon i eller også nord for Midt-Norge. Ørskog - Fardal vil kunne fungere godt ved et eventuelt fremtidig behov for eksport fra Midt-Norge og Nord-Norge mot Bergensområdet og mot Østlandet. Det er da imidlertid en forutsetning at nettet også forsterkes sørover fra Fardal mot for eksempel Aurland. Disse forholdene er nærmere omtalt i et eget systemnotat [15].

Endret importkapasitet og simulert import ved planlagte tiltak

Når en ny ledning mellom Ørskog og Fardal settes i drift, vil importkapasiteten inn til Midt – Norge øke betydelig, og er antatt å komme opp i 2000 – 2400 MW (effekt/snittgrense) og en maksimal årlig importert energimengde på ca 14-16 TWh. Utviklingen i importkapasiteten fra 2005 til 2012 er vist i Tabell 3. Det må påpekes at det er stor usikkerhet forbundet med disse maksimale anslagene, da det ikke finnes erfaringer for en import til området på det nivået vi her snakker om.

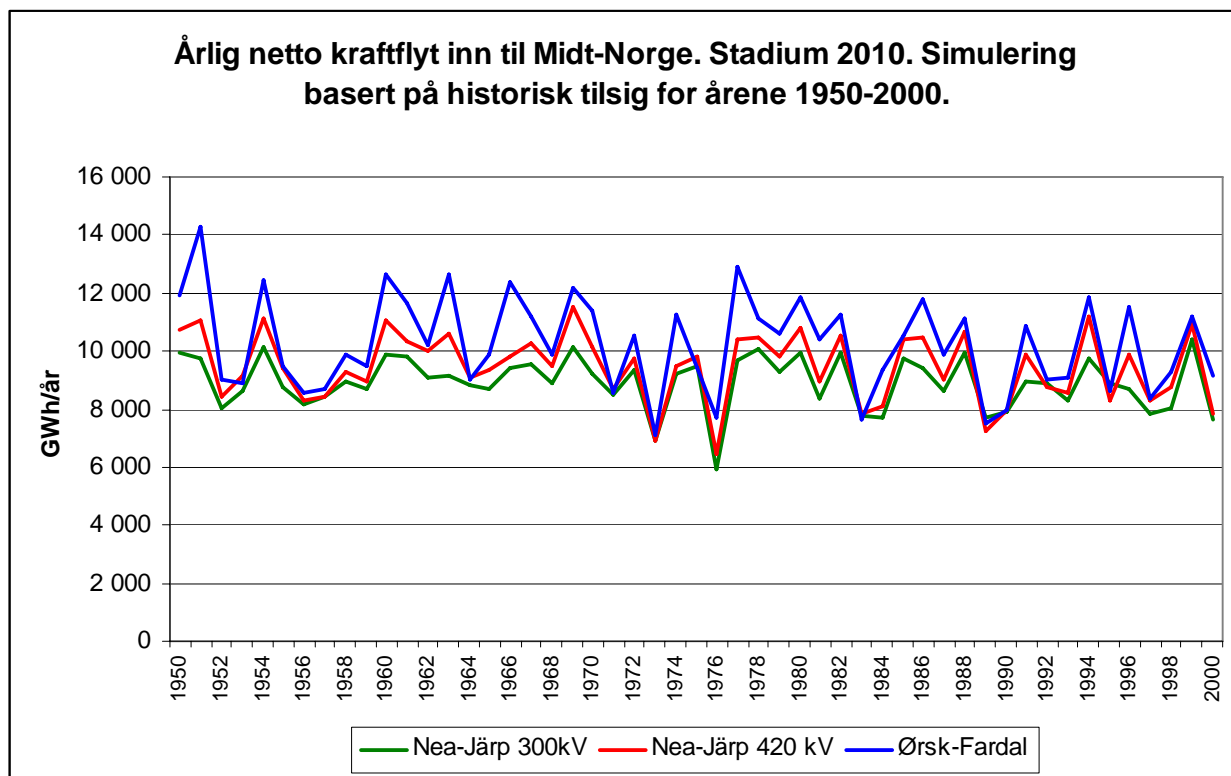
	2005	2010	2012
Maksimal nettkapasitet (effekt) (ca)	1100 – 1500 MW	1300 – 1700 MW	2000 – 2400 MW
Maksimal årlig import (energi) (ca)	8 – 10 TWh	10 – 12 TWh	14 – 16 TWh

Tabell 3: Importkapasitet inn til Midt-Norge. Tabellen viser hvordan ledningsnettets kapasitet (MW) og maksimal årlig import av energi (TWh) endres fra 2005 til 2012. I 2010 er ny ledning Nea – Järpstrømmen på plass sammen med en rekke tiltak for spenningsstøtte. I 2012 er ny ledning Ørskog – Fardal forutsatt på drift. Se Tabell 2 for faktisk importbehov for perioden 2008 til 2012. Etter gjennomføring av planlagte tiltak vil importkapasiteten og forsyningssikkerheten være god i Midt-Norge. Det er viktig å være oppmerksom på at ledningsnettets kapasitet (snittgrense) vil variere over året, og at denne fastsettes uke for uke av Statnett ut i fra den gitte situasjon.

Simuleringer (Samlast) med gitte forutsetninger viser at Ørskog-Fardal vil øke gjennomsnittlig årlig import til Midt-Norge med ca 0,8 TWh. I enkelte tørre og dermed mer anstrengte år kan den økte importen utgjøre 2,8 TWh, og maksimal import inn til området er simulert til 14,3 TWh. Dette betyr en tilsvarende økning av forbruket i området. Simuleringene viser at prisnivået i Midt-Norge etter Ørskog-Fardal ikke avviker særlig fra

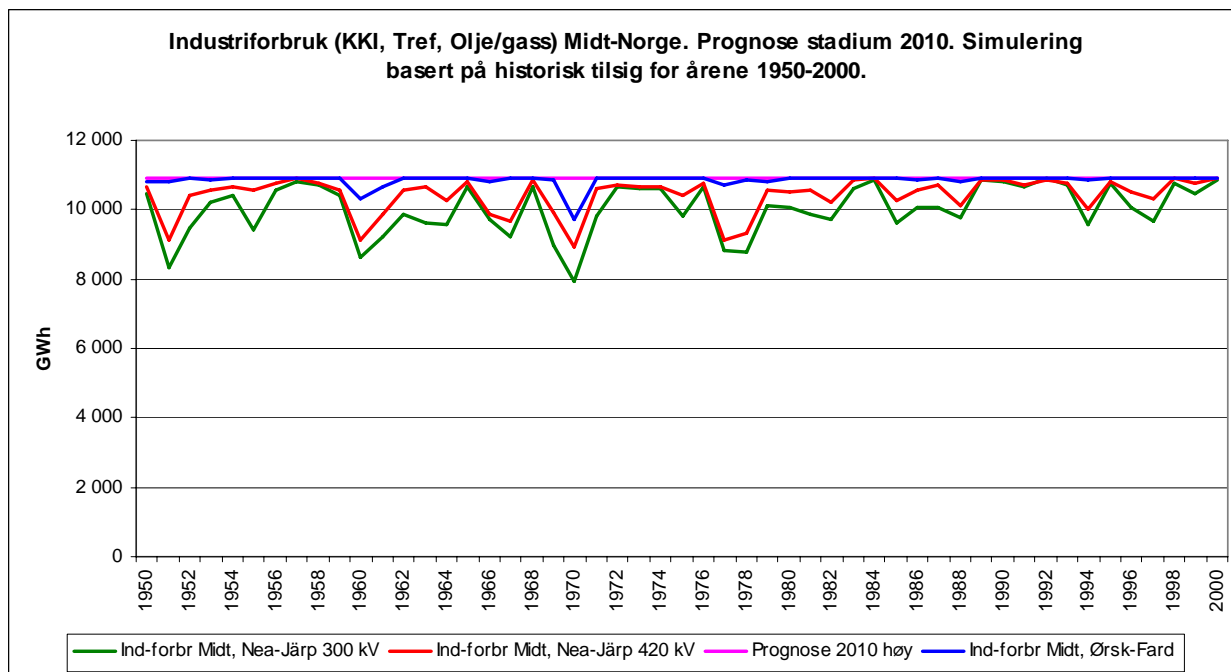
resten av landet. I Figur 80 er vist simulert årlig import til Midt-Norge for ulike tilsigsår og med de ulike vedtatte og planlagte nettførsterkninger på plass.

Med en ny 420 kV-ledning Ørskog-Fardal, i tillegg til nevnte allerede besluttede tiltak, vil forsyningssituasjonen i Midt-Norge normaliseres.



Figur 80: Årlig netto import til Midt-Norge med ulike forsterkningstiltak. Med bakgrunn i vanntilsig for de viste 51 årene og et beregnet forbruk i 2010, er den årlige importen til Midt-Norge beregnet. Med grønn strek er vist simulert årlig import med dagens nett etter at vedtatte kompenseringer er installert i 2008. Med rød strek vises simulert årlig import med ny 420 kV-ledning Nea – Järpstrømmen som er planlagt satt i drift i løpet av 2009. Med blå strek er vist simulert årlig import når også ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal på plass.

Simuleringene viser imidlertid at det også etter dette tiltaket, i enkelte få år, vil kunne oppstå en vanskelig forsyningssituasjon. Dette vil være knyttet til år med betydelig tilsigssvikt i hele landet, og vil dermed innebære en utfordrende forsyningssituasjon for hele landet og ikke bare Midt-Norge. Dette fremgår også av Figur 81.



Figur 81: Industriforbruk i Midt-Norge. Ved økninger i kraftpris er det normalt industrien som i første rekke vil redusere sitt forbruk. Figuren viser simulert industriforbruk i Midt-Norge for 51 ulike tilsigsår. Kraftbehovet for industrien i Midt-Norge er estimert til ca 11000 GWh i 2010, eksklusive tap. Statnetts simuleringer viser at uten tiltak for å øke importkapasiteten til Midt-Norge, vil industriforbruket som følge av periodevis høye kraftpriser, bli betydelig lavere enn behovet. Figuren viser hvordan de ulike vedtatte og planlagt tiltakene i nettet vil bidra til å dekke opp industriens behov. Figuren viser at når Ørskog-Fardal (blå strek) er på plass, vil importkapasiteten være så god at industrien får dekket sitt behov. Unntaket er enkelte svært tørre år, der forsyningssituasjonen vil være vanskelig i hele landet og dermed også prisnivået så høyt at industrien reduserer en del av sitt forbruk. Med grønn strek er vist simulert industriforbruk med dagens nett, men med vedtatte kompenseringer på plass. Med rød strek er vist simulert industriforbruk med 420 kV-ledning Nea-Järpstrømmen på plass.

5.3.3 Investeringskostnader

Tiltakets investeringskostnader fremgår av tabell 4. Ledningskostnadene vil kunne variere med valg av traséalternativ. I tabellen er det tatt med lengste traséalternativ. Korteste alternativ kan bli ca 140 MNOK rimeligere. I prosjektet er det forutsatt at dagens 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen (Høyanger) rives og at forsyningssikkerheten til Høyanger sikres med en ny 132 kV -ledning Sande – Høyanger.

Tiltak	Kostnad i MNOK
Ny 420 kV-ledning (lengste trasé)	1160
Ørskog transformatorstasjon	80
Moskog transformatorstasjon	170
Fardal transformatorstasjon	345
Riving Fardal - Stølsdalen	25
Ny 132 kV-ledning Sande - Høyanger	50
Miljøtiltak/avbøtende tiltak	100
SUM INVESTERING (2006)	1930

Tabell 4: Investeringskostnader for 420 kV-ledning Ørskog – Fardal. Tabellen viser kostnadene ved det lengste av de omsøkte traséalternativene. Det rimeligste ledningsalternativet er betydelig kortere og har investeringskostnader som ligger ca 140 MNOK lavere enn det som er angitt i denne tabellen. I kostnadene er det også lagt inn inntil 100 MNOK i miljøtiltak og avbøtende tiltak for eksempel i form av fargesetting av deler av ledninger. Grunnerstatninger, kostnader til vern av telenettet og byggelånsrenter er ikke medregnet.

5.3.4 Lønnsomhet for kraftsystemet

Som nevnt ble det i forbindelse med utarbeidelse av meldingen for Ørskog – Fardal, gjennomført samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyser for å sammenligne ulike nettførsterkningsalternativer for å sikre kraftforsyningen til Midt-Norge. En ny ledning Ørskog – Indre Sogn kom best ut av denne vurderingen. Forsterkningsalternativet Ørskog-Fardal fremkom som samfunnsøkonomisk beste løsning som følge av at dette tiltaket kan idriftsettes tidligere enn øvrige vurderte tiltak (1-2 år), det har lavest investeringskostnader og gir størst økning av overføringskapasiteten inn til Midt-Norge. Ørskog-Fardal var også det mest robuste alternativet i forhold til ulike fremtidsscenarioer (markedsutvikling). Dette er nærmere omtalt i [15].

Det er nå i ettertid gjennomført oppdaterte samfunnsøkonomiske analyser av Ørskog - Fardal, hvor vi har lagt til grunn resultater fra nye og mer detaljerte kapasitetsanalyser for de øvrige tiltakene som vil bli gjennomført i Midt-Norge frem til 2010 og dermed før Ørskog-Fardal. Herunder utbygging av et betydelig omfang av reaktive kompenseringer (ca 500 MNOK) for å gi spenningsstøtte til kraftsystemet, samt ny 420 kV Nea - Järpstrømmen. Analysene av overføringskapasitetene viser at de nevnte tiltakene som skal idriftsettes før 2010 vil øke overføringskapasiteten inn til Midt-Norge noe mer enn tidligere antatt. Dette medfører at 0-alternativet (sammenligningsgrunnlaget) i analysene av Ørskog-Fardal bedres og at netto nytte av Ørskog-Fardal reduseres i forhold til det som lå til grunn på meldingsstadiet. Ørskog-Fardal er imidlertid fortsatt samfunnsøkonomisk lønnsom for kraftsystemet, og beste nettførsterkningsalternativ for å sikre forsyningen til Midt-Norge.

I lønnsomhetsanalysene er det forutsatt investeringskostnader for lengste traséalternativ med transformering i Moskog (jf kapittel 5.3.3), og lagt til grunn nytteverdier fra samlastsimuleringer for stadium 2010. Samlastmodellen simulerer bl.a. produksjon, transport og flaskehals i nettet på bakgrunn av statistiske data om vanntilslutt og gitte overføringsgrenser på ledningsnettet. Herav fremkommer bl.a. estimater for forbruk, kraftpriser, overføringstap osv. Ved å analysere uten (0-alternativet) og med en ny ledning fremkommer ledningens nytteverdi for kraftsystemet. I 0-alternativet forutsettes at besluttede investeringer i kompenseringer er satt i drift, Nea - Järpstrømmen er i drift med 420 kV og ny Sima-

Samnanger er i drift. 0-alternativet gir med dette en importbegrensning inn til Midt-Norge tilsvarende 1600 MW (uten systemvern). Med unntak av litt økt vind-/småkraftproduksjon er det i analysene ikke forutsatt særlig ny produksjon verken i Midt-Norge eller i Sogn i forhold til i dag. Nytteverdier relatert til dette er dermed så langt ikke med. Det er som en sensitivitet også gjennomført analyser med et gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Analysene viser at med de gitte forutsetningene vil tiltaket medføre økte årlige nytteverdier med ca 150 millioner kroner. Den økte nytten ligger i en bedret forsyning av området som følge av reduserte flaskehalsener inn til området. Dette gir økt import, lavere priser og høyere forbruk i området. Tapskostnadene reduseres også som følge av lavere priser og noe redusert tapsvolum. Tiltaket forventes å påvirke transittkostnadene (gjennom naboland), men dette har ikke vært mulig å beregne på grunn av uklarhet omkring ny metodikk og modell for transittoppgjøret.

Med de gitte forutsetningene er lønnsomheten av Ørskog-Fardal beregnet til ca. 250 mill.kr (nåverdi pr 2006). Nytteverdiene for stadium 2010 er da lagt til grunn for hele analyseperioden på 25 år, noe som er en sterk forenkling da det i løpet av 25-års perioden vil måtte påregnes store forandringer i kraftsystemet både hva angår produksjon, forbruk og overføringsnett. Tiltakets samfunnsøkonomiske nytteverdier og lønnsomhet vises i tabell 5.

Nytte Ørskog - Fardal i MNOK	Kostnad (-)/Nytte (+)	Nåverdi 2006
SUM investeringer	-1930	-1370
Driftskostnader	-10	-107
Reduserte tap i nettet	52	552
Reduserte flaskehalskostnader	111	1175
SUM nytte	153	1620
NETTO NYTTE		250

Tabell 5: Lønnsomhet for kraftsystemet. Tabellen viser at netto nytte (nåverdi 2006) av ny ledning Ørskog – Fardal er beregnet til ca 250 MNOK, når vi forutsetter lengste traséalternativ og en ny transformatorstasjon i Moskog. Kalkulasjonsrenten er 5 %.

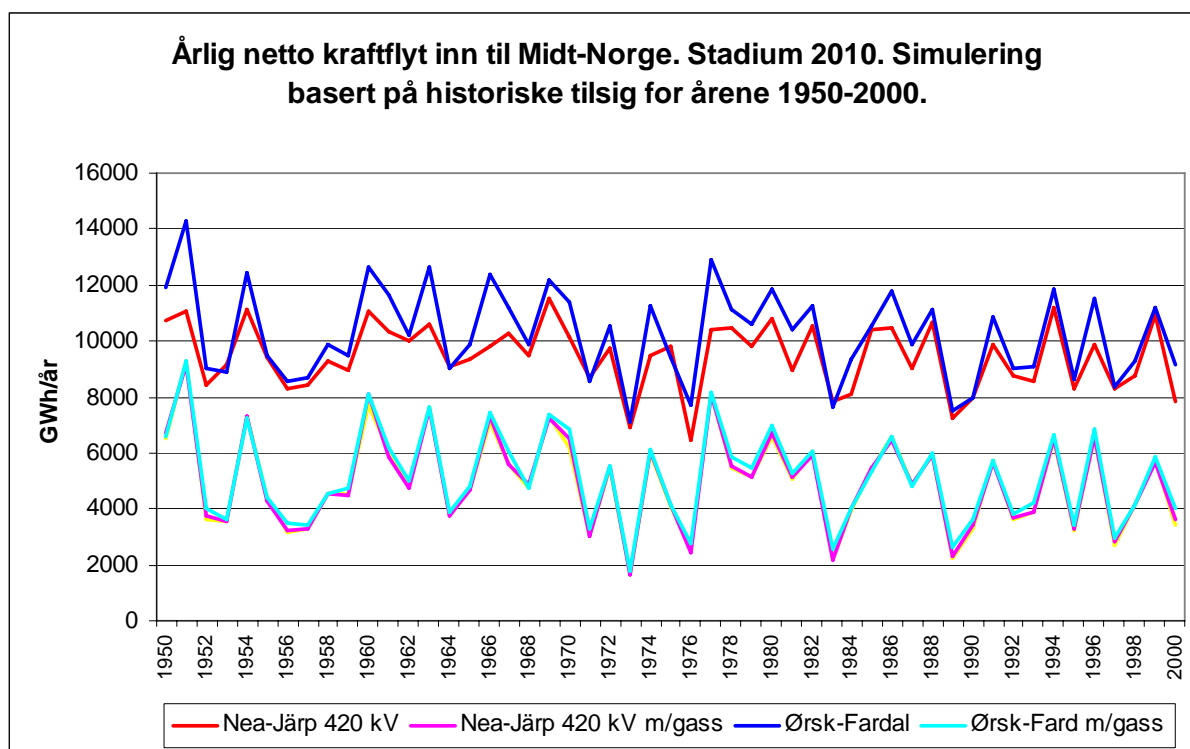
Det er viktig å være oppmerksom på at miljøvirkningene av tiltaket ikke er inkludert i lønnsomhetsberegningene. Nytteverdiene for bedret forsyningssikkerhet i Sogn og Fjordane og lokalt på Sunnmøre, samt nytten for Sogn og Fjordane i form av bedre muligheter og lønnsomhet for ny småkraft og vindkraft er heller ikke tatt med.

5.3.5 Følsomhet for endringer i forutsetningene

Ørskog-Fardal vil gi betydelig økt fleksibilitet i forhold til endringer i kraftbalansen i Midt-Norge og videre nordover. Med eventuelt større mengder ny kraftproduksjon i Midt-Norge og/eller videre nordover på litt sikt, vil det kunne bli behov for økt overføringskapasitet for å transportere kraft sørover fra Midt-Norge. Ørskog-Fardal vil med en videreføring f.eks. til Aurland være en robust løsning i et slikt scenario, med økt overføring mot Bergen og Østlandet.

Et gasskraftverk på for eksempel Tjeldbergodden med 5,1 TWh årlig ny kraftproduksjon (860 MW med CO₂ fangst, og med jevn kjøring gjennom året), med tilhørende forsterkning til Viklandet, vil redusere den økonomiske nytteverdien av Ørskog - Fardal. Dersom gasskraftverket forutsettes i drift før ledningen idriftsettes, vil Ørskog - Fardal ikke lenger

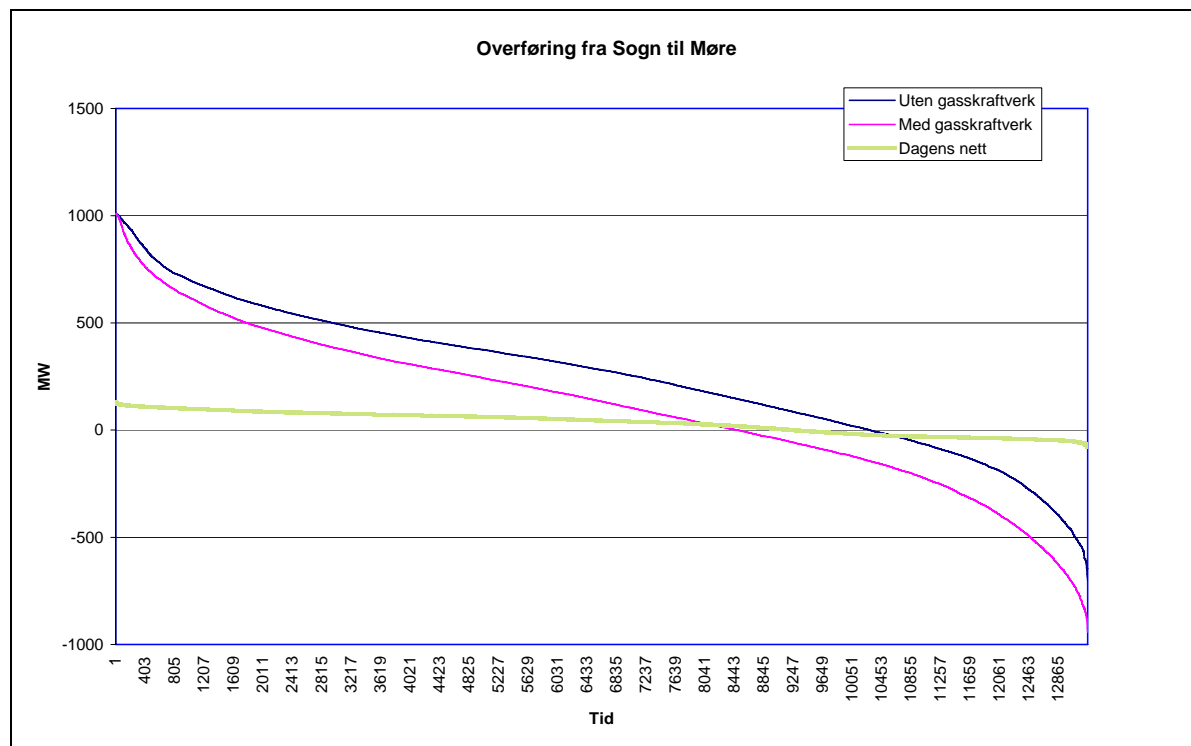
være nødvendig i forhold til å sikre kraftforsyningen i Midt-Norge. Det er her imidlertid viktig å være oppmerksom på de nytteverdier ledningen også vil ha i forhold til ny produksjon i Sogn og Fjordane, samt forsyningssikkerhet i Sogn og Fjordane og lokalt på Sunnmøre (tosidig 420 kV-forsyning til Ørskog). Nyttverdiene relatert til dette antas å kunne være meget stor, og vil kunne gjøre tiltaket samfunnsøkonomisk lønnsomt også med et gasskraftverk. Foreløpige estimater fra Sogn og Fjordane energiverk [13] viser at nytteverdien for ny småkraftproduksjon mellom Fardal og Haugen vil kunne bli betydelig avhengig av om det blir ett eller to transformeringspunkter underveis, lokalisering av disse og omfanget av lokale nettførsterkninger. Ved mye ny produksjon nord for Midt-Norge i tillegg til eventuelt gasskraftverk i Midt-Norge, vil også nytteverdien av ledningen øke fordi den da vil fungere som en helt nødvendig transportåre for kraft fra Nord- og Midt-Norge mot de store forbrukssentrene på Østlandet og i Bergensområdet. Årlig import til Midt-Norge med og uten gasskraftverk er vist i Figur 82.



Figur 82: Årlig netto import til Midt-Norge med ulike nettførsterkningstiltak og med og uten gasskraftverk. Med bakgrunn i vanntilslig i perioden 1950-2000 og et beregnet forbruk i 2010, er den årlige importen for de 51 årene beregnet. Med rød strek er vist simulert årlig import med ny 420 kV-ledning Nea-Järpstrømmen og med blå strek simulert import med 420 kV-ledning Nea – Järpstrømmen og 420 kV-ledning Ørskog – Fardal på plass. Med lilla og turkis er vist simulert årlig import for de to samme nettløsningene men med et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Figuren viser at det selv med gasskraftverk, vil være en betydelig import til Midt-Norge, men det blir ingen vesentlig endring i samlet årlig import med og uten Ørskog – Fardal.

Utførte analyser viser at selv om det skulle bli bygget et gasskraftverk i Midt-Norge, så vil kraftflyten på ledning Ørskog – Fardal fortsatt være betydelig både inn mot og ut fra Midt-Norge. Dette er illustrert i Figur 83.

Energibalansen i Midt-Norge planlegges også bedret med etablering av kraftproduksjon som baseres på fornybar energi. Eksempler på slik kraftproduksjon er store vindkraftparker og et stort antall mindre vannkraftverk. Dette er produksjonsenheter som ikke kjører jevnt, og har uregelmessig brukstid. Variasjonene må forventes å bli store, hyppige og uregelmessige. Et scenario på litt lengre sikt kan bli ett eller flere gasskraftverk, betydelige mengder vindkraft og et stort antall uregulerbare små kraftverk. Behovet for utveksling av kraft vil i perioder bli stort, og vokse etter hvert som installasjonen av denne type produksjonsenheter øker. Den nye 420 kV ledningen Ørskog-Fardal vil være en robust forbindelse også for slik utveksling av kraft – både inn til og ut fra området. Spesielt kapasiteten ut fra området kan sannsynligvis forbedres ved å forsterke nettet sør for Fardal.



Figur 83: Varighetskurver for kraftflyten mellom Fardal og Ørskog (inn mot Ørskog). Kurvene viser hvordan kraftflyten inn mot Ørskog fra sør (+) eller sørover fra Ørskog mot Sogn (-) vil variere med bakgrunn i statistisk vanntilslig for perioden 1950 til 2000. Disse 51 årene er delt inn i ca 13000 prisavsnitt (5 per uke) som hvert får et punkt på kurven. Prisavsnittene er sortert slik at avsnitt (periode) med høyest import inn mot Ørskog fra sør er vist til venstre i tabellen og avsnitt med høyest eksport sørover er vist til høyre. Analysen har tatt utgangspunkt i et strømforbruk slik det er forventet å være i 2012. Med grønn strek er vist effektflyten med dagens nett, dvs. på 132 kV-ledningen Sykkylven – Giskemo. Med blå strek er vist effektflyten med ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal uten gasskraftverk i Midt-Norge, og med rosa med et 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden. Analysene forutsetter at 420 kV-ledning Nea – Järpstømmen er bygget. Figuren viser at det selv med et gasskraftverk vil det gå betydelig kraftmengder på ledningen Ørskog – Fardal. Med et gasskraftverk vil det også i perioder gå store kraftmengder sørover fra Ørskog mot Fardal

5.4 Transformering underveis mellom Ørskog og Fardal

En arbeidsgruppe under ledelse av Sogn og Fjordane Energiverk Nett har analysert nettsituasjonen mellom Ørskog og Fardal med sikte på å få frem behovet for nettutvikling fremover og komme med anbefalinger til Statnett om behovet for, og lokalisering av transformering på ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal. Foruten SFE Nett, har også Sunnfjord Energi, Tussa Nett og Statnett deltatt i gruppa.

Arbeidsgruppa har utarbeidet en egen rapport [13]. I denne rapporten pekes det på at hovedutfordringen for nettet i området mellom Ørskog og Fardal er en ventet sterk vekst i vannkraftproduksjonen, særlig fra små vannkraftverk. I tillegg har området mange planer og stort potensial for vindkraftutbygging. Rapporten redegjør for at dette samlet utgjør en verdiskapning på flere hundre millioner som ikke kan realiseres uten kraftig økning i ledningsnettets overføringskapasitet.

Anbefalte transformeringspunkter.

Når det gjelder behovet for 420/132 kV-transformering og regional nettutvikling med ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal, oppsummerer rapporten dette slik:

"Auka overføringskapasitet mellom Indre Sogn og Midt Norge vil i seg sjølv være gunstig for regionen, men den store lokale nytteverdien vil knytte seg til nye transformeringspunkt underveis.

Under forutsetning av sanering av Fardal – Høyanger framstår Moskog som beste val for eit særleg transformeringspunkt. Dette på bakgrunn av:

- *Gunstige tapstilhøve*
- *Godt stasjonsområde med tilfredstillande utviklingspotensiale.*
- *Systemmessig riktig beliggenhet gir høg eksportkapasitet med små tiltak i underliggende nett.*
- *Gjev høve til driftsmessig gode delingspunkt.*

Kapasiteten i dagens nett, saman med sanering av Fardal-Høyanger, tilseier at Moskog må etablerast frå dag ein.

Denne nettløysinga, inklusiv Sulafjordforbindelsen (merknad: konsesjonsgitt 132 kV-forbindelse fra Håheim over Sula mot Nørve, se kart i Figur 79), vil ha kapasitet til å handtere opp mot 630 MW ny produksjon frå Fardal til Haugen, og vil sikre tilstrekkelig nettkapasitet fram mot år 2020.

Med eitt transformeringspunkt i Moskog, ventar vi at det nær 2020 vil oppstå behov for auka overføringskapasitet i 132kV nettet inn mot Fardal, Moskog og Ørskog forårsaka av auka produksjonsoverskot i mellomliggende området. Flaskehals mot Ørskog vil være på 132kV ledning Leivdal-Haugen. Etablering av vindkraft i området frå Flora til Vanylven/Sande vil framskunde behovet for auka overføringskapasitet. Den løysinga som peikar seg ut er:

- *Ny 420/132kV transformering i Åskåra eller Leivdal vil avlaste Moskog-Haugen området.*
- *132kV forbindelse frå Skei/Reed inn mot nytt transformeringspunkt i Åskåra eller Leivdal vil avlaste Moskog-Fardal området. Desse to tiltaka vil være aktuelle:*
 - *Overgang til 132kV på strekninga Reed-Sandane-Øksnelvane-Åskåra.*
 - *Overgang til 132kV på Strekninga Reed – Innvik - Bø – Tomasgard-Leivdal.*

Åskåra gjev lavare overføringstap enn Leivdal, men forskjellen er liten. Kapasitetsmessig vil begge punkta handtere venta vekst i vasskraftproduksjon, men Åskåra er klart gunstigare med omsyn til vindkraft. Leivdal er lite eigna for å ta imot vindkraft utan å byggje nye ledninger. Leivdal utgjør eit nettmessig knutepunkt i Nordfjord og mellom Nordfjord og Søre Sunnmøre og vil ha driftsmessige fordelar ved behov for permanent nettdele. I dag synes Åskåra å være det beste

transformeringspunktet, men dette kan endre seg. Om Sulafjordforbindelsen ikkje vert etablert, vil dette kunne påverke val av nordleg transformeringspunkt og tidspunkt for realisering av dette.

Utviklinga dei næraste åra ventar vi vil gje betre grunnlag for val av transformeringspunkt. Vi konkluderer derfor med at det bør leggjast til rette for framtidig transformeringspunkt i Åskåra og Leivdal.

Ved å velgje den vestre traséen mellom Leivdal og Moskog, vil ein sikre seg enda større fleksibilitet med tanke på val av transformeringspunkt i område med stort potensiale for vindkraftproduksjon.”

Alternativ utvikling uten ny 420 kV-ledning.

I rapporten fra denne arbeidsgruppa redegjøres det også for nødvendig nettutvikling i regionen dersom ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal ikke blir realisert. En slik alternativ utvikling oppsummerer arbeidsgruppa slik (se kartskisse i Figur 79):

” Ei vidare nettutvikling på dagens spenningsnivå (132kV) vil medføre nye 132kV forbindelsar fram til Ørskog og/eller Fardal som er dagens transformeringspunkt mot 300/420kV nett. Ei slik utvikling er skissert her:

- *Sulafjordforbindelsen (er forutsatt bygd også om 420kV Ørskog –Fardal vert realisert).*
- *Ny 132kV linje frå Leivdal (evt. Åskåra) til Ørskog.*
- *Oppgradering frå 66kV til 132kV i Indre Nordfjord (Skei-Reed-Bø-Tomasgard-Leivdal).*
- *Rive eksisterande 66kV nett og bygge ny 132kV frå Dragsvik til Fardal og Sogndal.*

Kapasitetsmessig kan denne løysinga samanliknast med etablering av ein 420/132kV stasjon i Moskog, men vil gje langt høgare overføringstap og anstrengte driftstilhøve i situasjonar med høg produksjon. Ei slik nettløysing på 132kV nivå har heller ikkje noko potensiale for vidare vasskraftutbygging eller vindkraft og vil ikkje kunne anbefalast. Vidare utbygging av overføringskapasitet på 132kV nivå vil medføre enda fleire nye parallelle 132kV linjer, som vil være ei kraftsystemmessig dårleg løysing, og som også kan gi større miljømessige ulemper enn ein gjennomgåande 420 kV leidning.

Skal ein møte dei venta nettutfordringane i området, uten 420kV Ørskog-Fardal, vil ein difor likevel måtte ty til løysingar på spenningsnivå over 132kV. Dette vil medføre at ein byggjer:

- *Ny 420(300)/132kV trafostasjon i området.*
- *Ny 420(300)kV ledning frå ein slik stasjon og fram til enten Fardal eller Ørskog.*

I praksis vil dette bety at ein realiserer delar av den planlagde 420kV Ørskog-Fardal. Om ein vel Moskog-Fardal som er den lokalt kortaste løysinga, vil dette igjen medføre meir innmata produksjon mot Fardal og utløyse nye behov for nettforsterkning vidare derifrå, sannsynlegvis ny 420kV Fardal – Aurland.”

Med bakgrunn i anbefalingene fra denne gruppa har Statnett valgt å søke konsesjon på en ny 420/132 kV transformatorstasjon i Moskog i denne omgang. Samtidig velges det traséløsninger som gir valgmuligheter for en fremtidig transformering i Åskåra eller i Leivdal. Hovedløsning 1 (vestre trasé) på seksjon 1 mellom Ørskog og Leivdal vil også legge til rette for en eventuell fremtidig transformering i Ørstaområdet (i nærheten av Haugen stasjon).

Se kapittel 8.1 for nærmere omtale av andre vurderte stasjonsløsninger. Herunder en vurdering av transformering i Høyanger og i Haugenområdet (Ørsta).

6. STATNETTS VURDERING AV AVBØTENDE TILTAK

I vedlagte konsekvensutredninger er det redegjort for mulige avbøtende tiltak for de ulike fagtemaer som er utredet. Flere av de avbøtende tiltakene som anbefales, er felles for flere fagtemaer. På bakgrunn av anbefalinger fra fagutrederne og våre egne vurderinger, gir Statnett i det følgende en vurdering og anbefaling av mulige avbøtende tiltak for å redusere ulempene ved anlegget. Når det gjelder bruk av sjø- og jordkabel som avbøtende tiltak, vises det til kapittel 8.3.

6.1 Sanering av eksisterende ledningsnett

Når ny ledning og nye transformeringspunkter settes i drift, vil dette endre nettstrukturen i området. I enkelte tilfeller vil dette også kunne endre behovet for eksisterende ledninger.

Statnett har i samråd med de regionale nettselskapene vurdert mulighetene for å sanere noe av eksisterende nett. Dette vil kunne gi en positiv miljøeffekt, både med hensyn på landskap, bebyggelse, arealbeslag, reiseliv og annet.

Konklusjonen fra denne vurderingen er at ny 420 kV-ledning i seg selv ikke åpner muligheter for å sanere dagens nett. Men ved etablering av transformeringer underveis, og ved noe restrukturering av lokal nett, vil dette kunne være mulig. Vurderte saneringsmuligheter er gjengitt i Tabell 6. I hovedsak kan det konkluderes med at dagens nett er veldig svakt, og at dette nettet blir helt nødvendig for å opprettholde en god lokal og regional forsyningssikkerhet og for å kunne mate kraftproduksjon inn mot nytt sentralnett. Deler av nettet må også utbedres/oppgraderes i fremtiden for å dekke lokalt behov. Ingen ledninger i området kan saneres uten at det samtidig bygges ut andre ledninger og/eller stasjoner. Det vil si at nettet må restruktureres.

	Ledning:	Forutsetning og merknad:
1	132 kV-ledning Haugen - Sykkylven	Forutsetter 420/132 kV-transformering i Haugenumrådet. Forutsetter ny 132 kV-ledning til Sykkylven (fra for eksempel Tafjord via Stranda)
2	132 kV-ledning Sykkylven - Ørskog	Samme forutsetninger som for Haugen – Sykkylven. I tillegg må det bygges ytterlige en ny ledning til Sykkylven fra for eksempel Holen (Ålesund)
3	132 kV-ledning Høyanger - Moskog	Forutsetter 420/132 kV-transformering i Høyanger i tillegg til i Moskog. Merkostnad ca 160 MNOK
4	132 kV-ledning Fardal – Stølsdalen (Høyanger)	Forutsetter ny reserveforsyning til Høyanger fra for eksempel Sande.
5	66 kV-nettet i området Sogndal – Leikanger - Dragsvik	Sognekraft vurderer restrukturering av nettet nord for Sognefjorden. Overgang til 132 kV vil åpne muligheter for å fjerne 66 kV-ledningen mellom Kvåle (Sogndal) og Grindsdalen samt 66 kV-ledning over Sognefjorden. Dette forutsetter ny 132/22 kV transformatorstasjon i Grindsdalen, utskifting av 66 kV ledning fra Dragsvik til Grindsdalen til 132 kV, og ny 132 kV-ledning fra Fardal til Kvåle.

Tabell 6: Vurderte saneringer av eksisterende nett.

Punkt 1 og 2 forutsetter som nevnt at det etableres transformering i Haugenområdet (dvs valg av traséalternativ 1.0 på seksjon 1) og betydelige nyinvesteringer i regionalnettet i området. Tussa Nett har anmodet Statnett om å få etablert et nytt innmatingspunkt ved Standal på dagens 132 kV-ledning mellom Haugen og Sykkylven for å mate inn planlagt småkraft i området rundt Hjørundfjorden. Dette vil ikke la seg forene med en sanering av hele denne ledningen. Saneringsmuligheten forutsetter en restrukturering av 132 kV-nettet i området (se tabellen). Dette vil ta lang tid. Statnett vurderer det også som lite aktuelt å etablere transformering i Haugenområdet i denne omgang. Ny ledning må da uansett bygges før gammel ledning kan saneres. Se nærmere omtale av disse forholdene i kapittel 8.1.

Punkt 3. Sanering av Høyanger - Moskog forutsetter at det etableres en helt ny 420/132 kV transformering i Høyanger, for å sikre forsyningssikkerheten til Høyanger og for å få ut kraften fra kraftproduksjonen. En slik løsning vil også fjerne behovet for ny 132 kV-ledning Sande – Høyanger [14]. Dette vil gi miljømessige fordeler. En slik løsning vil imidlertid gi svært høye merkostnader, selv når vi tar hensyn til sparte investeringer i ny ledning Sande – Høyanger. Årsaken til dette er at en transformering i Høyanger da må komme i tillegg til en transformering i Moskog. Merkostnaden blir ca 160 MNOK.

Punkt 4. Av tekniske og driftsikkerhetsmessige årsaker, har Statnett vurdert det som nødvendig å sanere 300(132) kV-ledningen Fardal – Stølsdalen (Høyanger) for å komme frem med ny 420 kV-ledning. Dette forutsetter at det etableres en ny reserveforsyning til Høyanger. En slik reserveforsyning fra Sande til Høyanger er allerede meldt av Sunnfjord Energiverk [14].

Punkt 5. Dette er vurderinger som Sognekraft jobber med, og som er uavhengig av planleggingen av ny 420 kV-ledning. Planene påvirker likevel miljøet i området. Det vil bli færre ledninger enn i dag, men ut fra Fardal vil det da kunne komme en ny 132 kV ledning som må ut parallelt med dagens ledninger.

Statnetts anbefalinger:

Statnett kan ikke anbefale sanering av dagens ledningsnett utover omsøkte riving av 132 kV-ledningen mellom Fardal – Stølsdalen.

Når det gjelder punkt 5, så vil alle løsningene vi har lagt frem i denne konsesjonssøknaden gjøre det mulig å gjennomføre disse regionale planene. Begge de omsøkte løsningene ut fra Fardal for ny 420 kV-ledning, er slik at de gir plass for eventuelt å kunne bygge en ny 132 kV-ledning fra Fardal til Kvåle (Sogndal)

6.2 Kamouflasjetiltak

Det visuelle inntrykket av kraftledningen kan dempes betydelig med fargesetting og valg av alternative komponenter. På de seneste anleggene som Statnett har bygget, er det etter pålegg fra NVE, på kortere strekninger benyttet slike tiltak med god effekt. Vellykket kamouflasjefarging vil redusere spesielt fjernvirkningen av anlegget betydelig, og vil dermed virke positivt for alle miljøvirkningene der synsinntrykket av kraftledningen har betydning. Slike tiltak har i første rekke effekt der ledningen gjennom hele året kan sees med bakgrunn i skog eller terreng med mørke komponenter. Mastene er malt mørk olivengrønn for å etterligne skyggene i terrenget. Maling av master har vært foretatt i fabrikk der mastene produseres. Men maling av master er svært lite benyttet internasjonalt, og fabrikkene har

begrenset kapasitet til å male store mengder master uten at dette går vesentlig utover leveringstiden for mastestålet.

De tradisjonelle glassisolatorene vil kunne skinne i sollys enten ved refleks eller at sola skinner gjennom glasset. Bruk av kompositt isolatorer vil ha god effekt med hensyn på mindre synlighet. Kompositt isolatorer er imidlertid laget av organiske materialer, og er derfor mer utsatt for aldring og håndteringskader enn glassisolatorer. Små overflateskader på kompositt isolatorer er kritisk med hensyn på isolatorbrudd, og slike skader er vanskelig å avdekke med diagnostiske metoder. Den forventede levetid for kompositt isolatorer er vesentlig kortere enn glass isolatorer.

Som alternativ til kompositt isolatorer vurderer man silikonbelagt eller mattet glassisolatorer. Innledende og lovende forsøk viser at ved å sandblåse glassoverflaten vil glasset miste sin egenskap til å skinne i sollys.

Strømførende liner er vanligvis laget i blank aluminium med stålkjerne. Aluminium mattes naturlig med alderen. Linene kan mattes kunstig i produksjonen. Farging/lakkering av liner har tidligere bare vært benyttet i svært begrenset utstrekning i Norge, og vi har manglende erfaringer for hvordan dette vil virke over tid ved ulike klimatiske forhold. Usikkerheten knytter seg spesielt til faren for korrosjon, men også mulige virkninger på koronastøy.

Investeringskostnadene ved kamuflerende tiltak vil variere noe med valg av metodikk. Forutsatt maling av master (vinterproduksjon) og bruk av mattede liner og kompositt isolatorer vil merkostnaden for en kraftledning som her er planlagt, være ca. 450.000 kr per km kraftledning. Bruk av malte/lakkerte liner vil føre til en ytterligere økning av investeringskostnadene på ca. 120.000 kr pr km kraftledning.



Figur 84: Kamuflasje av kraftledning. Bildet viser en fargesatt kraftledning som er under montasje. Masten er malt mørk olivengrønn/brun for å etterligne skyggene i terrenget. Isolatorene er her av kompositt og linene er mattede. Ledningen er under montasje, og det henger derfor montasjeblokker for linene i masta.

Statnetts vurderinger:

Statnett er innstilt på å kamuflere deler av anlegget i form av maling av mastene der NVE vurderer å beslutte avbøtende tiltak. Det bør i så fall vektlegges områder der folk bor og ferdes og der ledningen vil kunne sees av mange mennesker. I følgende områder vil fargesetting/kamuflasje av ledningen kunne ha god effekt:

- Ved kryssing av og føring langs dalfører med bebyggelse og verdifullt kulturlandskap. Eksempelvis Sunndalen i Sykkylven, Strandadalen, strekningen fra Hellesylt til Hornindal (Grodås), deler av strekningen Sykkylven – Hjørundfjorden og Follestadalen – Austefjorden, området rundt Nordfjordeid (Leivdal – Vetem), området Eikefjorden – Storebru i Flora, kryssing av Naustdal, kryssingene av Angedalen og føringen gjennom Flugedalen i Førde, lavereliggende partier i Hyen i Gloppen (Skilbreivatnet – Røyrvika), innføringene mot Moskog både fra nord (under Høgeheia) og fra sør (området rundt Åsvatnet og Holsevatnet), de ulike kryssingene av Viksdalen (Viksdalsvatnet, Råeimsdalen og Eldalsdalen) og deler av strekningen Esebotn – Balestrand - Fardal.
- Ved føring langs fjorder med mye ferdsel og turisttrafikk:
 - De deler av ledningen som er synlig fra Storfjorden/Sunnylvsfjorden/ytre deler av Geirangerfjorden. Deler av ledning vil sees fra de ytre deler av verdensarvområdet i overgangen mellom Geirangerfjorden og Sunnylvsfjorden. Ledningen vil her i all hovedsak ha god bakgrunn, men det er lite vegetasjon, slik at effekten mot hvit bakgrunn vinterstid blir dårlig. Men her er det først og fremst effekten sommerstid i turistsesongen som er viktig. Vi tror derfor at kamuflasje av ledning her vil ha god effekt.
 - Føringen langs Hjørundfjorden.
 - Deler av strekningen Esebotn – Balestrand – Fardal langs Sognefjorden.

Fargesetting vil antakelig ha mindre effekt ved kryssingen av Nordfjorden (Hundvikfjorden) da ledningen her ligger en del i silhuett sett fra fjorden eller det er sparsomt med vegetasjon i bakgrunnen. Sørsiden av fjorden domineres av mye bart fjell (Yksnelvane). Matting av liner og isolatorer vil imidlertid også her ha god effekt.

Dersom det er ønskelig med kamuflasje av isolatorer, bør det fortrinnsvis velges isolatorer i glass i mattet utførelse eller påført belegg/maling. Eventuelt isolatorer i kompositt. Bruk av kompositt er ikke ønskelig i utsatt fjellterreng og områder med dårlig tilgjengelighet

I dette prosjektet er det anbefalt mattede liner som gjennomgående løsning. I helt spesielle områder med stort behov for kamuflasje av ledningen, vil det kunne være aktuelt å benytte fargete liner under forutsetning av at disse finnes teknisk og driftsikkerhetsmessig akseptable under gjeldende forhold.

6.3 Merking av luftfartshindre

Kraftledninger kan være luftfartshindre og medføre fare for kollisjoner der liner henger høyt over bakken. Der ledningen henger høyt over terrenget (over 60m høyde over en lengde på 100m) må ledningen merkes i samsvar med de krav som luftfartsmyndighetene til enhver tid stiller gjennom forskrifter til luftfartsloven [11]. Hittil har slik merking normalt vært utført ved å henge oransje blåser på linene og ved å signalfarge mastene (røde og hvite) på hver side av det høye spennet.

Statnetts anbefalinger:

På dette prosjektet vil Statnett anmode om at det blir benyttet et automatisk flyvarslingssystem (radiomarkør) ved høye spenn over fjorder og miljø-sensitive områder for en best mulig flysikkerhet og slik at signalfarging av master kan unngås. Foruten en positiv effekt for flytrafikken, vil dette også ha en positiv landskapseffekt. Ved høye spenn i mindre miljø-sensitive områder bør tradisjonell signalmerking benyttes da dette er langt rimeligere enn radiomerking.

Ved bruk av et automatisk flyvarslingssystem, vil det bli plassert ut en radiosender i nærheten av spennet. Når fly nærmer seg vil det i tillegg til radiovarsling også bli tent lys i toppen av mastene på begge sider av spennet. Se Figur 85.

Kryssingene av Storfjorden, Hjørundfjorden, Austefjorden, Hundvikfjorden og Fjærlandsfjorden samt enkelte kryssinger av daler kan bli aktuelle for slik merking.

Det kan bli en rekke enkeltspenn hvor linene på deler av spennet vil henge så høyt over bakken at de omfattes av merkingskravet. Statnett har på bakgrunn av foreløpig grovprosjektering av ledning, laget en oversikt over disse spennene. Dette er opplistet i vedlagte konsekvensutredning. Ikke alle disse bør merkes med radiomarkør. Om de skal merkes, og hvilken metode som skal velges, må avklares med luftfartsmyndighetene underveis i prosessen. Dette vil avhenge av det faktiske behovet av hensyn til flysikkerhet og de miljømessige effektene av å bruke radiomarkør. For noen spenn vil det være aktuelt å benytte signalfargete master og linemarkører, mens det for andre spenn kan bli aktuelt å søke om dispensasjon for merkingskravet. Statnett vil søke å avklare dette med luftfartsmyndighetene og konsesjonsmyndighetene etter hvert som ledningen prosjekteres.



Figur 85: Automatisk flyvarslingssystem (radiomarkør). Bildet viser en radarmast av merket OCAS – Obstacle Collision Avoidance System. Dersom fly eller helikopter har retning mot spennet gis lydvarsel på pilotens radio, samtidig som lamper i mastetoppene starter å blinke. En selvstendig laveffekts radarmast settes opp på en åsrygg i nærheten av luftspennet. Radarmasten vil i gjennomsnitt være ca 17 meter høy og ha en diameter ved bakken på ca 50 cm, avhengig av topografien og vegetasjonen i området.

6.4 Bebyggelse og elektromagnetiske felt

Kraftledning omgir seg med elektromagnetiske felt. Statnett har kartlagt magnetfeltene i nærheten av planlagt ledning og der planlagt ledning går parallelt med andre ledninger. Dette er nærmere omtalt i vedlagte konsekvensutredning.

I henhold til "Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspenningsanlegg" [16] anbefales det at man ved planlegging av ny ledninger (og ved planlegging av bebyggelse nær ledningsanlegg), kartlegger eksponeringssituasjonen for boliger, barnehager og skoler som ved en gjennomsnittlig strømbelastning på ledning kan få felt over $0,4 \mu\text{T}$ (mikroTesla)(den såkalte "utredningsgrensen") og drøfter mulige tiltak for og konsekvenser ved å redusere magnetfeltene.

I vedlagte konsekvensutredning er det vist en oversikt over ulike bebyggelse i nærheten av ledningen og gjort beregninger av magnetfelt.

Der ny ledning går alene vil det gjennomsnittlige magnetfeltet over året kunne overskride $0,4 \mu\text{T}$ nærmere ledningen enn ca 75 m når linene henger 15 m over bakken. Ved parallellføringer med andre ledninger kan magnetfelten øke eller minske avhengig av faserekkefølgene og strømstyrker på de parallellførte ledninger. Som oftest vil magnetfeltene øke noe i forhold til om ny ledning går alene

En oversikt over helårsboliger som ligger nærmere enn 100 m fra senterlinjen for planlagt ledning er vist i Tabell 7.

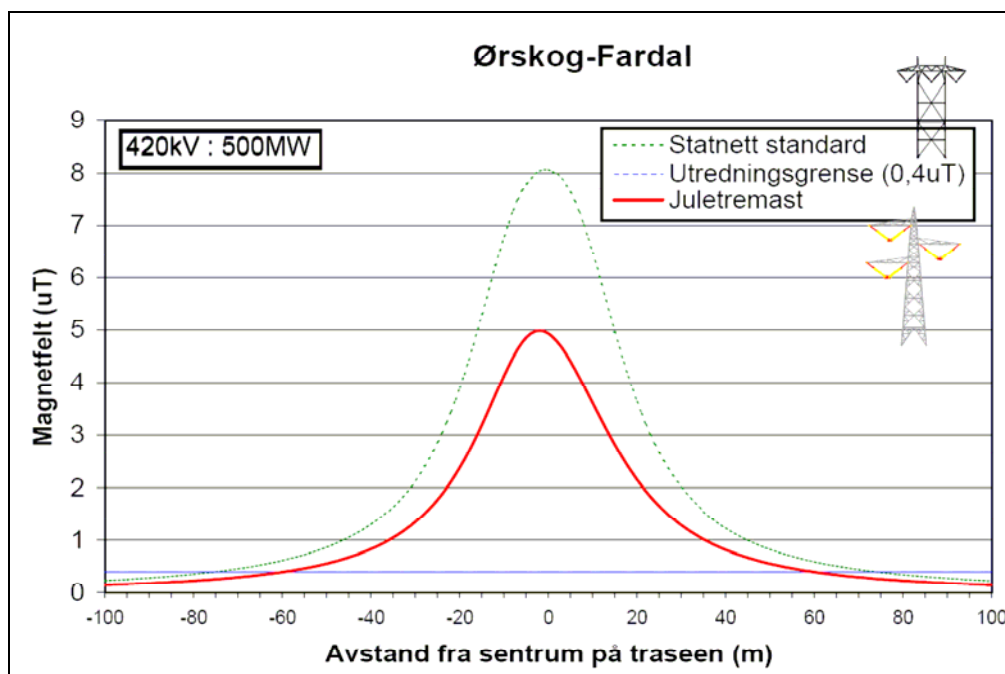
Sted:	Kommune:	Trasé:	Avstand i meter:	Merknad:
Riksem	Sykkylven	1.0	80	Ved kraftstasjon
Ytre Standal	Ørsta	1.2	70	
Sørdalen	Flora	1.0	45	Parallellføring 132 og 66 kV
Sørdalen	Flora	1.0	65	Parallellføring 132 og 66 kV
Røyr	Stranda	2.0	80	
Skei	Naustdal	1.0	85	Parallellføring 132 kV
Skei	Naustdal	1.0	90	Parallellføring 132 kV
Grimset	Naustdal	1.0	70	Parallellføring 132 kV
Kvamme (Angedalen)	Førde	1.0	80	Parallellføring 132 kV
Grøneng	Balestrand	1.0	80	Fjordspenn Esefjorden
Uppeim, Øvstedalen	Sogndal	1.23	70	Dobbelkurs og parallellføring
Uppeim, Øvstedalen	Sogndal	1.23	70	Dobbelkurs og parallellføring
Uppeim, Øvstedalen	Sogndal	1.23	95	Dobbelkurs og parallellføring
Fardal	Sogndal	1.23	80	Dobbelkurs og parallellføring

Tabell 7: Boligbebyggelse nær ny kraftledning. Tabellen gir en oversikt over de helårsboligene som ligger nærmere den ny ledningens senterlinje enn 100 m. Hver linje representerer en bolig. Der ny ledning går alene (dvs. at den ikke går parallelt med andre ledninger) er utredningsgrensen for magnetfelt ($0,4$ mikrotesla) beregnet å ligge ved ca 75 m. For Grøneng ved Balestrand er avstanden ca 70 m til nærmest fase på et fjordspenn over Esefjorden. Dagens fjordspenn erstattes av et nytt med tykkere liner. Linene henger her høyt og magnetfeltene ved bebyggelsen blir derved betydelig redusert.

Statnett har beregnet at de gjennomsnittlige magnetfeltene kan overskride 0,4 μT for boligbebyggelse på følgende steder:

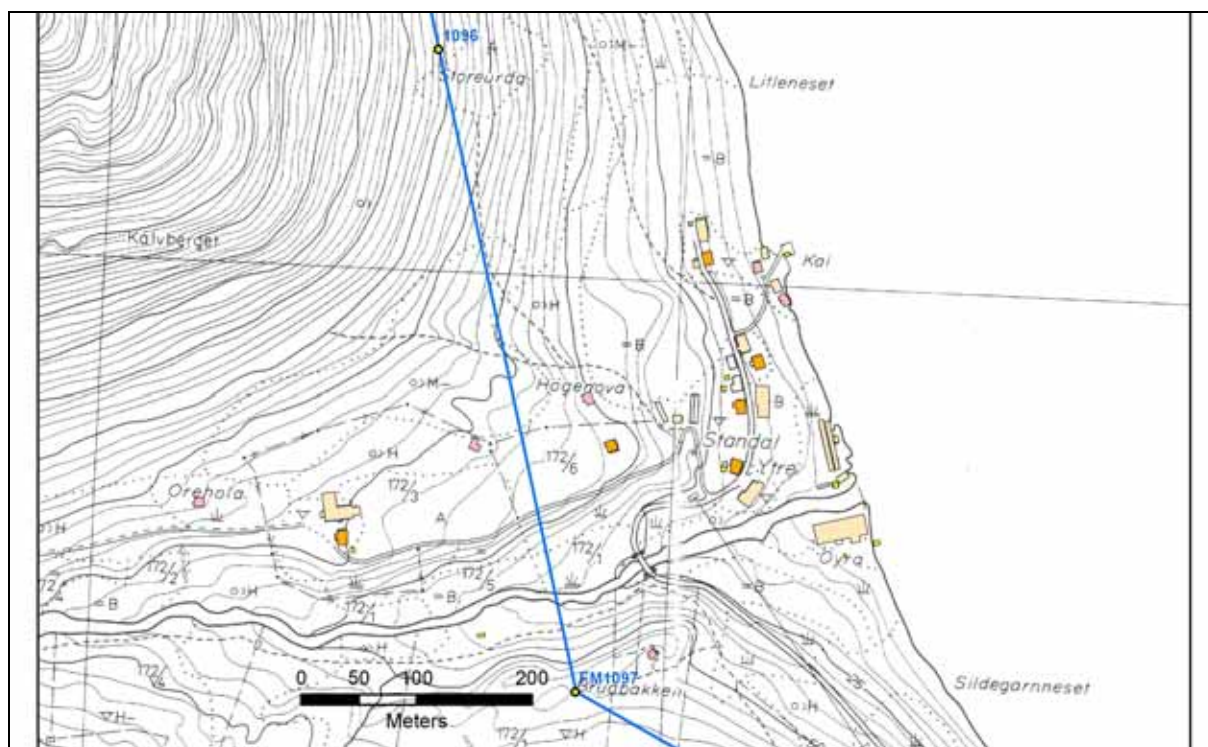
1. Ytre Standal i Ørsta (alternativ 1.2 på seksjon 1). Det ligger her boligbebyggelse på begge sider av ledningen. Den nærmeste helårsboligen ligger ca 70 m fra ledningens senterlinje. Det ligger her også tre fritidsboliger i nærheten av ledningstraséen (ca 35 – 65 m fra senterlinjen) som vil få magnetfeltverdier over utredningsgrensen.
2. Sjørdalen (Storebru) i Flora (alternativ 1.0 på seksjon 2). Her vil to boliger (og en driftsbygning) komme nærmere ledningen enn 70 m.
3. Ved kryssingen av Naustdal (alternativ 1.0). To boliger ved Skei og en ved Grimset
4. Ved kryssingen av Angedalen (alternativ 1.0). En bolig ved Kvamme.
5. Øvstedalen (ved Uppeim) og Fardal i Sogndal (alternativ 1.23 på seksjon 3). 3 boliger.

Magnetfeltene kan reduseres noe ved valg av andre mastetyper slik at linene henges opp i trekantgeometri. Et eksempel på en slik mast er vist i Figur 3. Magnetfeltene nær ledningen med en slik masttype sammenlignet med planoppheng er vist i Figur 86. Dette vil ikke gi vesentlige økninger i kostnadene. Men slik master blir ca 12 m høyere enn en mast med planoppheng, og vil ofte virke mer dominerende med liner hengende i 4 plan (tre plan med faseliner og jordline på toppen). Ved de avstander som boligene har til omsøkt ledning, vil magnetfeltene kun reduseres marginalt. Den største reduksjonen er nær inntil ledningen. En slik løsning vil også være uheldig dersom den benyttes i områder med fugletrekk. Statnett anbefaler ikke bruk av en slik mastetype for noen av områdene som er nevnt over med mindre andre forhold skulle tilsi bruk av en slik mast.



Figur 86: Magnetfelt nær en 420 kV ledning med planoppheng (omsøkt standardløsning på dette prosjektet) og en ledning med trekantoppheng. Her er det benyttet samme forutsetninger når det gjelder bakkeavstand for nederste faseline (15 m) og samme belastning på ledningene. Magnetfeltene blir lavere nær en ledning med trekantoppheng enn for en ledning med planoppheng, men forskjellen blir mindre ved økende avstand til ledningen.

Punkt 1, Ytre Standal: Se Figur 87. Ved valg av alternativ 1.2 vil det være svært vanskelig å komme utenom dette området. Alternativet må være å gå i store vinkler med kraftige master vest for all bebyggelsen ved Ytre Standal. Dette vil bli dominerende i landskapet med en merkostnad i størrelsesorden minimum 4-5 MNOK. Statnett har vært vurdert alternativ traséer på andre siden av Hjørundfjorden og gjennom Romedalen. Den første løsningen er forkastet av Statnett på grunn av manglende plass for parallellføring av fjordspenn der dagens spenn går, og på grunn av større fare for skred (steinsprang) på østsiden av fjorden. Traséen gjennom Romedalen er forkastet på grunn av stor skredfare i nedre del av Romedalen og på grunn av store friluft-, kultur- og landskapsinteresser i området.

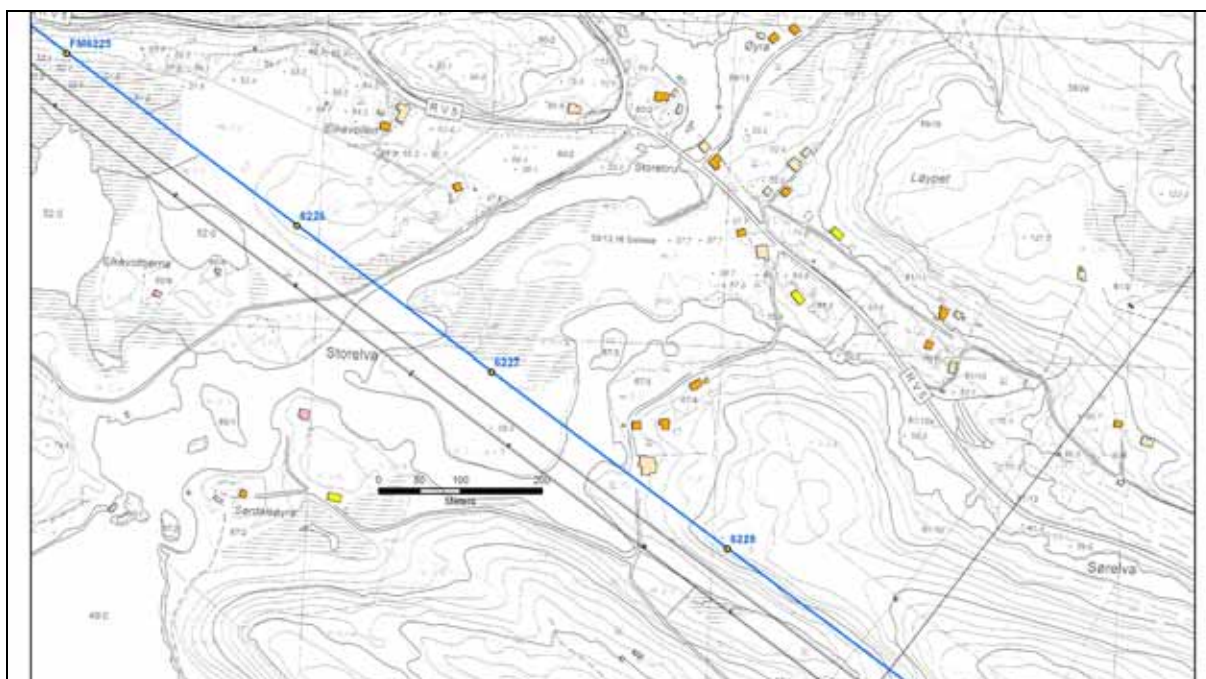


Figur 87: Ytre Standal i Ørsta. Kart som viser planlagt ledning og eksisterende bebyggelse i området. Mørk oransje er boliger, rosa er fritidsbolig, lys oransje er driftsbygning/uthus mens gul er uspesifisert. Senterlinjen for ny kraftledning er vist med blå strek.

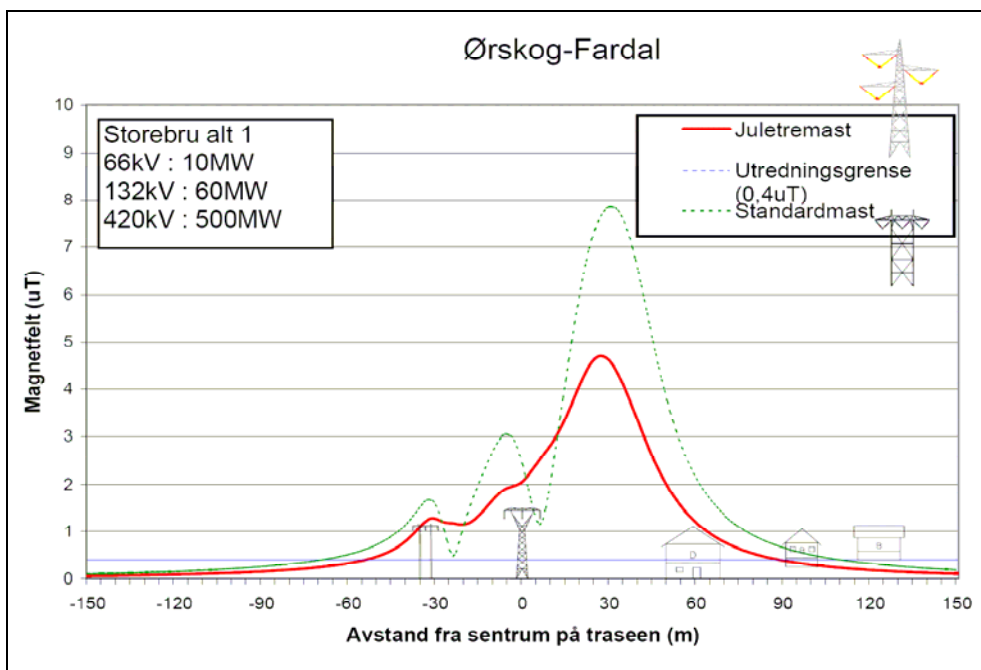
Punkt 2, Sjørdalen: Se Figur 88. Her har Statnett vurdert alternative løsninger. Det går i dag to parallelle ledninger gjennom området. En 66 kV og en 132 kV-ledning. Ny ledning er lagt mellom 132 kV-ledningen og boligbebyggelsen. Nærmeste bolighus vil da komme ca 45m nord for senterlinje for ny 420 kV ledning. Et nyere bolighus vil komme ca 65m fra senterlinja og et fjøs vil ligge vel 10 m fra senterlinja. En fritidsbolig sør for dagens ledninger vil ligge ca 100m fra senterlinja. All annen bebyggelse vil ligge mer en 100m fra senterlinje planlagt ny 420 kV ledning. Følgende alternative løsninger har vært vurdert:

- Bruk av trekantoppheeng som vist i Figur 3 og Figur 89. Bruk av trekantoppheeng vil redusere magnetfeltet ved boligen, men bare marginalt. Et slik oppheeng vil imidlertid gjøre ledningen mer dominerende og også være uheldig for fugletrekket i området.
- Det er vurdert to alternative traséer. Utredet alternativ 1.18 i kombinasjon med alternativ 2.0 inn mot Moskog og en kortere variant med utredet alternativ 1.18 i kombinasjon med alternativ 2.11. Merkostnadene ved disse løsningene i forhold til omsøkt alternativ 1.0, er hhv ca 35 MNOK og ca 12-15 MNOK.

- Legge dagens 66 kV og 132 kV-ledning i kabel over en strekning på ca 2 km ved passering av bebyggelsen og kryssing av elva og myrområde. Samtidig kable topplinene på ny ledning for å dra nytteeffekt i forhold til kollisjonsfare for trekkende fugl langs vassdraget. Ny ledning kan da utnyttet deler av traséene for dagens ledninger. Kostnadene for en slik løsning er estimert til ca 12 MNOK.
- Legge dagens 66 kV ledning i jordkabel som forrige punkt, samt rive dagens 132 kV-ledning og bygge denne opp på en dobbelkursmasterekke sammen med ny 420 kV-ledning. Merkostnadene ved dette er estimert til ca 10-12 MNOK. Dette vil redusere magnetfeltene, men gi større ulemper for trekkende fugl. Se Figur 68 for skisse av dobbelkursmast.
- Kabling av ny 420 kV ledning over en strekning på ca 2 km. Dette vil gi en merkostnad på i størrelsesorden 70 – 100 MNOK og gi meget dominerende endepunkter i overgangen mellom kabel og luft.

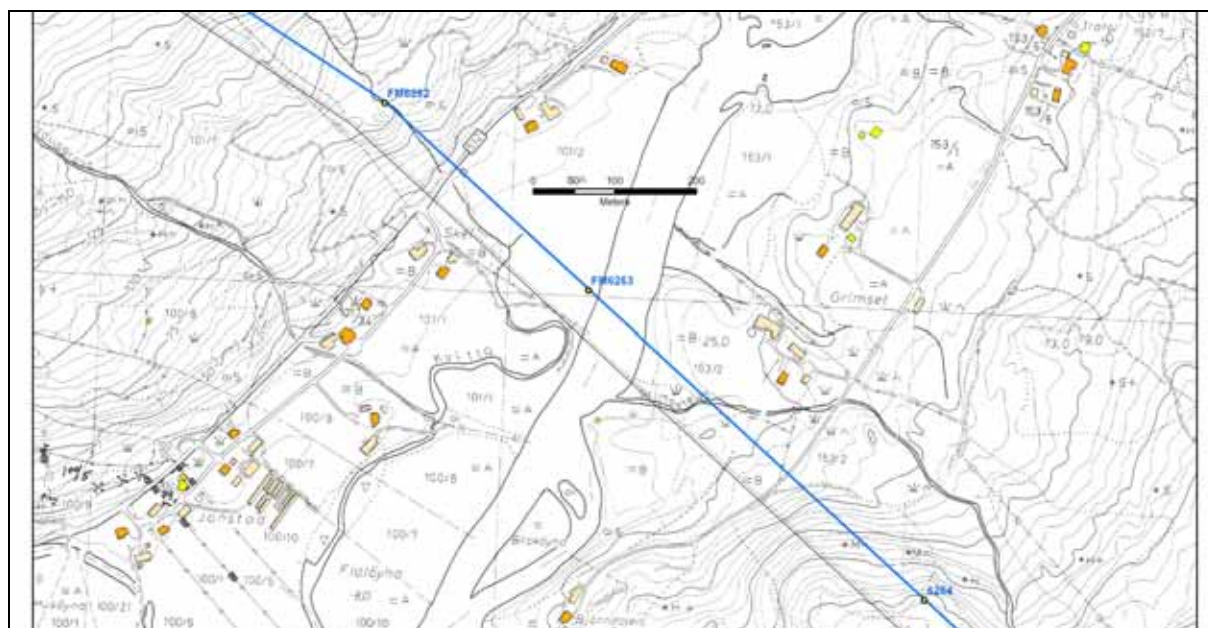


Figur 88: Sjørdalen i Flora. Kart som viser planlagt ledning og eksisterende bebyggelse i området. Mørk oransje er boliger, rosa er fritidsbolig, lys oransje er driftsbygning/uthus mens gul er uspesifisert. Senterlinjen for ny kraftledning er vist med blå strek.



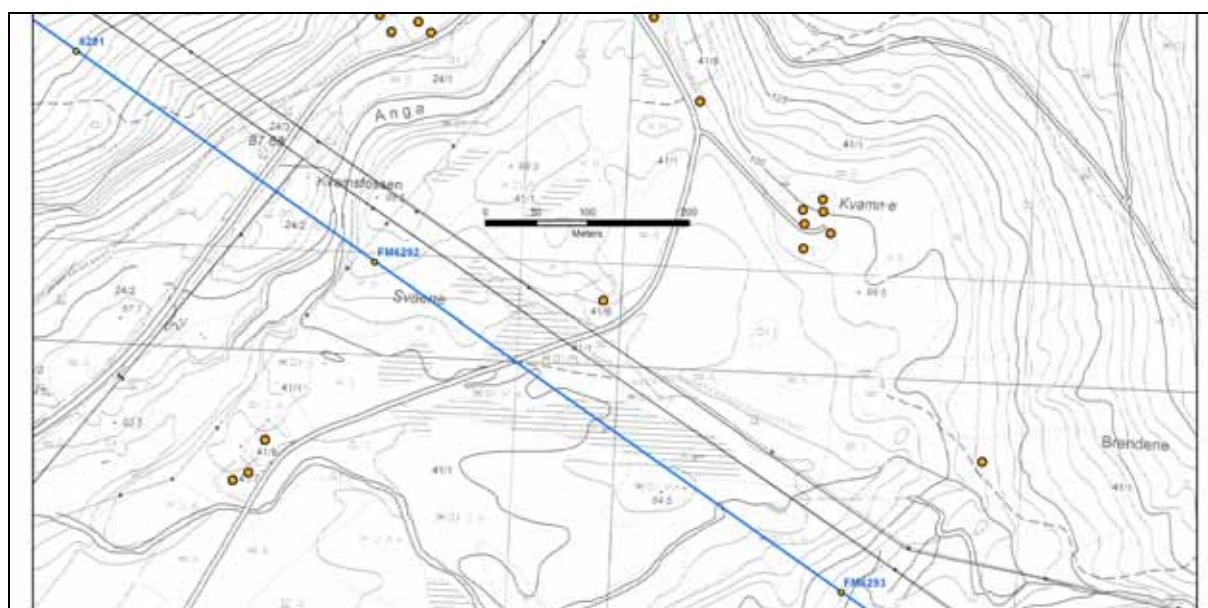
Figur 89: Beregnede gjennomsnittlige magnetfelt ved Sjørdalen i Flora ved bruk av ulike mastetyper. Med grønn stiplet strek er vist magnetfeltene ved omsøkt standardmast med planoppheng. Med rød strek er vist magnetfeltene ved såkalt juletre mast med trekantoppheng. Blå vertikal strek viser utredningsgrensen på 0,4 µT (mikroTesla). Bruk av trekantoppheng vil redusere magnetfeltene betydelig like ved ledningen, men forskjellen avtar med avstand til ledningen.

Punkt 3, Skei og Grimset i Naustdal: Figur 90. Her vil 3 boliger kunne få gjennomsnittlige magnetfeltverdier omkring eller like over utredningsgrensen. Ledningen er her lagt parallelt med dagens 132 kV-ledning. Statnett har ikke funnet andre gode kryssingspunkter av Naustdal som unngår slike avstander til boligbebyggelse, da det ligger rimelig tett med bebyggelse oppover dalen. Området kan unngås ved valg av utredet alternativ 1.18 som nevnt under punkt 5, men dette vil gi merkostnader på i størrelsesorden 35 MNOK. Magnetfeltene kan redusere noe, men ikke mye, ved å kable dagens 66 kV-ledning og utnytte deler av traséen for ny ledning. Kostnadene ved dette er noe usikre grunnet usikkerhet ved kryssing av elva og valg av endepunkt, men vil beløpe seg til flere millioner kroner. Ved en slik løsning må det også settes inn nye og kraftige endemaster like ved veien på begge sider av dalen.



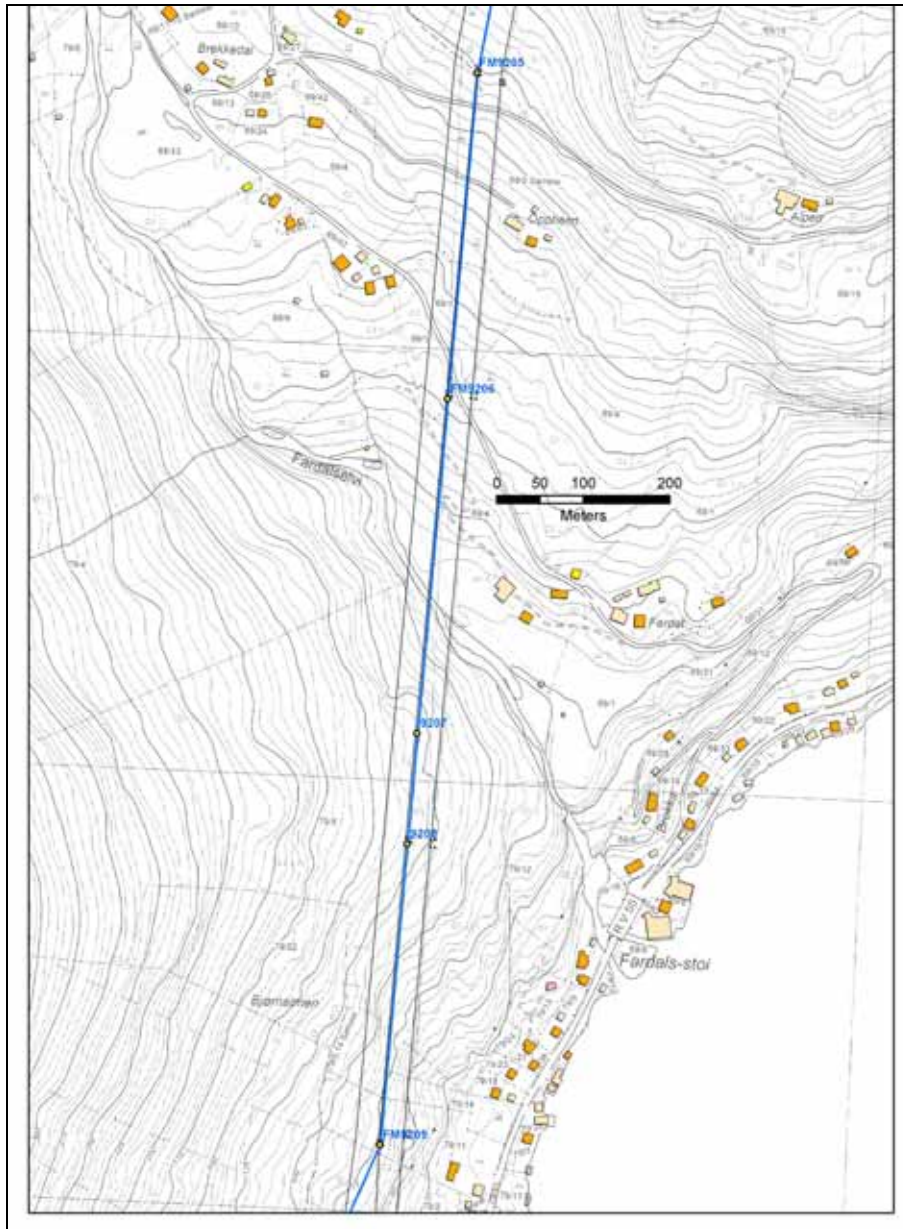
Figur 90: Naustdal. Kart som viser planlagt ledning og eksisterende bebyggelse ved kryssing av Naustdal. Mørk oransje er boliger, rosa er fritidsbolig, lys oransje er driftsbygning/uthus mens gul er uspesifisert. Senterlinjen for ny kraftledning er vist med blå strek.

Punkt 4, Angedalen: Se Figur 91. Her vil en helårsbolig komme ca 80 m fra ny ledning, men her vil dagens 132 kV-ledning bli liggende mellom boligen og ny 420 kV-ledning. Gjennomsnittlige magnetfelt vil kunne bli litt over utredningsgrensen. Vurderte tiltak er her som for punkt 3. Men det enkleste tiltaket vil være å øke parallellavstanden mellom eksisterende og ny ledning noe. Dette er det plass til, og dette bør vurderes nærmere under den videre planleggingen av anlegget. Dette vil imidlertid legge beslag på mer skog og gi ei større ryddegate i skogen.



Figur 91: Angedalen i Førde. Kart som viser planlagt ledning og eksisterende bebyggelse der alternativ 1.0 krysser dalen. Alle bygninger er her vist med oransje prikk. Nærmeste bolig ligger nord for dagens 66 og 132 kV-ledninger.

Punkt 5, Øvstedalen og Fardal: Se Figur 92. I Øvstedalen har boligbebyggelse på begge sider av ledning i dag gjennomsnittlige magnetfelt som kan være litt over utredningsgrensen $0,4 \mu\text{T}$. Ved valg av alternativ 1.23 ut fra Fardal, vil dagens 300 kV-ledning til Leirdøla bli bygget sammen med ny ledning. Simuleringen viser da at magnetfeltene vil bli lavere enn i dag øst for ledningen, og marginalt høyere vest for ledningen. Ved valg av alternativ 1.0 på fremsiden av Skriki, vil en ledning ut fra Fardal og gjennom Øvstedalen bli revet, og magnetfeltet vil bli noe redusert på begge sider av ledningene i forhold til i dag. Mastebildene ved Uppeim for valg av ulike traséløsninger er vist i Figur 68. Magnetfeltberegningene er vist i vedlagte konsekvensutredning.



Figur 92: Fardal - Øvstedalen i Sogndal. Kart som viser planlagt ledning og eksisterende bebyggelse i området. Mørk oransje er boliger, rosa er fritidsbolig, lys oransje er driftsbygning/uthus mens gul er uspesifisert. Senterlinjen for ny kraftledning er vist med blå strek. Ledningen til venstre er 132 kV-ledning Fardal- Mel. Den til høyre er 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal som vil bli bygget samme med ny ledning dersom alternativ 1.23 blir valgt

Statnetts anbefalinger:

For punkt 1, 2 og 3 (Ytre Standal, Sør dalen og Nausdal) mener Statnett at nytteeffekten av vurderte avbøtende tiltak ikke står i forhold til kostnadene, og kan derfor ikke anbefale disse.

For punkt 4 (ved Kvamme i Angedalen) kan vi heller ikke anbefale kostbare tiltak. Men en liten justering av traséen slik at parallellavstanden til dagens 132 kV -ledning øker, kan vurderes nærmere under prosessen.

For punkt 5 (Fardal og Uppeim ved Øvstedalen) vil Statnett anbefale alternativ trasé på fremsiden av Skriki (alternativ 1.0) fremfor alternativ 1.23 gjennom Øvstedalen. Dersom alternativ 1.23 likevel skulle velges, vil Statnett anbefale bruk av dobbelkursmaster for å unngå riving av bebyggelse eller flytting av ledninger.

6.5 Tilpasning av traséer og masteplasser

Underveis i prosessen med høringen av konsesjonssøknaden og videre detaljplanlegging, kan det vise seg ønskelig å gjøre justeringer både av traséer og mastepunkter. For eksempel vil det fra grunneiere kunne komme opp ønsker om justering av masteplasser av hensyn til jordas arrondering og annen bruk av arealet under og nær traséen. Statnett vil være positiv til slike justeringer såfremt de ikke samlet sett har større ulemper enn omsøkte løsninger.

6.6 Tiltak mot fuglekollisjoner

Flere fuglearter er utsatt for å kolliderer med kraftledninger. For en 420 kV-ledning gjelder dette i første rekke med topplinene. Dette er nærmere omtalt i vedlagte konsekvensutredning. Aktuelle tiltak for å avbøte på dette er enten å legge ledningen utenom områder med stor kollisjonsfare, kabling av ledningen eller ledningens toppline, eller merking av topplinene. Kabling av en 420 kV-ledning er som nevnt over meget kostbart, mens merking av topplinene kan gjøres relativt rimelig. En annen mulighet er å ta ned topplinene og legge disse i bakken på kollisjonsutsatte strekninger. Der det er enkle graveforhold med løsmasser, vil merkostnaden ved slik kabling av topplinene være ca kr 80000 pr km.

I vedlagte konsekvensutredninger er det påpekt områder hvor det kan være en betydelig risiko for fuglekollisjoner.

Statnetts anbefalinger:

Avklaring av om, og eventuelt hvor, det er hensiktsmessig med tiltak for å unngå fuglekollisjoner, og hvilke tiltak som bør benyttes, bør avklares under prosessen frem mot konsesjonsvedtak og anleggstart. Konsekvensutredningen gir ikke et godt nok grunnlag til å gi entydige anbefalinger om metoder og utstrekning nå. Statnett anbefaler at dette blir utredet nærmere før anleggstart.

Statnett er åpen for merking av toppliner og eventuelt også nedgraving av topplinene på utsatte strekninger dersom dette er teknisk gjennomførbart og økonomisk forsvarlig, og dersom dette ikke gir vesentlige andre ulemper for omgivelsene.

6.7 Tiltak ved parallellføring

Der ny 420 kV-ledning legges parallelt med eksisterende kraftledninger, vil det kunne oppstå urytme i linjeføringen dersom ikke mastene på de to parallelle ledningen plasseres rett utfor hverandre.

Eksisterende ledninger i dette området er på 132 og 66 kV. Mastene er betydelig mindre og spennlengdene kortere enn for ny ledning. Det vil derfor ikke være hensiktsmessig med tvungen prosjektering slik at mastene på ny og gammel ledning settes helt parallelt. Dette vil gi uforholdsmessig korte spenn på ny ledning.

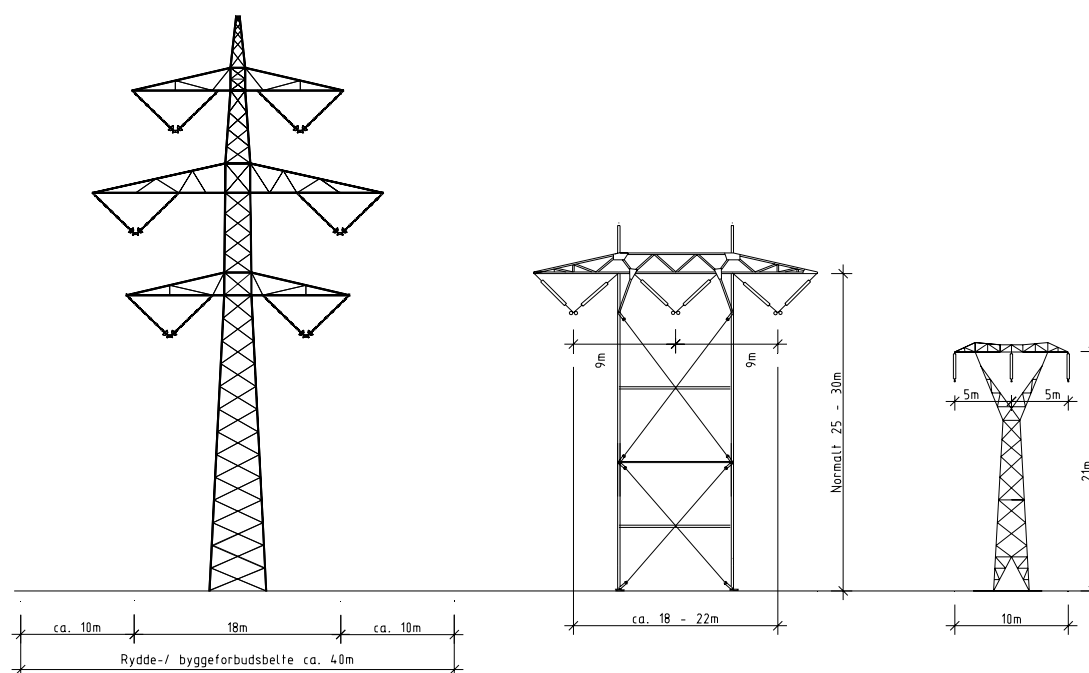
Statnetts anbefalinger:

Statnett vil tilstrebe å prosjektere ny ledning slik at det blir en god rytme mellom gammel og ny ledning. Statnett vil imidlertid fraråde bruk av tvungen prosjektering der mastene for ny ledning settes rett utfor mastene på eksisterende ledning.

6.8 Fellesføringer

Det er i spesielle tilfeller teknisk mulig å bygge en eksisterende 300 kV eller 132 kV-ledning sammen med ny ledning på en felles masterekke. Dette er nærmere omtalt i vedlagte konsekvensutredning (kapittel 3.4). Dagens ledning må da rives. Men i de fleste tilfellene er dagens ledning så viktig for forsynings sikkerheten i området, at ny dobbelkursledning må bygges ferdig før gammel ledning kan rives.

Gevinsten ved slik fellesføring i samme masterekke er redusert arealbeslag, lavere magnetfelt og muligheter for å flytte dagens ledning dersom den ligger uheldig plassert. Ulempene er i første rekke store merkostnader og ofte et mer dominerende mastebilde. En slik dobbelkurs mast vil normalt være 15-20 m høyere enn en standard 420 kV mast. Merknaden i forhold til omsøkt ledning vil bli ca kr 2 millioner per km ledning. I tillegg kommer utkoplingskostnader for eksisterende ledninger. Se mastebilde i Figur 93.



Figur 93: Dobbelkursmast sammenlignet med ny planlagt 420 kV mast og 132 kV master i området. Figuren viser typiske dimensjoner på eventuell dobbelkursmast til venstre, ny planlagt 420 kV mast og til høyre dagens 132 kV stålmaster på dagens gjennomgående 132 kV-ledning gjennom området. Førings på dobbelkursmaster vil normalt medføre ca 15 – 20 meter høyere master, sammenlignet med planlagt ny 420 kV mast.

I vedlagte konsekvensutredning er følgende områder påpekt som mulige for bruk av slik dobbelkursløsning

- Utføringen fra Ørskog transformatorstasjon
- Enkelte strekninger langs alt 1 gjennom Sykkylven, Ørsta og Volda.
- Området rundt Nordfjordeid og deler av hovedalternativ 1 mellom Åskåra og Moskog.
- Noen korte strekninger sør for Moskog samt føring inn mot Fardal transformatorstasjon.

Statnetts anbefalinger:

Statnett kan ikke se at gevinsten ved slik fellesføring mellom dagens 132 kV-ledning og ny 420 kV-ledning står i forhold til merkostnaden på noen av de nevnte strekningene.

Når det gjelder utføringen fra Fardal etter alternativ 1.23 gjennom Øvstedalen, vil imidlertid Statnett anbefale bruk av slik fellesføring mellom dagens 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal og ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal over en strekning på ca. 2 km. Dette er nærmere redegjort for i kapittel 3.3, kapittel 6.4 og i Figur 68.

6.9 Skogskjøtsel og transportskader

Hogstgaten under kraftledningen kan bli ca 40 m bred, og gjøres for å gjøre ledningen driftssikker. I enkelte tilfeller der linene henger høyt nok over bakken, vil skogen eller enkelt lavtvoksende plantearter imidlertid kunne vokse fritt.

Anleggsarbeidet vil medføre skader på terrenget, bl.a. som følge av transport av tømmer og seinere av materiell, utstyr og mannskap. Se kapittel 7.

Statnetts anbefalinger:

Statnett vil før anbudsinnbydelse og anleggstart utarbeide en miljø- og transportplan som skisserer opp hvilke tiltak som må gjøres for unngå unødig terrengskade og andre miljøulempere som følge av anlegget. Når entreprenør for anlegget er valgt, vil det bli utarbeidet mer detaljerte planer for transport og anleggsvirksomhet.

7. TRANSPORT OG RIGGOMRÅDER

7.1 Stasjoner

Av hensyn til transport av transformator, må det være god vei fra havn eller jernbane og frem til transformatorstasjonen. Maksimal stigning på veien er 1:10, i tillegg til at det stilles spesielle krav til svingradius.

Til stasjonene i Ørskog skal det transporteres reaktor med transportvekt maks 150 tonn. Reaktoren kan transporteres samme vei som en transformator i 2003; Via Skorgeneset kai i Vestnes.

Til Moskog må det transporteres en transformator med transportvekt på maks 250 tonn. Transformatoren kommer til Førde med spesialskip, og transporteres videre på vei. Transporten vil passere noen bruer som må undersøkes nærmere, og eventuelt forsterkes. Det vil bli søkt om dispensasjon fra Statens vegvesen. Det må bygges ny vei den siste biten opp til stasjonen. Se planskisser i vedlegg 5.

Til Fardal skal det transporteres transformator med transportvekt på maks 250 tonn. En tilsvarende transport ble gjennomført til stasjonen i 2003 via kai ved Slinde ca 8 km fra Fardal.



Figur 94: Transformatortransport stiller strenge krav til stigning, svingradius, bæreevne på veilegene osv.

7.2 Ledning

7.2.1 Aktuelle transportveier og riggområder

Statnett har utarbeidet en foreløpig transportplan for prosjektet [17]. Her gis det en oversikt over ledningsbygging generelt, en foreløpig gjennomgang av private veier, mulige

riggområder og lokalisering av trommel- og vinsjeplasser for dette prosjektet. Oversiktskart for transportplanen er vist i vedlegg 3. Eierne av aktuelle veier vil før anleggstart bli kontaktet for tillatelse til bruk av vei og for erstatning ved slitasje/skade som eventuelt påføres veiene.

Avhengig av entreprenør, byggemetode og anleggstekniske forhold samt årstid osv., kan det bli behov for noe opprustning av enkelte veier. Dette kan innebære grusing for økning av bæreevne, eventuell forsterkning av bruer og utbedring av krappe svinger. Målet er god kjørbare vei for lastebil eller traktor. Noe nybygging av vei kan også være nødvendig.

7.2.2 Rydding av ledningstrasé

Skogrydding foretas normalt enten av grunneier eller av skogsentreprenør. Her kan det bli benyttet forskjellige typer av skogsmaskiner eller avvirkes med motor sag. Drivverdig skog transporteres til opplastingsplass ved bilvei med terrenggående kjøretøy i fastlagte transportløyper/korridorer.

7.2.3 Fundamentering

Til gravearbeid for fundamenter benyttes normalt beltegående gravemaskin som kjøres fra mastepunkt til mastepunkt etter fastlagte transportløyper. I vanskelig terreng og for masteplasser med mye løsmasser kan det være aktuelt å demontere gravemaskinen for å frakte den til og eventuelt mellom mastepunkt med helikopter.

I tillegg må det fraktes luftkompressor med utstyr for boring av hull for fjellbolter. Forskalingsmaterialer/armering/betong/jordingsmateriell blir fraktet inn til mastepunktene. Slik transport vil bli utført ved hjelp av terrenggående kjøretøy eller helikopter.

7.2.4 Mastemontering

Transport av utstyr og materiell vil foregå som for fundamentering.

Ved valg av helikoptertransport vil stål til mastene sannsynligvis bli premontert på riggplass ved vei, og deretter fløyet direkte til mastepunkt og montert på ferdige fundament.

Master kan også monteres med mobilkran hvis mastepunkter ligger lett tilgjengelig eller ved bilvei. I slike tilfelle blir mastestålet kjørt direkte til masteplass med lastebil.

7.2.5 Linemontering

Ved linestrekking og montering vil strekkseksjoner med vinsje- og bremsplasser i hver ende bli forsøkt plassert der ledningen krysser veier eller ligger i tilknytning til vei. Utstyret som skal til vinsje- og bremseplassene er tungt, og krever atkomst på bakken. Bremsen står sammen med linetromlene (opptil 10 tonns vekt pr. kulli), og er avhengig av kjørbare atkomst helt fram.

For transport fra mast til mast er opplegget tilsvarende som for fundamentering og mastemontering.

Fjordspenn

De omsøkte traséalternativene krysser følgende fjorder hvor fjordspennmaster (enfasemaster) må benyttes på begge sider av fjorden: Storfjorden, Hjørundfjorden, Austefjorden, Hundvikfjorden, Esefjorden og Fjærlandsfjorden. Liner til fjordspenn er normalt av en kraftigere type enn det som benyttes i ledningen for øvrig. Fjordspennlinene kan

monteres/kjøres ut fra trommelplass/bremseplass og integreres i utkjøringen av de øvrige liner. Alternativt kan liner til fjordspennet kjøres ut ved plassering av linetrommel om bord i fartøy. Under arbeid med fjordspennet kan farvannet under i korte perioder være sperret for sjøgående trafikk.

Ved kryssing av Nordalsfjorden i Flora vil det bli benyttet enfasemaster på den ene siden av spennet og en ordinær avspenningsmast (eventuelt med økt faseavstand) på den andre. Se også kapittel 2.

7.2.6 Etterarbeid

Etterarbeid omfatter opprydding i ledningstrasé og rehabilitering av terrenget og vegetasjon i benyttede transportårer og riggområder. Sluttarbeider utføres etter nærmere avtale med grunneierne, rettighetshavere og kommunene.

7.2.7 Drift og vedlikehold

Under drift av ledningsanlegget vil det bli aktuelt med noe transport i forbindelse med inspeksjon og eventuelle reparasjoner eller fornyelse av ledningen. Inspeksjon gjennomføres til fots eller med snøscooter/terrengkjøretøy, eventuelt helikopter.

I skogsterreng vil ledningsgaten bli ryddet med jevne mellomrom for å unngå overslag til trær. Rettigheter til inspeksjon, vedlikehold og skogrydding vil bli regulert gjennom avtaler med grunneierne.

8. ANDRE VURDERTE HOVEDLØSNINGER

8.1 Andre transformeringspunkter

En arbeidsgruppe under ledelse av Sogn og Fjordane Energiverk Nett, med deltakelse fra Tussa Nett, Sunnfjord Energi og Statnett, har utarbeidet en rapport som vurderer behovet for og lokalisering av transformering underveis mellom Ørskog og Fardal [13]. Konklusjoner fra gruppas anbefalinger er omtalt i kapittel 5.4. Hovedkonklusjonen er her at så lenge ledningen Fardal – Stølsdalen saneres for å gi plass til ny 420 kV-ledning, må Moskog etableres som transformeringspunkt fra dag 1. Et transformeringspunkt lengre nord kan avvendes noe i tid, og forutsetter også oppgradering av eksisterende 66 kV-nett til 132 kV.

I etterkant av arbeidet i denne transformeringsgruppa, har Istad Nett på oppdrag fra regionalt kraftsystemutvalg (Tafjord Kraftnett, Tussa Nett og Istad Nett) og Statnett, utarbeidet en rapport som gir en innledende vurdering av mulighetene for å frigi hele eller deler av 132 kV traséen mellom Haugen og Sykkylven og behovet for 420/132 kV transformering på Sunnmøre [18]. Hovedkonklusjonen i rapporten er følgende:

- Det er behov for minimum en ny transformator på Sunnmøre.
- Minimum en ny transformator bør kunne plasseres i Haugen-området.

Begrunnelsen er først og fremst akseptabel forsyningsikkerhet for hele Sunnmøre inkludert Ålesund, men i økende grad også betydelig innestengt regulert og uregulert produksjon.

Det vises til nettskisse over området i Figur 79.

Transformering i Skei / Reed området

I Sogn og Fjordane er det et betydelig potensiale for småkraft, og stasjonene Skei og Reed ligger gunstig lokalisert i forhold til dette. Ser man isolert på småkraften, er Skei og Reed de beste transformeringspunktene for en første transformering underveis mellom Ørskog og Fardal. Befolkningstettheten er imidlertid størst lenger vest, langs Førde – Florø akse, og industriutviklingen forventes å skje her eller lenger vest langs kysten. Vindkraftpotensialet er også lokalisert i kystnære strøk. Ved å velge et transformeringspunkt lokalisert i Moskog, midt mellom kysten og småkraftpotensialet langs Jostedalsbreen, legges det vel til rette for en økt aktivitet i hele området. Eksisterende nett vil da benyttes til å overføre kraft fra småkraftområdene inn til transformeringspunkt i midtre korridor. Arbeidsgruppens rapport [13] vurderer også Skei/Reed-området som dårligere miljømessig egnet enn Moskog.

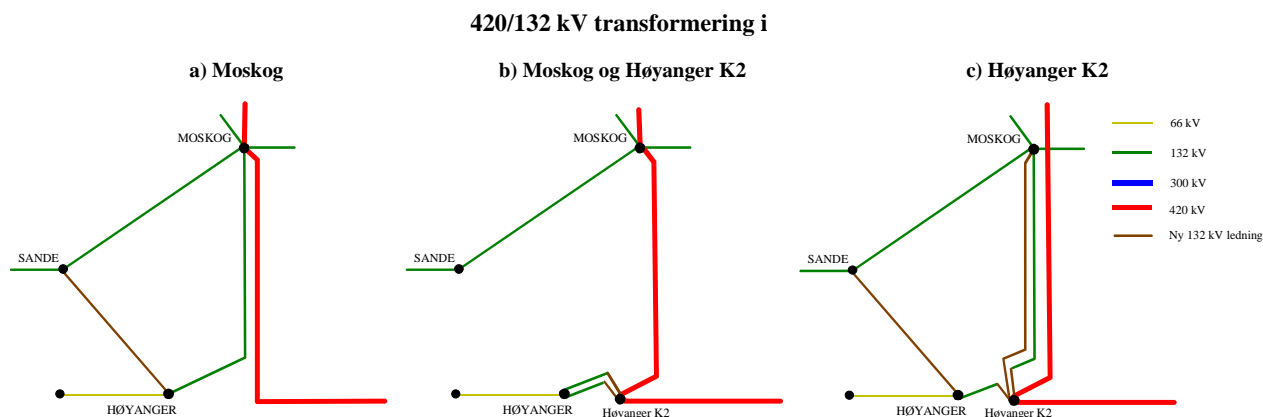
Transformering i Høyanger

På grunn av begrenset areal og nærhet til bebyggelse, er det ikke plass til et 420 kV anlegg ved dagens stasjon i Høyanger. En ny stasjon vil kunne legges inne i dalen i nærheten av kraftstasjonen K2. Området er trangt og skredutsatt, men skredexpert mener at det vil være mulig å sikre området på en god måte.

Systemmessig er Høyanger et punkt med god kraftbalanse og begrenset utvekslingsbehov med hovednettet. Ved sanering av Fardal – Stølsdalen (Høyanger), vil imidlertid Høyanger kun få ensidig nettilknytning, og det er derfor planlagt en ny 132 kV reserveforsyning fra Sande til Høyanger [14]. 420/132 kV transformering i Høyanger har vært vurdert både som alternativ til Moskog og som alternativ til meldt ny 132 kV forsyning Sande – Høyanger (se kapittel 3.4). Høyanger fremstår imidlertid som en klart dårligere løsning enn Moskog med

hensyn på kapasitet både når det gjelder produksjon og forbruk lengre nord i fylket [13]. Høyanger som alternativ til Moskog vil medføre behov for ytterlige ledningsbygging mellom Høyanger og Moskog på sikt [19]. En slik løsning blir vel 100 MNOK dyrere enn omsøkt løsning med transformering i Moskog. Transformering i Høyanger som et tillegg til transformering i Moskog vil gjøre en ny 132 kV-ledning Sande – Høyanger overflødig, og gjøre det mulig å fjerne dagens ledning mellom Høyanger og Moskog. Merkostnadene ved en slik stasjon i Høyanger blir ca 160 MNOK i forhold til omsøkt løsning. Disse alternative nettløsningene er skissert i Figur 95.

På grunn av merkostnadene, kan Statnett ikke anbefale transformering i Høyanger.



Figur 95: Transformering i Høyanger. Prinsippkisser for alternativ nettvikling med transformering i Moskog, i Moskog og Høyanger og i bare Høyanger. Investeringskostnadene ved disse tre alternativene er estimert til henholdsvis ca 170 MNOK, 330 MNOK og 280 MNOK

Transformering i Leivdal eller Åskåra

Ved Åskåra kraftverk er det ikke plass til en 420 kV-stasjon. En eventuell ny stasjon er derfor forutsatt lagt vel 3 km lengre vest.

Ved Leivdal er det en transformatorstasjon i dag som eies av SFE. Ny 420 kV stasjon er tenkt etablert i tilknytning til eksisterende stasjon, på sørsiden av eksisterende anlegg. Transformering i Nordfjord ved Leivdal er et alternativ til transformering i Åskåra.

Pr i dag synes Åskåra å være det beste punktet for 420/132 kV transformering i Nordfjord. Med en transformering i Åskåra kan produksjonen i Åskåra kraftverk mates direkte opp på 420 kV, slik at overføringskapasitet i eksisterende 132 kV nett frigjøres til potensiell vindkraft. Arbeidsgruppa ledet av Sogn og Fjordane Energiverk har imidlertid konkludert med at transformering i Nordfjord ikke synes å være nødvendig før nærmere år 2020, og at eksisterende 66/132 kV-ledningsanlegg må oppgraderes før det blir full nytte av en stasjon i dette området [13]. Etablering av vindkraft i området vil fremskynde behovet for transformering.

På bakgrunn av dette har Statnett valgt å ikke søke om konsesjon på etablering av 420 kV transformering i Nordfjord i denne omgang. Statnett ønsker likevel å ha mulighetene åpne for å velge transformeringspunkt på et senere tidspunkt når man ser den faktiske utviklingen i ny produksjon og forbruk i området. Alle traséalternativer som er lagt fram i søknadsdokumentet går derfor like i nærheten av både Leivdal og Åskåra i Nordfjord.

Transformering i Haugen-området

På grunn av boligbebyggelse er det ikke plass til et 420 kV-anlegg med ledningsinnføringer i tilknytning til dagens stasjon Haugen i Ørsta kommune. Dersom det skal bygges ut en ny stasjon i dette området bør den legges noen km mot sør eller mot øst (Vatnedalen eller nord for Hovdenakk). Statnett søker ikke om transformering i Haugen i denne omgang, men legger til rette for transformering i Haugen-området ved at hovedtrasé 1 mellom Ørskog og Leivdal legges i nærheten av Vatnedalen/Hovdenakk.

Haugen stasjon ligger sentralt i Tussa Nett sitt område, omtrent midt mellom stasjonene Ørskog og Åskåra. En transformering her vil være med på å avlaste transformering i Ørskog og overføringen i eksisterende 132 kV nett. Sammen med Sulafjordforbindelsen vil en transformering i Haugen-området styrke forsyningen av Ålesund by. I dag er 420/132 kV transformatoren i Ørskog høyt belastet, og det vurderes å installere en transformator til. Med tanke på reserveforsyningen til Ålesund by vil en lokalisering i Haugen-området ha fordeler sammenlignet med å samle begge transformatorene i Ørskog [18].

Med en transformering i Haugen-området vil det åpnes muligheter for fremtidig sanering av noe av 132 kV nettet på strekningen Haugen – Sykkylven – Giskemo (Ørskog). Dette krever imidlertid betydelige tiltak i 132 kV nettet. Som et minimum må det bygges en ny 132 kV-ledning til Sykkylven fra for eksempel Tafjord-Giskemo ledningene, over Storfjorden til Stranda og videre til Sykkylven. Sanering av ledningen Haugen – Sykkylven vil vanskeliggjøre tilknytningen av småkraftverk i området rundt Hjørundfjorden. Se omtale av dette i kapittel 6.1. Innledende vurderinger viser at det ikke er mulig å sanere noe nett før transformeringen i Haugen og ny forsyning til Sykkylven er etablert. Altså må 420 kV-ledningen komme først.

En transformator i Haugen-området vil bare i begrenset grad redusere transformeringsbehovet lenger syd i Åskåra/Leivdal området. Transformering i Haugenområdet vil derfor måtte komme i tillegg til en fremtidig transformering i Nordfjord.

Omsøkt hovedløsning 1 (traséalternativ 1.3) er lagt slik at det vil være mulig å etablere en transformering i Haugen-området. Velges hovedløsning 2 mellom Ørskog og Leivdal må fremtidig forsyning av Sunnmøre sikres på en annen måte. Det kan være aktuelt å øke transformeringskapasiteten i Ørskog og etablere ny transformeringskapasitet i Leivdal. Kombinert med ombygging og/eller nybygging av 66 kV og 132 kV ledninger kan dette bli en akseptabel løsning. Løsningen krever omfattende forsterkning av lokalt nett. Med transformering i Haugen-området, vil det i følge [18] åpnes store muligheter for sanering av lokalt nett. Det er imidlertid behov for ytterlige analyser av en slik transformering, og om andre alternative tiltak vil være tilfredstillende/bedre for fremtidig utvikling i området.

Foreløpig vurderer Statnett det ikke som avgjørende viktig å gå via Haugen-området, selv om dette gir en noe større systemmessig fleksibilitet enn hovedløsning 2 via Hornindal og Stranda.

8.2 Indre trasé på seksjon 2 Leivdal – Moskog

I meldingen for prosjektet [3] la Statnett frem planer for flere traséalternativer gjennom indre strøk på midtre seksjon mellom Leivdal og Moskog. Disse var benevnt med alternativ 3 og 4. Enkelte av traséen ble lagt bort etter anmodning fra NVE i utredningsprogrammet for prosjektet [4].

Underveis i prosessen frem mot konsesjonssøknad, har imidlertid Statnett kommet frem til at det er svært ønskelig at alle løsninger som omsøkes legger til rette for en mulig fremtidig transformering i Åskåraområdet i Bremanger. Alternativ 3 og 4 går ikke via Åskåraområdet.

Statnett har derfor besluttet å ikke søke konsesjon på noen av disse alternativene. Dette er også i tråd med anbefalingene fra en arbeidsgruppe ledet av SFE Nett [13].

8.3 Kabling

I fastsatt utredningsprogram for prosjektet (vedlegg 1) heter det:

”Kabel (sjø- og jordkabel) som alternativ til luftledning skal beskrives generelt. Utredningen skal omtale miljømessig, økonomiske, tekniske og driftsmessige forhold. I tillegg skal kabel (sjø- og jordkabel) vurderes kort på følgende spesifiserte strekninger. 1) Fardal – Ørskog. 2) Ut Hyefjorden. Herunder må det kort vurderes en luftledningstrasé ned til Hyen og for tilknytning til al. 1.0 nord for Nordfjord. 3) Leivdal – Ørskog”.

Statnett engasjerte Multiconsult til å foreta en slik kabelutredning. En utdypende sammenfatning av kabelrapporten er gitt i vedlagte konsekvensutredning.

Utredningen konkluderer med at de nevnte kabelforbindelsen synes å være teknisk mulig å gjennomføre selv om strekningen Bjørkedalen – Leivdal på seksjonen Leivdal – Ørskog representerer store utfordringer som ikke er utprøvd i praksis. For strekningen Leivdal – Ørskog er det derfor vurdert en alternativ løsning med luftledning fra Leivdal til Sætervika ved Austefjorden og sjøkabel videre til Ørskog [20].

Utredningen er gjort på bakgrunn av kartstudier, tidligere kabelutredning i forbindelse med prosjektet Sima – Samnanger og en befaring i området.

En kabling på hele strekningen fra Ørskog til Fardal må utføres som likestrøm, mens de øvrige strekningene kan benytte vekselstrømsteknologi. Vekselsstrømskabler på denne forbindelsen må ha en overføringsevne på minimum 1200 MW kontinuerlig i 2012, og kortvarig 1600 MW dersom det oppstår strømbrydd på andre ledninger inn til Midt-Norge. Dette betyr at det må legges to kabelsett. Dvs. totalt 6 kabler. Det er også forutsatt at man kan benytte den nyeste kjente teknologi med plasisolerte kabler også for de dyp det her er snakk om. Statnett har nettopp lagt verdens første plastisolerte sjøkabelanlegg på 220 m dyp ut til Ormen Lange anlegget på Aukra. I Voldafjorden kan det bli aktuelt å gå ned til dybder på 700 m. Det må derfor påregnes betydelig utviklings- og testarbeid før et slikt kabelanlegg kan legges.

En likestrømsforbindelse vil være en bipol med to masseimpregnerte kabler.

Sjøkabel har en del miljømessig fordeler i forhold til luftledning i første rekke siden man unngår luftledningen. Kabling av en 420 kV-ledning på land, er imidlertid også et stort inngrep. Det vises til kabelrapporten for en nærmere beskrivelse av kabelanlegg og virkningene av disse.

I Tabell 8 er det gitt en oversikt over lengder og kostnader ved de ulike utredete kabelløsningene, hva en luftledning på samme strekning vil koste, samt kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning.

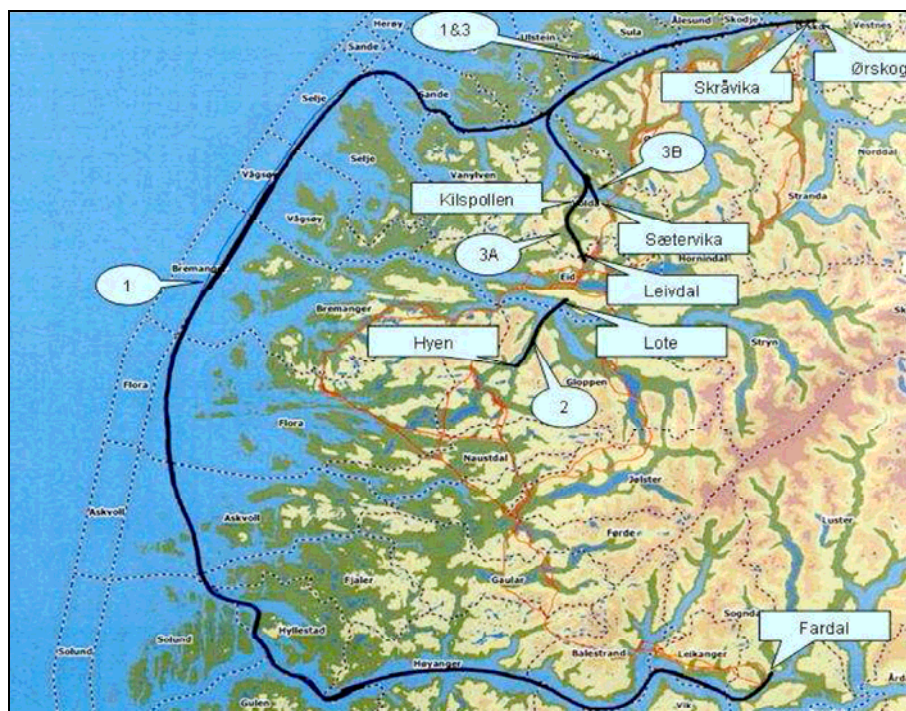
	STREKNING	LENGDE KABEL I KM			KOSTNAD I MNOK		Merknad	LUFTLEDNING		FORHOLD
		Total	På land	I sjø	Total	Pr km		Km	Kostnad MNOK	Kabel : luftledning
Veksel- strøm	Ørskog - Leivdal	103	14	89	3467	34	To kabelsett (Pex)	90	342	10,1
	Ørskog - Sætervika	84	4	80	2796	33		72	274	10,2
	Hyen - Lote	21	2	19	740	35		46	184	4,0
Like- strøm	Ørskog -Fardal	375	5	370	6664	18	Bipol-løsning (massekabel)	300	1140	5,8

Tabell 8: Tabellen gir en oversikt over lengde og kostnader ved de ulike utredete kabelalternativene på ny ledning Ørskog–Fardal. Kostnadsestimatene er angitt som minimumstall, og forutsetter problemfri installasjon. Tabellen gir også en oversikt over lengde og kostnad ved en luftledning på tilsvarende strekning og kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning. Av dette fremgår det for eksempel at en sjøkabelløsning fra Ørskog til Sætervika i Austefjorden vil koste ca 2,8 milliarder kroner, mens en luftledning på samme strekning vil koste ca 270 millioner kroner. Altså koster en kabelløsning vel 10 ganger mer enn en luftledning.

Statnett kan ikke anbefale noen av disse kabelløsningene først og fremst på grunn av kostnadene. En likestrømskabel fra Ørskog til Fardal vil også gå utenom de sentrale deler av Sogn og Fjordane, og man vil ikke få den nytteeffekten som ny ledning vil gi i dette området. Se omtale av dette i kapittel 5. Kabling mellom Hyen og Lote utelukker også en mulig fremtidig transformering ved Åskåra. Dersom kabelløsningen skulle legges fra Hyen til Åskåra, vil dette mer enn fordoble kostnaden ved denne delen av prosjektet. Kablingsalternativene mellom Ørskog og Sætervika/Leivdal utelukker en mulig fremtidig transformering i Haugenområdet på Sunnmøre. Se kapittel 3.1.

Statnett ser imidlertid at en sjøkabelløsning på strekningen Ørskog – Sætervika vil ha store miljømessige fortrinn fremfor en luftledning. Men alle de utredete kabelløsningene gjør prosjektet ulønnsomt for kraftsystemet (se kapittel 5.3.4), selv om en også tar hensyn til ikke estimerte nytteeffekter i Sogn og Fjordane og Sunnmøre (se kapittel 5). Statnett kan ikke anbefale en slik løsning utifra dagens retningslinjer for utbygging av sentralnettet.

Gjeldende kablingspolitikk (St.prp.nr.19(2000-2001)) tilsier også at kabel ikke kan anbefales. Her heter det bl.a.: "420/300 kV vert bygd som luftledning. Berre i heilt spesielle unntakstilfelle med særst sterke miljøomsyn, bør kabling vurderast."



Figur 96: Kartet gir en oversikt over utredete kabelløsninger. Dette er også vist på kartene i vedlegg 7.

9. SAMMENFATNING AV KONSEKVENsutREDNINGEN

I dette kapitlet gis en kort sammenfatning av utførte konsekvensutredninger. Her gis det kun en oppsummering av konsekvensutredningene for de traséalternativene som er omsøkt. For mer utførlige detaljer og for gjennomgang av andre utredete traséer, vises det til vedlagte konsekvensutredninger. Det er laget en konsekvensutredning for hver delseksjon. Disse bygger igjen på en rekke fagrapporter.

9.1 Delseksjon 1: Ørskog – Leivdal

Følgende hovedalternativer og underalternativer omsøkes, og er utredet, på strekningen Ørskog – Leivdal:

Hovedalternativ 1: Dette hovedalternativet har følgende nummerering på kartene fra nord mot syd: **Alt. 1.0 – 1.7 – 1.2 – 1.0 – 1.3 – 1.4 – 1.4.2 – 1.4.1 – 1.0**

I tillegg omsøkes følgende underalternativer til hovedalternativ 1:

- Strekning: Ørskog – Riksem **Alt. 1.6**
- Strekning: Riksem – Åmsnipa **Alt. 1.2.2**

Hovedalternativ 2: Dette hovedalternativet har følgende nummerering på kartene fra nord mot syd: **Alt. 2.0 – 2.8 – 2.1 – 2.0 – 2.7 – 2.0**

I tillegg omsøkes følgende underalternativer til hovedalternativ 2:

- Strekning: Ørskog – Myklebust **Alt. 1.0 – 1.6(1.6.1) – 1.1**
- Strekning: Vagsvika/Storfjorden **Alt. 2.0**
- Strekning: Myklebust – Hellesylt **Alt. 2.3**
- Strekning: Hellesylt – Raftevollen **Alt. 2.4**

Landskap: Hovedalternativ 2 (H2) vurderes som det minst konfliktfylte alternativet for landskap. Hovedalternativ 1 har fire fjordkryssinger mot H2s ene. Hjørundfjorden blir sterkt påvirket av H1 mens H2 kan sees fra ytre deler av verdensarvområdet omkring Geirangerfjorden.

Landbruk: De to ulike hovedalternativene vil i like stor grad beslaglegge jord- og skogsbruksarealer. Konsekvensene for tilleggsnæringer regnes også som like. Derfor likestilles H1 og H2.

Kulturminner og kulturmiljø: H2 vurderes som et bedre alternativ enn H1. H2 berører færre og i mindre grad kulturmiljøer tilknyttet utmark og seterdrift. I tillegg går H2 i større grad gjennom områder der nyere infrastruktur er en del av landskapet.

Biologisk mangfold: Hovedgrunnen til at H2 blir vurdert som bedre enn H1 er det relativt høye konfliktnivået med rødlistearter som er registrert for H1 på delstrekningen Åmsnipa-Movatnet.

Reiseliv: Begge hovedalternativene vurderes til å ha store konsekvenser for reiselivet. Som følge av noe mindre arealbeslag vurderes H2 som best.

Friluftsliv: H2 vurderes som bedre enn H1 fordi førstnevnte hovedalternativ vil berøre noe færre og mindre friluftsområder enn H1. H1 vil i større grad påvirke viktige friluftsområder langs hele sin trasé.

Fritidsboliger: De to hovedalternativene vil i forholdsvis lik grad berøre viktige områder for fritidsboliger. H2 er rangert foran H1 fordi førstnevnte i noe mindre grad kommer i konflikt med eksisterende og planlagt fritidsbebyggelse, men forskjellene er små.

Inngrepsfrie naturområder (INON): H1 er klart bedre enn H2 når det gjelder tap av inngrepsfrie naturområder. H1 medfører tap av 5,6 km² av INON-sone 3, mens H2 vil medføre et tap på 35,3 km². Tapene av sone 2 og 3 er små for begge alternativer.²

Bebyggelse: H1 og H2 er relativt like hva gjelder nærhet til bebyggelse. Innenfor 100 m fra senterlinjen for H1 ligger det 2 bolighus, 12 hytter/stølsanlegg og 18 "andre bygninger", mens det for H2 ligger 1 bolighus, 8 hytter/stølsanlegg og 19 "andre bygninger" innenfor 100 m fra senterlinjen. Ingen bolighus ligger innenfor planlagt byggeforbudsbelte. De tre nærmeste bolighusene ligger alle i spennet 61 – 80 meter fra senterlinjen.

Tabell 9: Fagutredernes totalvurdering av omsøkte hovedløsninger mellom Ørskog og Leivdal (seksjon 1). Den ene kolonnen viser hvilken rangering (1 er best og 2 er dårligst) det enkelte fagmiljø har gjort av omsøkte hovedløsninger, mens den andre kolonnen viser hvilken konsekvens fagmiljøet har tildelt hovedløsningene på en nidelt skal fra Svært stor positiv konsekvens (+ + + +) til Svært stor negativ konsekvens (- - - -). Tabellen viser at så godt som alle fagtema rangerer hovedalternativ 2 som bedre enn hovedalternativ 1.

	Hovedalternativ 1		Hovedalternativ 2	
	Rangering	Konsekvens	Rangering	Konsekvens
Landskap	2	--- / ----	1	---
Landbruk	1	--	1	--
Kulturminner	2	--	1	-
Biologisk Mangfold	2	---	1	--
Reiseliv	2	----	1	----
Friluftsliv	2	----	1	---
Fritidsboliger	2	--	1	--

Tabell 10: Fagutredernes vurdering av omsøkte underalternativer vurdert opp imot omsøkte hovedløsning 2 mellom Ørskog og Leivdal (seksjon 1). Vurderingen er gjort på bakgrunn av en tre delt skala, der + indikerer at underalternativet vurderes som bedre enn hovedalternativet på den angitte strekningen, mens 0 indikerer at de vurderes som likeverdige, og - indikerer at de vurderes som dårligere enn hovedalternativet på den angitte strekningen. Tabellen viser at de fleste fagtema vurderer underalternativ 1.2.2 i Follestadalen som bedre en hovedalternativet på denne strekningen.

Underalternativ	Hovedalternativ 1		Hovedalternativ 2			
	Alt 1.6	Alt 1.2.2	Alt 1.0-1.6-1.1	Alt 2.0	Alt 2.3	Alt 2.4
Landskap	0	+	+	-	+	-
Landbruk	+	+	-	-	+	0
Kulturminner	-	+	-	-/0	-	-
Biologisk Mangfold	-	+	+	-	-	+
Reiseliv	0	0	+	-	0	0
Friluftsliv	-	+	-	0	0	0
Fritidsboliger	0	+	(+)	0	0	-

² Inngrepsfrie naturområder (INON). Sone 3 er områder som i dag ligger fra 1 til 3 km fra større tekniske inngrep. Sone 2 og 1 ligger hhv 3-5 og mer enn 5 km fra større tekniske inngrep.

9.2 Delseksjon 2: Leivdal – Moskog

Følgende hovedalternativer og underalternativer omsøkes, og er utredet. På strekningen Leivdal – Moskog:

Hovedalternativ 1: Dette hovedalternativet har følgende nummerering på kartene fra nord mot syd: **Alt. 1.14 – 1.0 – 1.11 – 1.0 – 1.16 – 1.0.**

I tillegg omsøkes følgende underalternativer til hovedalternativ 1:

- Strekning: Leivdal – Vetten **Alt. 1.15**
- Strekning: Leivdal – Vetten **Alt. 1.15 – 1.15.1**
- Strekning: Åskorelva – Sjørdalsvatnet **Alt. 1.11.1 – 1.0**

Hovedalternativ 2: Dette hovedalternativet har følgende nummerering på kartene fra nord mot syd: **Alt. 1.14 – 1.0 – 1.10 – 2.0 – 2.10 – 2.10.3 – 2.10.1 – 2.0.**

I tillegg omsøkes følgende underalternativer til hovedalternativ 2:

- Strekning: Straumsbotnen - Moskog **Alt. 2.11 – 1.0**
- Strekning: Straumsbotnen - Moskog **Alt. 2.11.1**
- Strekning: Straumsbotnen - Moskog **Alt. 2.12**

Landskap: H2 vurderes som beste alternativ fordi traséen ligger godt i det storskala landskapet og unngår i større grad tett bebyggelse og langsgående linjeføring gjennom viktige landskapsrom. H1 har større negative konsekvenser som følge av berøring av flere viktige landskapsrom og parallellføring med eksisterende linjer som medfører brede hogstgater og et rotete preg som øker den negative visuelle effekten.

Kulturminner og kulturmiljø: H1 berører samlet sett et større antall kulturmiljøer med middels-stor og stor verdi enn H2. H2 er godt tilpasset kulturmiljøene på strekningen, og berører først og fremst kulturmiljøer med middels og middels-liten verdi.

Friluftsliv: H2 blir vurdert som det klart dårligste alternativet. Dette fordi traséen vil gå gjennom det viktige området Ålfotbreen. Området blir karakterisert som et viktig område for store brukergrupper og det er ikke ønskelig med aktiviteter som reduserer muligheten til å utøve tradisjonelt friluftsliv. H1 er det beste alternativet fordi det berører få viktige friluftsområder.

Reiseliv: For reiseliv er det få forskjeller mellom de to hovedalternativene i seksjon 2. H2 blir likevel rangert som dårligste alternativ fordi traséen berører det store og urørte Ålfotbreamrådet som indirekte og på lengre sikt kan ha et betydelig potensial i reiselivssammenheng.

Fritidsboliger: Det er svært få fritidsboliger langs H2, og derfor er denne traséen vurdert som bedre enn H1. H1 har en del både eksisterende og planlagte hytter langs den planlagte traséen.

Biologisk mangfold: H1 er vurdert som det beste alternativet for biologisk mangfold på seksjon 2. Det er bare registrert ett stort konfliktpunkt langs traséen som gjelder nærføring til funksjonsområde for rødlisteart på strekningen Vetten-Åskorelva. For de resterende områdene overstiger ikke delstrekningene middels negativ konsekvens. Hovedalternativ 2 (H2) framstår som klart mer konfliktyllet enn H1 fordi traséen kommer i konflikt med

forekomster av sårbare viltforekomster (inkl. rødlistearter) som medfører store negative konsekvenser for biologisk mangfold.

Landbruk: H1 vurderes å ha størst negativ konsekvens for jord-, skog- og utmarksressurser. Traséen som H2 følger vil medføre nesten en halvering av berørte jord- og skogbruksareal. Forskjeller i konsekvensene for gårdbasert turisme er små mellom de to hovedalternativene.

Inngrepsfrie naturområder (INON): H1 er klart bedre enn H2 når det gjelder tap av inngrepsfrie naturområder. H1 medfører tap av 4,5 km² av INON-sone 3, mens H2 vil medføre et tap på 31,9 km². H2 vil også medføre tap av 6,9 km² av INON-sone 2.³

Bebyggelse: H2 er klart bedre enn H1 hva gjelder nærhet til bebyggelse. Innenfor 100 m fra senterlinjen for H1 ligger det 6 bolighus, 25 hytter/stølsanlegg og 30 "andre bygninger", mens det for H2 kun ligger 9 "andre bygninger" innenfor 100 m fra senterlinjen. Det nærmeste bolighuset ligger i spennet 41 – 60 meter fra senterlinjen, mens resterende bolighus ligger i spennet 61 – 100 m fra senterlinjen. Dersom underalternativ 2.11 – 1.0 velges som alternativ til H2 vil fire bolighus komme innenfor 100 m fra ledningens senterlinje.

Tabell 11. Fagutredernes totalvurdering av omsøkte hovedløsninger mellom Leivdal og Moskog (seksjon 2). Den ene kolonnen viser hvilken rangering (1 er best og 2 er dårligst) det enkelte fagmiljø har gjort av omsøkte hovedløsninger, mens den andre kolonnen viser hvilken konsekvens fagmiljøet har tildelt hovedløsningene på en nidelt skal fra Svært stor positiv konsekvens (+ + +) til Svært stor negativ konsekvens (- - -).

	Hovedalternativ 1 (H1)		Hovedalternativ 2 (H2)	
	Rangering	Konsekvens	Rangering	Konsekvens
Landskap	2	---	1	--/---
Kulturminner	2	--	1	--
Friluftsliv	1	-	2	----
Reiseliv	1	-	2	0
Fritidsboliger	2	-/0	1	-/0
Biologisk mangfold	1	--	2	---/----
Landbruk	2	--	1	-/--

Tabell 12. Fagutredernes vurdering av omsøkte underalternativer vurdert opp imot omsøkte hovedalternativ på strekningen Leivdal - Moskog (seksjon 2). Vurderingen er gjort på bakgrunn av en tredelt skala, der + indikerer at underalternativet vurderes som bedre enn hovedalternativet på den angitte strekningen, mens 0 indikerer at de vurderes som likeverdige, og – indikerer at de vurderes som dårligere enn hovedalternativet på den angitte strekningen.

Underalternativer	Hovedalternativ 1 (H1)			Hovedalternativ 2 (H2)		
	1.15	1.15-1.15.1	1.11.1-1.0	2.11-1.0	2.11.1	2.12
Landskap	-	-	-	-	+	+
Kulturminner	+	+	-	-	+	-
Friluftsliv	0	0	+	-	-	0
Reiseliv	-	-	0	-	-	0
Fritidsboliger	-	-	-	-	-	0
Biologisk mangfold	-	-	-	0/+	+	+
Landbruk	-	-	-	+	+	+

³ Inngrepsfrie naturområder (INON). Sone 3 er områder som i dag ligger fra 1 til 3 km fra større tekniske inngrep. Sone 2 og 1 ligger hhv 3-5 og mer enn 5 km fra større tekniske inngrep.

9.3 Delseksjon 3: Moskog - Fardal

Følgende hovedalternativ og underalternativer omsøkes på strekningen Moskog – Fardal:

Hovedalternativ 1: Dette hovedalternativet har følgende nummerering på kartene fra nord mot syd: **Alt. 1.0 – 1.27 – 1.0**

I tillegg omsøkes følgende underalternativer til hovedalternativ 1:

- Strekning: Moskog - Stølsdalen **Alt. 1.0 – 1.24**
- Strekning: Moskog – Stølsdalen **Alt. 1.20**
- Strekning: Moskog – Stølsdalen **Alt. 1.21**
- Strekning: Klukgielet – Fardal **Alt. 1.22**
- Strekning: Klukgielet – Fardal **Alt. 1.23**

Landskap: H1 følger hovedsakelig eksisterende kraftledninger på strekningen Moskog – Fardal. Parallellføringen øker inntrykket av ledningen, men på strekninger gjennom fjellandskap og over bratte fjordspenn slipper traséen hogstgate som forsterker inntrykket. Det lengste underalternativet 1.24 mellom Moskog og Stølsdalen vil gi noe fjernvirkning og preger de rommene den passerer, men vurderes likevel som et bedre alternativ enn H1 på denne strekningen.

Kulturminner og kulturmiljø: H1 er en forholdsvis lite konfliktfylt trasé for kulturminner og kulturmiljø. Langs flere av strekningene er det få eller ingen kulturmiljøer, eller kulturmiljøer med middels-lav verdi. Der traseene går gjennom verdifulle områder, er det mulig å unngå berøring ved å velge alternative traséer. Underalternativ 1.24 vurderes som dårligere enn H1 fordi traséen går gjennom et stølsområde med middels-stor verdi.

Friluftsliv: Hovedalternativet vil ikke medføre negative konsekvenser ut over dagens situasjon pga parallellføring og sanering av eksisterende 300 kV ledning gjennom området. Underalternativet 1.24 vil være et dårligere alternativ for friluftsliv pga linjeføring gjennom nye områder.

Reiseliv: Hovedalternativet for seksjon 3 medfører svært små konsekvenser for reiselivet. Underalternativ 1.24 vil være noe bedre enn H1 fordi alternativet unngår berøring av reiselivsinteresser over Gaularfjell (primært bilturisme).

Fritidsboliger: Det er ikke registrert negative konsekvenser for fritidsboliger langs H1 mellom Moskog og Fardal. Underalternativ 1.24 vil være et dårligere alternativ på strekningen Moskog – Stølsdalen fordi seter- og hytteområdet nord for Gravvatnet blir berørt.

Biologisk mangfold: Konsekvensene for biologisk mangfold langs H1 er i hovedsak knyttet til konflikter med villrein i området Sandegga der alternativet går i ny trasè i første del. I tillegg er det konflikter med hekkeplasser for rødlistede fugler, spillplasser for skogsfugl og noen viktig naturtypelokaliteter. Underalternativ 1.24 regnes som mer konfliktfylt enn H1 pga at ledningen passerer fjellområdet Sandegga i ny trasè, noe som vil være spesielt negativt for villreinen i området.

Landbruk: Hovedalternativ 1 vurderes å ha relativt begrensede konsekvenser for jord-, skog- og utmarksressurser bortsett fra i avgrensede områder i Jølster/Førde, Gaular og

Leikanger. Underalternativ 1.24 vil medføre redusert tap av dyrka mark og produktive skogbruksarealer.

Inngrepsfrie naturområder (INON): Hovedalternativ 1 mellom Moskog og Fardal medfører tap av 0,02 km² INON-sone 2 og tap av 12,9 km² INON-sone 3. Dersom underalternativ 1.24 velges på strekningen Moskog – Stølsdalen vil det medføre en økning i tap av INON-sone 3 på 8,0 km². Tilsvarende vil valg av underalternativ 1.23 på strekningen Njøsdaalen – Fardal medføre en reduksjon i tap av INON-sone 3 på (-) 7,9 km². Ved valg av underalternativ 1.20 ved utføringen fra Moskog transformatorstasjon vil det medføre ytterligere en reduksjon i tap av INON-sone 3 på (-) 4,8 km².⁴

Bebyggelse: Ingen bolighus ligger innenfor planlagt byggeforbudsbelte langs hovedalternativ 1 med underalternativer. Ved krysning av Esefjorden, ved Grøneng, langs H1 vil et bolighus ligge ca 70 meter unna nærmeste faseline. Dersom underalternativ 1.23 velges på strekningen Njøsdaalen – Fardal, vil ytterligere fire bolighus ligge i området 61 - 100 meter fra ledningens senterlinje, henholdsvis ved Uppheim og Fardal. Langs H1 vil også 15 hytter/stølsanlegg og 16 "andre bygninger ligge innenfor 100 m fra senterlinjen.

Tabell 13. Fagutredernes totalvurdering av omsøkt hovedløsning mellom Moskog og Fardal (seksjon 3). Kolonnen viser hvilken konsekvens fagmiljøet har tildelt hovedløsningen på en nidelt skal fra Svært stor positiv konsekvens (+ + + +) til Svært stor negativ konsekvens (- - -).

	Hovedalternativ 1 (H1)
	Konsekvens
Landskap	--/---
Kulturminner og kulturmiljø	-/--
Friluftsliv	0
Reiseliv	0
Fritidsboliger	0
Biologisk mangfold	--
Landbruk	-/--

Tabell 14. Fagutredernes vurdering av omsøkte underalternativer vurdert opp imot omsøkt hovedløsning mellom Moskog og Fardal (seksjon 3). Vurderingen er gjort på bakgrunn av en tre delt skala, der + indikerer at underalternativet vurderes som bedre enn hovedalternativet på den angitte strekningen, mens 0 indikerer at de vurderes som likeverdige, og - indikerer at de vurderes som dårligere enn hovedalternativet på den angitte strekningen.

Underalternativer	Hovedalternativ 1 (H1)				
	1-0-1.24	1.20	1.21	1.22	1.23
Landskap	+	-	+	+	-
Kulturminner	-	0/-	+	+	-
Friluftsliv	-	0	0	(-)	+
Reiseliv	+	(+)	0	0	0
Fritidsboliger	-	0	0	0	-
Biologisk mangfold	-	+	+	+	+
Landbruk	+	0	0	+	-

⁴ Inngrepsfrie naturområder (INON). Sone 3 er områder som i dag ligger fra 1 til 3 km fra større tekniske inngrep. Sone 2 og 1 ligger hhv 3-5 og mer enn 5 km fra større tekniske inngrep.

10. OPPFØLGENDE UNDERSØKELSER OG UTREDNINGER

10.1 Miljø- og transportplan

Statnett vil før anbudsinnbydelse og anleggstart utarbeide en miljø- og transportplan som skisserer hvilke tiltak som må gjøres for unngå unødig miljøulemper som følge av anlegget. Når entreprenør for anlegget er valgt, vil det bli utarbeidet mer detaljerte planer for transport og anleggsvirksomhet.

En miljø- og transportplan vil utarbeides på bakgrunn av de konsesjonsvilkår som blir fastsatt fra konsesjonsmyndigheten NVE, og Statnetts egne miljøkrav. En slik plan bør bl.a. omhandle følgende forhold som også er omtalt i kapittel 6 og 7:

- Områder hvor kamuflasjefarging av ledningen bør gjennomføres, og hvilke metoder som bør benyttes. Se foreløpig vurdering av dette i kapittel 6.2.
- Områder hvor terrengtransport bør unngås eller begrenses.
- Hvor det kan være aktuelt med merking eller nedgraving av toppliner for å redusere faren for fuglekollisjoner.
- Oversikt over miljø-sensitive områder hvor lavtflyving med helikopter bør unngås og i hvilke perioder (for eksempel pelsdyrfarmer, hekkeområder for sårbare fuglearter o.a.)
- Alternative lokaliseringer av riggområder og plasser for trommel og vinsjeutstyr. Se foreløpig vurdering i vedlegg 3, jfr. kapittel 7.
- Hvor ny veibygging kan være aktuelt.
- Områder hvor vegetasjonsrydding i traséen bør begrenses. Linenes høyde over bakken og vegetasjonens sammensetning, høyde og tilvekst vil være avgjørende.

10.2 Oppfølgende undersøkelser under og etter utbygging

Statnett har per i dag ikke oversikt over om det vil være behov for spesielle oppfølgende undersøkelser under og etter byggingen av ledningen. Dette bør avklares som en del av konsesjonsbehandlingen og eventuelt tas inn som konsesjonsvilkår.

11. REFERANSER OG PLANUNDERLAG

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20
, ,

¹ Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m (energiloven). 29.06.1990 nr. 50.

² Plan- og bygningsloven. 14.06.1985 nr. 77.

³ 420 kV-ledning Ørskog-Fardal. Melding med forslag til utredningsprogram. Statnett SF, mars 2006.

⁴ Statnett SF – 420 kV kraftledning Ørskog-Fardal. Fastsetting av utredningsprogram. Vedlagt notatet ”Bakgrunn for utredningsprogram”. NVE, 03.10.2007.

⁵ Lov om motorferdsel i utmark og vassdrag. 10.06.1977 nr. 82.

⁶ NIKU. 2007. Rapport Arealplan /07 KU 420 kV-kraftledning Ørskog – Fardal, Seksjon 1 Ørskog – Leivdal. Tema: Kulturminner/Kulturmiljøer.

⁷ NIKU. 2007. Rapport Arealplan /07 KU 420 kV-kraftledning Ørskog – Fardal, Seksjon 2 Leivdal - Moskog. Tema: Kulturminner/Kulturmiljøer.

⁸ NIKU. 2007. Rapport Arealplan /07 KU 420 kV-kraftledning Ørskog – Fardal, Seksjon 3 Moskog - Fardal. Tema: Kulturminner/Kulturmiljøer.

⁹ Lov om kulturminner av 6.september 1978 nr. 50

¹⁰ Forskrift 18.08.1994 for elektriske anlegg (FEA-F).

¹¹ Lov om luftfart (luftfartsloven), 11.06.1993 nr. 101

¹² Ny 420 kV-ledning Ørskog – Fardal. Konsekvenser for luftfarten. Brev fra Avinor 06.12.2006.

¹³ Sluttrapport frå arbeidsgruppe for 420/132 kV transformering, Ørskog – Fardal. 12.01.2007. Åpen versjon datert 26.01.1007 (Deltakere: Sogn og fjordane energiverk - Nett, Sunnfjord Energi, Tussa Nett og Statnett).

¹⁴ 132 kV ledning Sande – Høyanger. Melding med forslag til utredningsprogram. Sunnfjord Energi AS 16.11.2006.

¹⁵ 420 kV-ledning Ørskog – Fardal. Systemløsning. UA-notat. Statnett 19.12.2006.

¹⁶ Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg. Strålevern Rapport 2005:8. Statets strålevern. www.nrpa.no

¹⁷ 420 kV-ledning Ørskog-Fardal. Foreløpig transportplan. Statnett, TK. 22.01.2007.

¹⁸ 420 kV-l. Ørskog-Fardal. Innledende vurdering av saneringsmuligheter og 420/132 kV transformeringsbehov på Sunnmøre. Istad Nett AS. 15.12.2006. En offentlig utgave og en unntatt fra offentlighet

¹⁹ Nettilknytning i Høyanger etter riving av Fardal-Høyanger. Notat. Statnett. 07.12.2006.

²⁰ 420 kV-ledning Ørskog – Fardal. Kabelutredning. Multiconsult. 19.1.2007.

Denne søknaden er utarbeidet av avdeling for konsesjon & miljø i Statnetts Teknologidivisjon med konsulentbistand fra Ask Rådgivning AS.