

Statnett SF

Kommentarer til høringsinnspill

Meldt ny 420 kV forbindelse Samnanger-Øygarden

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	5
2	Systemløsning og behov	5
2.1	Bakgrunn for behov for ny 420 kV forbindelse	5
2.2	Oppgradering av eksisterende nett.....	6
2.3	Konseptvalgutredning Bergen og omland	6
3	Temaer knyttet til luftledning.....	7
3.1	Flysikkerhet og helikoptertransport.....	7
3.2	Flymerking av luftspenn	7
3.3	Seilingshøyde, luftspenn	7
3.4	Koronastøy fra luftledning.....	7
4	Traseforslag luftledning	8
4.1.1	Forslag til justering av fjordspenn over Sørfjorden	8
4.1.2	Forslag til justering over Osterfjorden	10
4.1.3	Forslag til justering ved hytter i Sandvik	12
4.1.4	Forslag til justering av trase vest for Vestrevatnet.....	13
4.1.5	Forslag til justering av trase ved Gausereide/Jerfjellet	14
4.1.6	Forslag til justering via Bogaskaret	15
4.1.7	Forslag til justering av alternativ 3.0	16
4.1.8	Forslag til justering ved Meland golfklubb	16
4.1.9	Forslag til justering av 2.0 ved Stanghelle	17
4.1.10	Forslag om parallellføring langs eksisterende fjordspenn, Osterøy.....	19
4.1.11	Forslag om justering av trase ved motorsportanlegg.....	19
4.1.12	Forslag til justering av trase ved området "Sundet"	20
5	Temaer knytt til jord- og sjøkabler	21
5.1	Stortingsmelding 14 (2011-2012)	21
5.2	Konsekvenser av kabling av 420 kV nettanlegg i transmisjonsnettet	21
5.2.1	Kabling kan medføre større/flere stasjonsanlegg	22
5.2.2	Kabling endrer kraftflyten og øker tapene i nettet	22
5.2.3	Kabling kan medføre ombygging/redesign av eksisterende stasjoner	23
5.2.4	Feil på forbindelser med kabel tar lenger tid å håndtere	23
5.2.5	Levetiden på 420 kV kabler er vesentlig kortere enn levetid på luftledninger.....	23
5.3	Likestrøm	23
5.4	Jordkabler i veitunnel	25
5.4.1	Om kombinert veitunnel og kabeltunnel.....	25

5.4.2	Om kabeltunnel som alternativ	26
5.5	Arealbeslag sjøkabler	26
6	Traséforslag sjø- og jordkabler.....	27
6.1	Oversikt over foreslåtte kabeltraséer.....	27
6.2	Innspill til ilandføring av sjøkabler ved Kollsnes, Øygarden kommune	28
6.2.1	Ilandføringsalternativer på Ljøsneset	28
6.2.2	Ilandføring via Ljøsnesbukta	28
6.2.3	Ilandføring rundt Ljøsøyna til Oksneset eller Osundet	29
6.2.4	Ilandføring til østsiden av Ljøsøyna	30
6.3	Sjøkabel på nordsiden av Herdla.....	31
6.4	Sjøkabel via Herdlesundet	31
6.5	Kryssing av Salhusfjorden, alternativ 4.0	33
6.6	Forlengelse fra Salhusfjorden via Hagelsundet	34
6.7	Innspill ilandføring Flatøy	34
6.8	Jordal-Askehamna (Askøy)-Merkesvik-Øygarden	34
7	Naturvernforbundets alternativ 6.1	35
7.1	Systemløsning, Naturvernforbundet 6.1	37
7.2	Vurdering av kabeltrase, Naturvernforbundet 6.1	37
7.3	Gjenbruk av eksisterende kraftledningstraseer	38
7.4	Vurdering av ledningstrase, Naturvernforbundet 6.1	39
7.4.1	Parallellføring med eksisterende 300 kV Samnanger-Fana	39
7.4.2	Dobbeltkurs Arna-Fana	39
7.4.3	Overtagelse av 132 kV Arna-Jordal, eventuelt parallellføring.....	40
7.4.4	Oppgraderinger av stasjoner.....	40
7.5	Redusert byggetid	41
7.6	Naturinngrep	41
8	Reaktiv kompensering for ulike kabelalternativ	41
8.1	Nye forslag utover alternativ 1.0 og 4.0.....	42
8.2	Justerte kabeltraséer, alternativ 4.0.....	42
8.3	Justerte kabeltraséer alternativ 1.0	42
9	Æge Energy	43
9.1	Sotra Sør	43
9.2	Kommentarer til rapporten	44
10	Alternativ 6.0	45
11	Samfunnsøkonomiskanalyse	46
11.1	Kostnadsvurdering av ulike trasealternativer	46

11.2	Vekting av prissatte og ikke-prissatte virkninger	47
12	Tilknytningsplikt	47
12.1	Kostnader for tilknytning.....	48
13	Anleggsbidrag	48
14	Nettleie	49
15	Reservasjoner i nettet	49
16	Elektromagnetiske felt	49
17	Sikkerhet og beredskap	50
18	Konsekvensutredning.....	50
18.1	Pågående konsekvensutredning	50

Figurliste:

Figur 1:	Forslag til plassering av master, fjordspenn Sørfjorden	8
Figur 2:	Statnett sitt forslag til justering av trase	9
Figur 3:	Forslag til justering av fjordspenn over Osterfjorden	10
Figur 4:	Kart med både meldte og forkastede alternativer viser vurdert alternativ 1.2.	11
Figur 5:	Forslag til justering av trase i Sandvik.....	12
Figur 6:	Kart med foreslått justering av alternativ 1.0	13
Figur 7:	Forslag om justering av alternativ 1.0 ved Gausereide/Jerfjellet	14
Figur 8:	Forslag til trase gjennom Bogaskaret og Bogadalen	15
Figur 9:	Forslag til justering av forkastet alternativ 3.0.....	16
Figur 10:	Skisse av mulig fjordkryssing noe lenger sør i Sørfjorden.....	16
Figur 11:	Skisse av forslag til justering av trase ved Meland golfklubb	17
Figur 12:	Statnetts skisse på løsning som går i bakkant av bebyggelsen på Stanghelle	18
Figur 13:	Justering av alternativ 2.0 ved Stanghelle	19
Figur 14:	Viser muligheten for å flytte på alternativ 1.0 slik at kraftledningen kommer lenger unna motorsportanlegget.....	20
Figur 15:	Foreslått løsning for å unngå det reguleringsplanen for boliger.....	21
Figur 16:	Forslag om at 420 kV kabelanlegg bør kombineres med tunnelprosjekter i Bergensområdet.....	25
Figur 17:	Ilandføring i Ljøsnesbukta	28
Figur 18:	Ilandføring ved Ljøsnesbukta, vist med grønn buffersone	29
Figur 19	Ilandføring rundt Ljøsøyna ved Oksneset eller inn i Osundet	30
Figur 20	Ilandføring på østsiden av Ljøsøyna	30
Figur 21	Sjøkabel Garnvika-Ljøsøyna	31
Figur 22:	Traseforslag via Herdlesundet fra Øpso.....	32
Figur 23:	Traseforslag via Herdlesundet fra Io	32
Figur 24:	Traseforslag via Herdlesundet fra Letangen	33
Figur 25	Jordal-Askehamna (Askøy)-Merkesvik-Øygarden	35
Figur 26:	Naturvernforbundet sitt forslag til luftledning mellom Samnanger og Jordal stasjoner ..	36
Figur 27:	Naturvernforbundet sitt forslag til kabel- og luftledningstrase mellom Jordal og Øygarden stasjoner	37
Figur 28:	Militære forbudsområder sjø ved Askøy (kilde: Geonorge).....	38

Tabelliste:

Tabell 1: Oversikt over jord- og sjøkabeltraseer som er spilt inn i høringen.	27
Tabell 2: Kostnader for ulike alternativer	46

1 Innledning

Statnett har fått oversendt innkomne høringsinnspill til meldingen med forslag til utredningsprogram fra NVE, for ny 420 kV forbindelsen Samnanger-Øygarden.

Statnett vil kommentere på forhold som omhandler utredninger som bør gjennomføres før utarbeidelse av en konsesjonssøknad, eller de forhold der vi har tilleggsopplysninger utover det som står i meldingen, samt der høringspartene har kommet med konkrete forslag til alternativer de mener bør utredes.

Flere av høringsinnspillene omfatter samme temaer, og vi har derfor valgt å gi våre kommentarer tematisk.

2 Systemløsning og behov

2.1 Bakgrunn for behov for ny 420 kV forbindelse

Flere høringsinnspill stiller spørsmål om det egentlig er nødvendig å bygge den nye forbindelsen, og mener at behovet for kraftledningen ikke eksisterer.

Statnett leverte i 2020 en konseptvalgutredning (KVU) for utvikling av transmisjonsnettet i Bergen og omland til Energidepartementet. Bakgrunnen for konseptvalgutredningen var innmeldte planer om betydelig forbruksvekst i Bergen og omland, hvor hovedtyngde av forbruksplanene var lokalisert under Kollsnes og Lindås stasjoner lengst i vest. Samtidig planla Equinor å legge ned Energiverk Mongstad, som var den eneste produksjonen i den ytre delen av området. Det er svak forsynings sikkerhet i området samt en aldrende anleggs masse med stort reinvesteringsbehov.

Konseptvalgutredning for Bergen og omland ble utarbeidet etter gjeldende forskrift og tilhørende veileder fra Energidepartementet. Oslo Economics gjennomførte ekstern kvalitetssikring. Konseptvalgutredningen ble utarbeidet i dialog med BKK Nett.

Et av hovedformålene med KVU er å synliggjøre behov og valg av konsept. For å kunne legge til rette for en potensielt høy forbruksvekst i Bergen og omland, anbefalte Statnett i KVUen et konsept med en tredje forbindelse til Kollsnes, primært fra Samnanger transformatorstasjon. Energidepartementet sluttet seg til konklusjonene i konseptvalgutredningen i sin prosessledende uttalelse. I den prosessledende uttalelsen til Energidepartementet peker ED på at: *"en investeringsbeslutning for en eventuell ny forbindelse kun bør tas når det foreligger en høyere grad av sikkerhet knyttet til forbruksutviklingen, og at det i forkant av en investeringsbeslutning derfor må foreligge konkrete avtaler."*

Det er i dag gitt tilknytning til om lag 650 MW nytt forbruk i Bergensområdet, mye av det med vilkår. Dette tilsvarer om lag middelsscenarioet i KVUen. Deler av dette forbruket er realisert, en stor del er under utbygging, og siste del krever ferdigstilling av enkelte stasjonsprosjekter og kabelprosjekter i regionen. Tilknytning er gitt med premiss om spenningsoppgradering av Sogndal-Modalen-Kollsnes, som utgjør trinn 1 og 2 i [områdeplan Bergensområdet og Haugalandet](#). Forsterkning av nettet fra Sogndal til Øygarden er konsesjonssøkt og oppstart av arbeider er nært forestående.

Dersom det skal knyttes til mer forbruk enn det som allerede er reservert er det behov for trinn 3 i områdeplan Bergensområdet og Haugalandet, som er meldte 420 kV Sauda-Samnanger-Øygarden, for å få strøm inn til og gjennom Bergensområdet. Statnett har mottatt forespørsler om kapasitet til ytterligere forbruk, og starter nå med å reservere kapasitet under forutsetningen av ledningen Samnanger-Øygarden blir bygget. Statnett vil følge med på forbruksutvikling og

reservasjoner av kapasitet, og sikre at vi har avtaler med forbruksaktører før vi beslutter å starte bygging av den planlagte forbindelsen.

2.2 Oppgradering av eksisterende nett

I høringen har det kommet flere innspill som viser til at det er godt nok å oppgrader eksisterende nett, istedenfor å bygge en helt ny kraftledning. Statnett har sett på muligheten for å oppgradere eksisterende nett. Oppgradering av eksisterende nett gir økt kapasitet og legger til rette for forbruk tilsvarende middelsscenarioet i KVUen.

Oppgradering av nettet vil kreve flere nye stasjoner som kan driftes på 420 kV og utskifting av eksisterende ledninger med nye, sterkere ledninger tilpasset nytt spenningsnivå og derfor ta vesentlig lengre tid å realisere, samt være dyrere. Oppgradering av nettet vil kreve betydelig mengde utkoplinger. I utkoplingsperioder vil både forsyningssikkerhet og overføringskapasitet være betydelig redusert. Dette kan lede til behov for forbruksutkopling.

Etter at spenningsoppgradering av eksisterende nett er ferdigstilt, men uten en tredje forbindelse Samnanger-Øygarden, vil forsyningssikkerhet og overføringskapasitet være begrenset i perioder med feil og vedlikehold i nettet. Det vil da kun være to forbindelser mot forbrukstyngdepunktet i vest og ikke tre. I perioder med feil og vedlikehold i nettet vil da større forbrukspunkter være ensidig forsynt, og avbruddskostnadene kan bli betydelige.

KVUen viser til at det vil være mulig å forsyne mer forbruk med en ny ledning til Kollsnes enn med spenningsoppgradering av nettet for samme forventede avbruddskostander. Ved fullstendig spenningsoppgradering vil forbruk på Kollsnes ut over middelsscenarioet ikke få redundant kraftforsyning (N-1 forsyningssikkerhet). Konseptet med ny forbindelse fra Samnanger gjør det mulig å knytte til 250-300 MW industri ut over middelsscenarioet på Kollsnes med N-1 forsyningssikkerhet.

Oppgradering av nettet, etter at Samnanger-Øygarden er satt i drift, vil gi bedre forsyningssikkerhet og overføringskapasitet i ombyggingsperioden og i vedlikehold/-feilsituasjoner etter ferdigstillelse. Oppgradering av det resterende eksisterende nettet i Bergensregionen utgjør trinn 4 og 5 i områdeplan Bergensområdet og Haugalandet. For høy forbruksvekst i regionen, er det behov for både ny forbindelse Samnanger-Øygarden og oppgradering av eksisterende nett.

2.3 Konseptvalgutredning Bergen og omland

Det er spilt inn i høringen at meldingen Samnanger-Øygarden bryter med sin egen konseptvalgutredning (KVU). Innspillet viser til at det i KVUen ble omtalt at det kan være aktuelt at den nye forbindelsen kan gå innom en eller flere stasjoner i området.

Statnett viser til at KVUen omtaler overordnede konsepter/løsningsalternativ. KVU peker på at det *kan* være aktuelt å gå innom en stasjon på veien, dersom ny ledningstrasé passerer en stasjon. Dette innebærer imidlertid at en eksisterende stasjon må utvides og bygges til 420 kV, eventuelt at det må bygges en helt ny 420 kV stasjon med transformering til regionalnettet (132 kV).

Mer detaljerte analyser i etterkant av KVUen, utført både av BKK og av Statnett, pekte på at dette ikke gir vesentlig fordeler, og at ledningen bør gå direkte til Øygarden. Det primære formålet med ny 420 kV forbindelse Samnanger-Øygarden er å legge til rette for ny forbruksvekst, der hvor det forelå konkrete forbruksplaner. Det primære målet har ikke vært å øke forsyningssikkerheten til Bergen by. Forsyningssikkerheten til Bergen styrkes likevel gjennom forbindelsen Samnanger-Øygarden, da forbindelsen vil avlaste kraftflyten gjennom 300 kV nettet.

3 Temaer knyttet til luftledning

3.1 Flysikkerhet og helikoptertransport

Flere av høringsinnspillene har påpekt at Airlift og Fonnafly har base på kaiområdet på Stanghelle, og at luftspennet i alternativ 2.0 vil medføre problemer for selskapene.

Alle luftfartshinder knyttet til oppføring av nye kraftledninger innrapporteres til Statens kartverk. Det er de som har databasen over Nasjonalt register over luftfartshinder (NRL). Alle våre kraftledninger blir merket med trasé og høyde i dette registeret. Vi kjenner ikke til forhold som tilsier at høyde på mastene fører til en større risiko for luftfart og helikoptertransport.

Statnett følger standard rutiner ved etablering av luftfartshinder i byggefasen med utsendelse av NOTAM (NOTice To AirMen), dvs. informasjon til flygende personell, om viktige forhold vedrørende flygning.

3.2 Flymerking av luftspenn

Merking av luftfartshinder er allerede en del av Statnett sitt forslag til utredningsprogram, hvor det blant annet går frem at merkepliktige luftspenn med master skal visualiseres. Vi overholder Luftfartstilsynets krav om merking av luftfartshinder. Forskriften legger til grunn at luftspenn med høyde på 60 meter eller mer, i en sammenhengende lengde på 100 meter eller mer, utløser krav om merking med flymarkører og fargemerking på master. Dersom høyden er 150 meter eller mer på et hvilket som helst punkt langs spennet, utløses krav om ytterligere merking i form av lys i endemastene.

Foreløpig prosjektering viser at følgende fjordspenn vil kreve flymerking:

- Kryssing Sørfjorden over til Osterøy
- Kryssing av Osterfjorden fra Osterøy
- Kryssing av Radsundet
- Kryssing av Radfjorden
- Kryssing av Øpsesundet
- Kryssing av Herdlefjorden

Videre detaljprosjektering vil avdekke om det er andre spenn som kan komme til å få krav til luftfartsmerking.

3.3 Seilingshøyde, luftspenn

Flere innspill peker på at Herdlefjorden er den eneste innseilingsleden til Bergen uten høydebegrensninger.

Statnett viser til at mastene på Øpso og Askøy vil bli bygget med høye master slik at seilingshøyden blir ivaretatt. Vi viser videre til at Kystverket er ansvarlige for å kartlegge og regulere seilingshøyde og luftspenn, og Statnett vil følge Kystverkets reguleringer og krav.

3.4 Koronastøy fra luftledning

Det har kommet mange innspill som påpeker behovet for å utrede støynivået fra kraftledningen, og støy fra anleggsarbeider. I utredningsprogrammet er støy allerede inkludert, og det vil bli utarbeidet utredning av støy fra kraftledningen ved ulike værforhold. Anleggsarbeider vil bli beskrevet i en detaljplan hvis Statnett får konsesjon til å bygge kraftledningen.

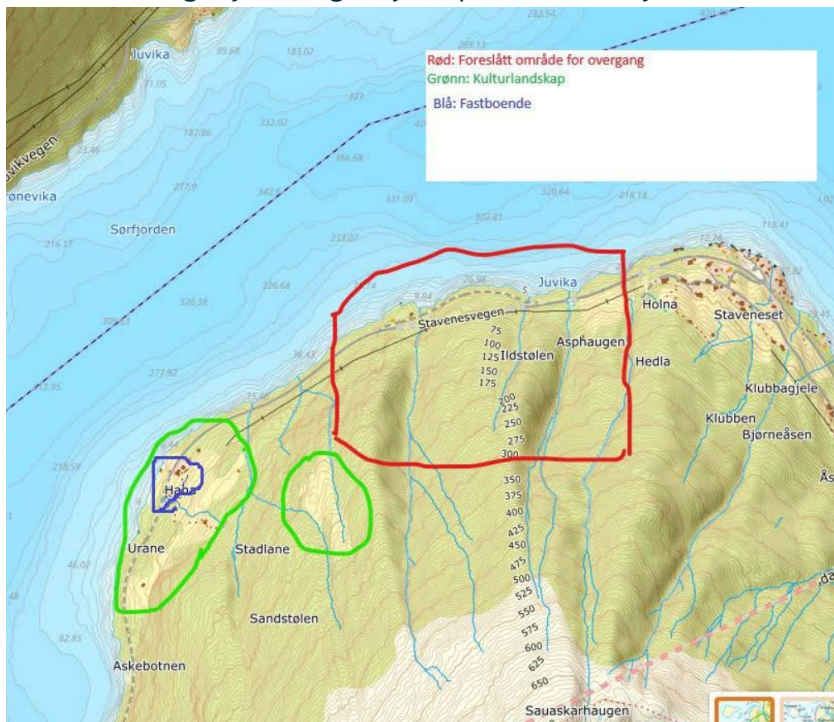
Lyd fra kraftledninger skyldes gnistutladninger på lineoverflaten og omtales ofte som koronastøy. Den forekommer spesielt i fuktig vær, regn og snø, eller når det er frost på faselinene. Koronastøy høres ofte om en oppholder seg nær ledningen. I tørt vær er lyden knapt hørbar. Den hørbare

lyden er avhengig av spenningen, den geometriske konfigurasjonen av de strømførende linjene, samt avstanden mellom disse og bakken.

Det er ingen spesifikke grenseverdier for støy fra nettanlegg, inkludert kraftledninger. Statnett har som mål at støyen fra kraftledninger i fuktig vær ikke skal overstige 50 dB ved kanten av byggeforbudsbeltet, ca. 20 meter fra senter. Det er basert på internasjonale retningslinjer og krav som blant annet benyttes i Sverige og USA. Statnett og Miljødirektoratet har utarbeidet en veiledning for behandling av støy fra kraftledninger. Dette omtales i Miljødirektoratets støyveileder. Statnett har i tillegg en selvpålagt grenseverdi på akustisk støy på 50 dB(A). Denne støyverdien skal beregnes i utkanten av byggeforbudsbeltet, 1 meter over flatt terreng.

4 Traseforslag luftledning

4.1.1 Forslag til justering av fjordspenn over Sør fjorden



Figur 1: Forslag til plassering av master, fjordspenn Sør fjorden

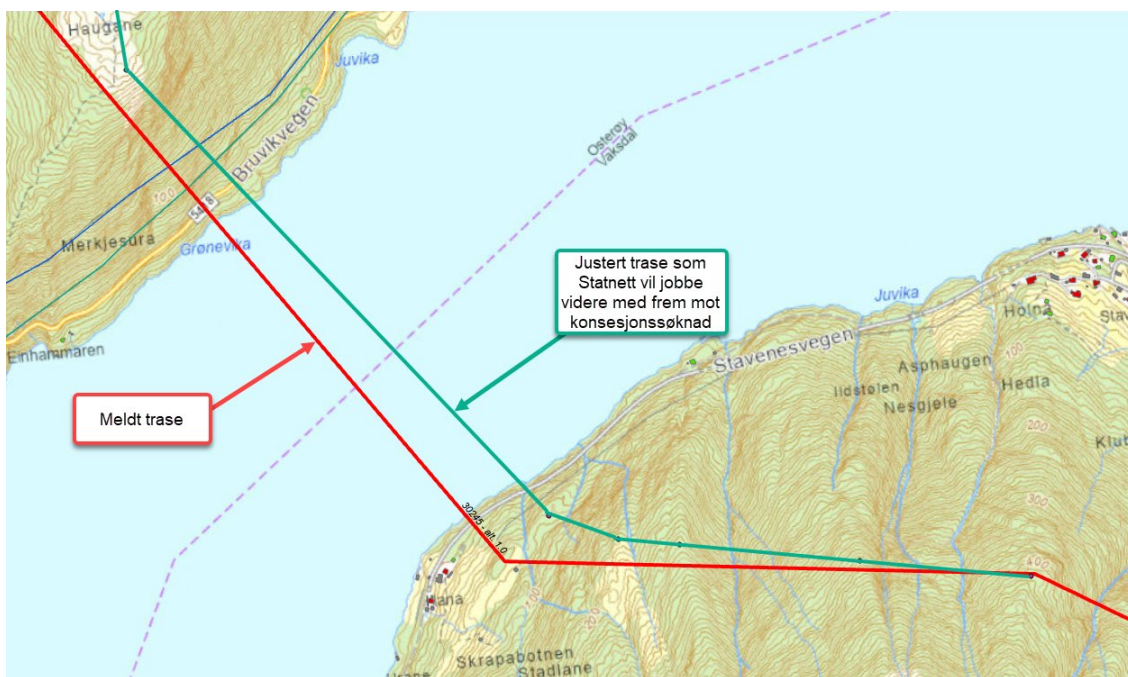
Det er spilt inn et forslag om å flytte mastene til fjordspennet over Sør fjorden inn i den røde ringen på figur 1. Foreslåtte område for master på sørsiden av Sør fjorden (ringet inn i rødt) medfører at spenn over Sør fjorden blir lengre. Lengden øker fra ca. 1200 m til ca. 1700 m. Økningen i lengde vil medføre at teknisk løsning for utførelse av fjordspennet må endres. Fjordspennet er i dag planlagt med vanlige master på hver side av fjorden.

For å spenne 1700 m må avstanden mellom linen økes i tillegg til at en må bruke en annen linetråd utviklet for fjordspenn. Det vil medføre at det må bygges enkeltmaster for hver fase som vil beslaglegge betydelig mer areal, i tillegg til at adkomstvei til en av sidene må etableres for beredskap. Når spennet over fjorden blir så langt, er det krav om adkomst for effektiv beredskap. Området som er angitt er bratt og har ingen naturlige platåer for å etablere en rekke med enkeltmaster.

Merkostnaden for å øke spennlengden så mye at en må bygge "tradisjonelle" fjordspenn med spennmaster antas å være opptil 40-50 millioner kroner grunnet vesentlig mer mastestål, fundamenter, samt økt montasjekostnader med flere master, økt kompleksitet, og større krefter.

Statnett har sett at det er mulig å justere masten på sørsiden noe mot nordøst for bebyggelsen og havne i ytterkanten av kulturlandskapet, uten at dette vesentlig øker spennlengden og teknisk løsning med vanlige master kan beholdes. Masten blir lite, til ikke synlig fra bebyggelsen på Hana. Neste mast er planlagt på ryggen opp i lia som også er et kulturlandskap. Masten kommer i ytterkant av kulturlandskapet.

Justert løsning er vist på kartet på figur 2. Avstanden fra traseen til nærmeste hytte og bolig på sørsiden av fjorden er henholdsvis ca. 200 m og ca. 220 m, men det påpekes at løsningen ikke er endelig prosjektert og justeringer kan komme.



Figur 2: Statnett sitt forslag til justering av trase

4.1.2 Forslag til justering over Osterfjorden



Figur 3: Forslag til justering av fjordspenn over Osterfjorden

Det er spilt inn spørsmål om at ny kraftledning kan følge eksisterende 132 kV kraftledning, vist med røde piler på figur 3, og bedt om en beskrivelse av meldt trase vist med blå strek på samme figur.

Meldt ledningsspenn (blå strek på figur 3) over Osterøyfjorden er planlagt fra Drangøyna til Mulskollen. På Drangskollen blir det 4 master på kanten mot fjorden. Sørøver fra disse mastene er linjen skissert over Drangøyna og over Gamstølvågen. Videre på østsiden av Kleppskaret og mellom Klubben og Løtveitfjellet. Fra Haugo blir spennet over Gamstølvågen synlig mot øst. Linjen videre over Drangøyna blir ikke synlig fra Haugo. Over Drangøyna blir linjen synlig når turgåere kommer opp på plataet på toppen av Drangøyna. Nærmere beskrivelse av traseen vil fremkomme i konsesjonssøknad når endelig trase er prosjektert.

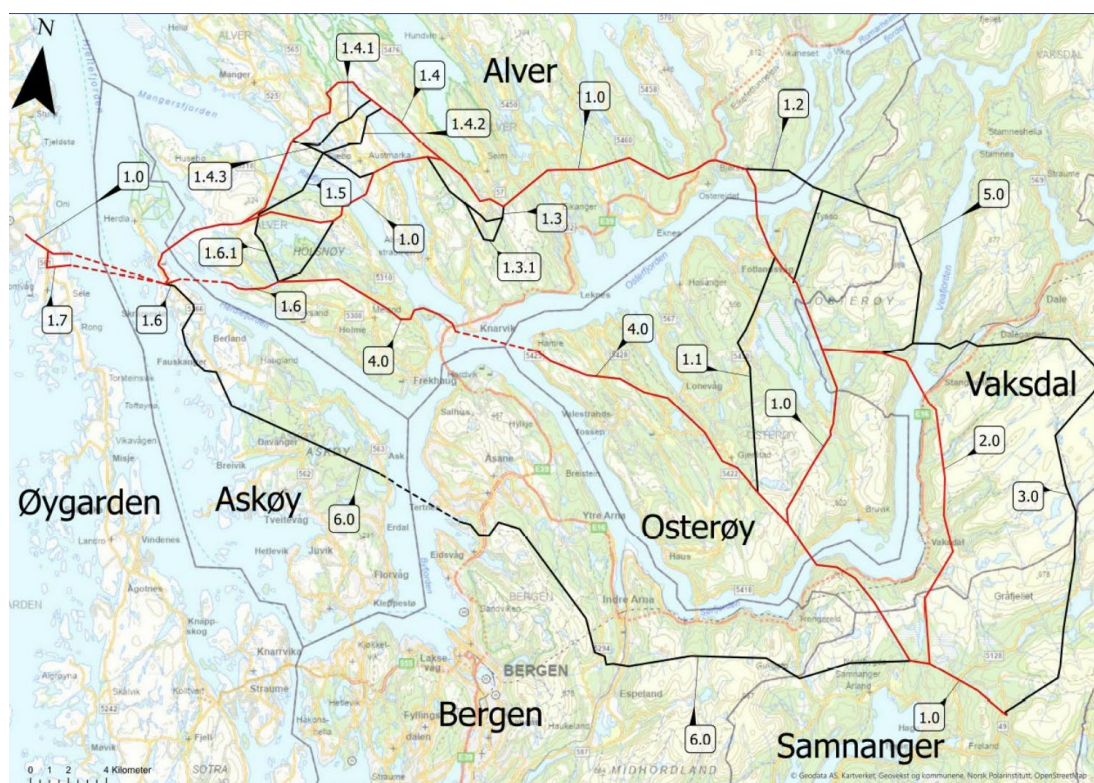
Alternativet skissert i innspillet, parallelt med eksisterende 132 kV spenn lengre inn i fjorden (markert med røde piler i figur 3), er sett på under arbeidet med meldingen, som del av alternativ 1.2. For å passere fjorden i parallell med eksisterende 132 kV, må ny ledning spenne fra Løttane til Paddøy. På Løttane er det plass til å etablere fire spennbucker på kanten mot fjorden, på ca. samme høyde som eksisterende 132 kV. På Paddøy er terrenget hvor de 4 spennbukkene må plasseres ca. 70 m lavere enn eksisterende 132 kV spenn. Nødvendig seilingshøyde blir derfor en utfordring som kan medføre design av høyere spennbucker (+50 m), og det vil bli høyt strekk i linene. Plassering av høye spennbucker med stort foravtrykk blir meget utfordrende, siden området på Paddøy er kupert og ikke egnet for etablering av høye spennbucker til fjordspenn. Høyt strekk medfører mer vibrasjoner som sliter på liner og master.

Forslaget vil medføre store tekniske utfordringer, som vil medføre risiko for kostnader, tid og gjennomføring. Anlegg på en øy er driftsteknisk utfordrende med adkomst og er ikke ønskelig.

Alternativene er vist på kartet i figur 4 nedenfor. Et av alternativene som ble forkastet var alternativ 1.2, som går parallelt med eksisterende spenn lengre inn i fjorden. Alternativ 1.2, går fra Løtane på Osterøy rett syd for eksisterende spenn, i nærheten av innsendt forslag. Det vurderte spennet går ikke helt parallelt med dagens, men nordvest til Storberget, nordøst for Molvikagrendi.

Alternativ 1.2 er et lengre alternativ, ca. 4 km lengre, som medfører større terrenginngrep og flere forankringsmaster. Lenger trase vil gi mer inngrep i naturen, samt ha en betydelig kostnad (15-20 mill/km gir en merkostnad på opp imot 80 MNOK).

Alternativ 1.2 gir mulighet til å gå i parallell med eksisterende 132 kV i Tyssedalen og opp på Løtane. Tyssedalen er en anbefalt fottur på UT.no og en ny 420 kV ledning blir et relativt stort inngrep om man skal gå i parallell med dagen 132kV. Samlet sett mener Statnett at fordelene med alternativ 1.2 ikke oppveier ulempene med økt traselengde med tilhørende konsekvenser og økt kostnader og ønsker derfor ikke å ta innspillet til følge.



Figur 4: Kart med både meldte og forkastede alternativer viser vurdert alternativ 1.2.

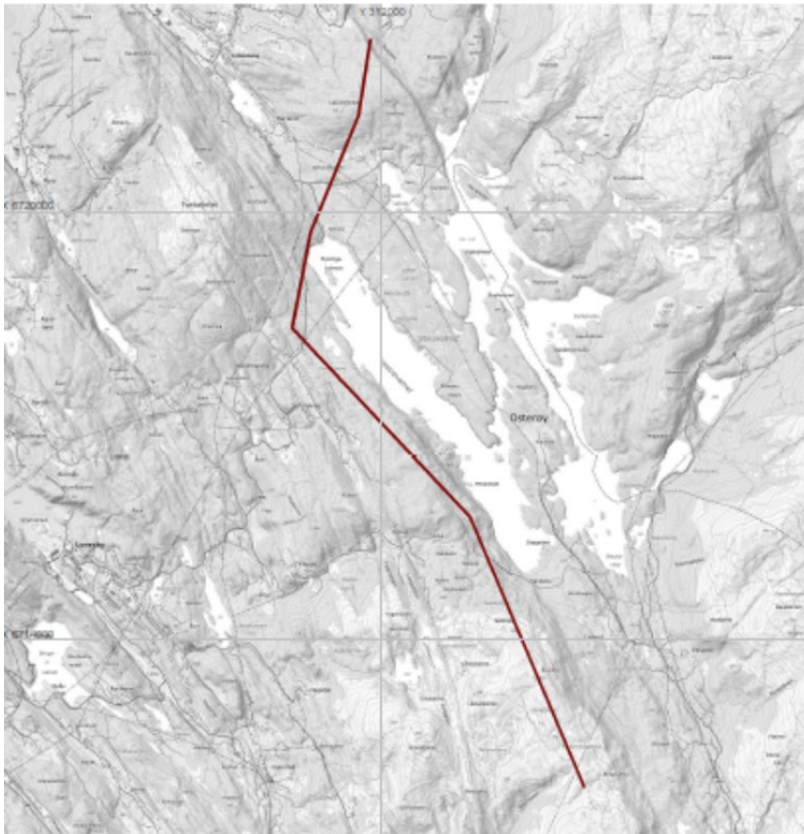
4.1.3 Forslag til justering ved hytter i Sandvik



Figur 5: Forslag til justering av trase i Sandvik

Innspillet viser justering av traseen som reduserer de negative konsekvensene for hytter. Innspillet tas med i det videre arbeidet med traseen, hvor hensyn til bebyggelse med tanke på avstander skal bli ivarettatt. Trase både øst og vest for bebyggelsen vil bli vurdert frem til konsesjonssøknad.

4.1.4 Forslag til justering av trase vest for Vestrevatnet



Figur 6: Kart med foreslått justering av alternativ 1.0

Det er foreslått en justering av alternativ 1.0 ved Vestrevatnet. I melding følger alternativ 1.0 langs østsiden av Vestrevannet. Det er kommet innspill om en justering av dette, slik at traseen legges på vestsiden, se figur 6. I innspillet vises det til at en trase vest for Vestrevatnet vil unngå både hytteområder, attraktive friluftslivsområder og det påpekes at mastene i stor grad vil være mindre synlig sammenlignet med meldt alternativ.

Statnett har befart foreslått løsning. Løsning vest for Vestrevatnet er en mulig teknisk løsning, som kan benyttes. Hvis dette alternativet er mer ønsket enn østsiden kan det legges til grunn for videre arbeid. Statnett påpeker at det likevel kan være mest rasjonelt å gå på østsiden av Vestrevatnet hvis trasealternativ 2 til slutt velges.

4.1.5 Forslag til justering av trase ved Gausereide/Jerfjellet



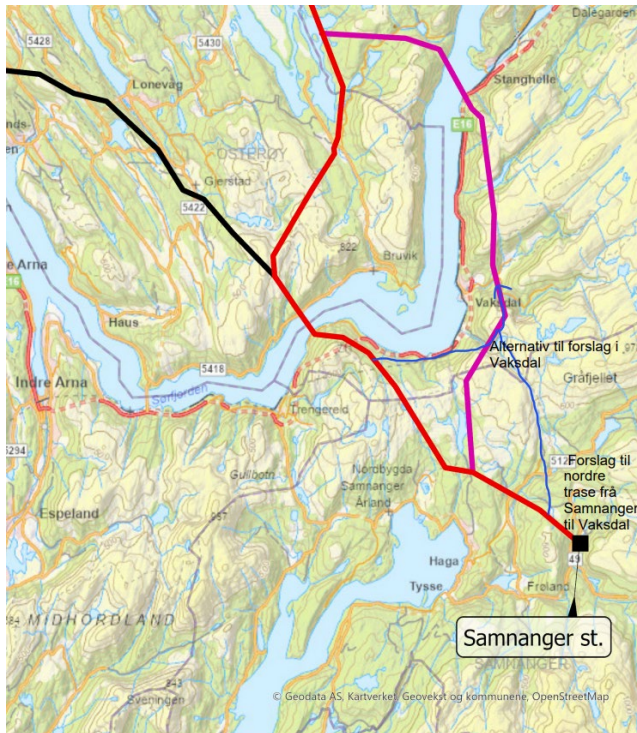
Figur 7: Forslag om justering av alternativ 1.0 ved Gausereide/Jerfjellet

Det er spilt inn forslag om at justere det meldte alternativet 1.0 ved Gausereide/Jerfjellet et par kilometer lenger sør. Det er ikke ønskelig å legge en ny ledning over vann med lengre spenn. Det kan medføre krav til merking som luftfartshinder. For beboere rundt vannet blir en kraftledning et synlig element i et naturlig landskapsrom.

Omfanget av trase som må ryddes avhenger av hvordan terrenget er der kraftledning skal plasseres. Terrenget i området med daler og høydedrag som går på tvers av retningen til traseen muliggjør noen steder at vi kan plassere master på høydedrag og spenne over dalene. Omfanget av traserydding kan da bli redusert. Eksisterende trase er mindre eksponert for beboere og blir ikke et varig nytt inngrep for alle som bor rundt vannene.

Statnett ønsker ikke å utrede dette forslaget videre.

4.1.6 Forslag til justering via Bogaskaret



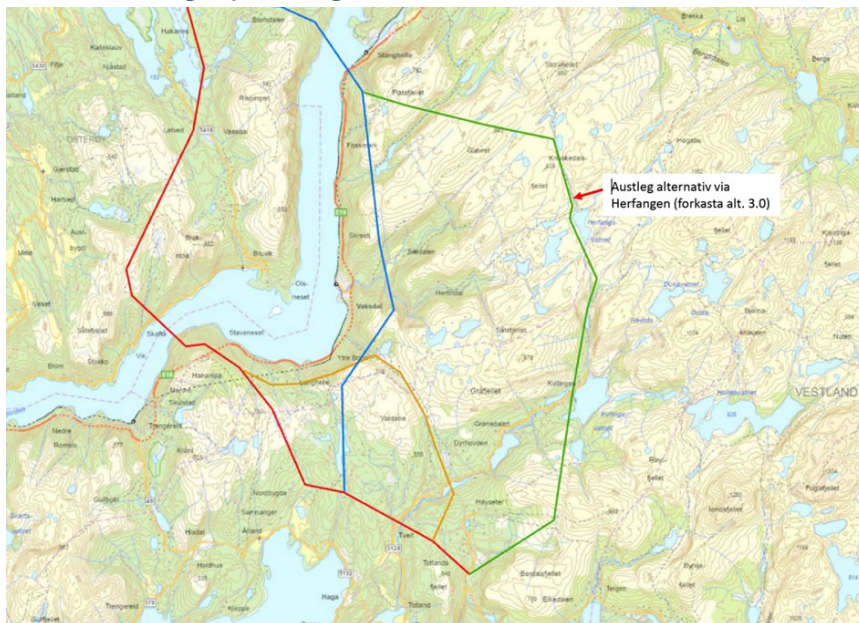
Figur 8: Forslag til trase gjennom Bogaskaret og Bogadalen

Det har kommet flere innspill som foreslår at traseen ut fra Samnanger stasjon bør følge eksisterende 22 kV kraftledning via Bogaskaret og via Bogadalen. Dette er et teknisk greit alternativ. Alternativet reduserer alternativ 2.0 med ca. 1 km. Alternativet gir en betydelig forlengelse av alternativ 1.0.

Passering av området rund Bogavatnet mot øst medfører at traseen kommer lengre inn på fjellet og høyere i terrenget. Det medfører større klimalaster og at den delen av ledningen blir vanskeligere å drifte, spesielt om vinteren. Med retningen (nord-sør) eksponeres ledningen mot været fra vest, som er dominerende, og bringer med seg is og vind.

Statnett ønsker ikke å ta innspillet om omlegging av alt 1.0 til følge, men vil se videre på forslaget som en justering av alternativ 2.0.

4.1.7 Forslag til justering av alternativ 3.0



Figur 9: Forslag til justering av forkastet alternativ 3.0

Det er spilt inn forslag om en trase som følger alternativ 3.0 samt flytte fjordkryssingen lenger sør for Stanghelle. Foreslått trase er minst 5 km lenger sammenlignet med meldt alternativ 2.0, traseen kommer høyere i terrenget, samt lengre fra eksisterende infrastruktur. Alternativ 3.0 ble i hovedsak ikke videreført på grunn av lengden på alternativet. På bakgrunn av dette ønsker ikke Statnett å ta med alternativet videre.

Statnett har sett på muligheten for å flytte fjordkryssing noe lenger sør i Sør fjorden. Dette vil vurderes i det videre arbeidet med trasealternativ 2.0. En skisse er vist på kartet under med grå stiplet linje.

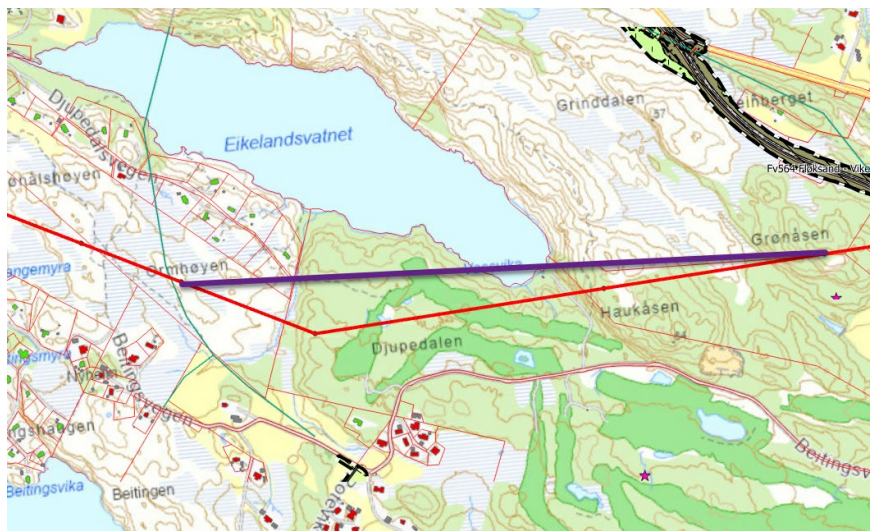


Figur 10: Skisse av mulig fjordkryssing noe lenger sør i Sør fjorden

4.1.8 Forslag til justering ved Meland golfklubb

Det har kommet innspill med innvendinger mot alternativ 4.0, som krysser over Meland golfbane mellom hull 3 og 4. Som golfspiller kan en lavt hengende kraftledning kunne bli et hinder for hvis

golfslag. Hvis dette alternativet blir aktuelt, vil Statnett gå i dialog med Golfklubben for å se på hvor vi bør plassere master for å unngå konflikt med spill på golfbanen. Statnett har utarbeidet en skisse med et forslag til justering, se figur 11.

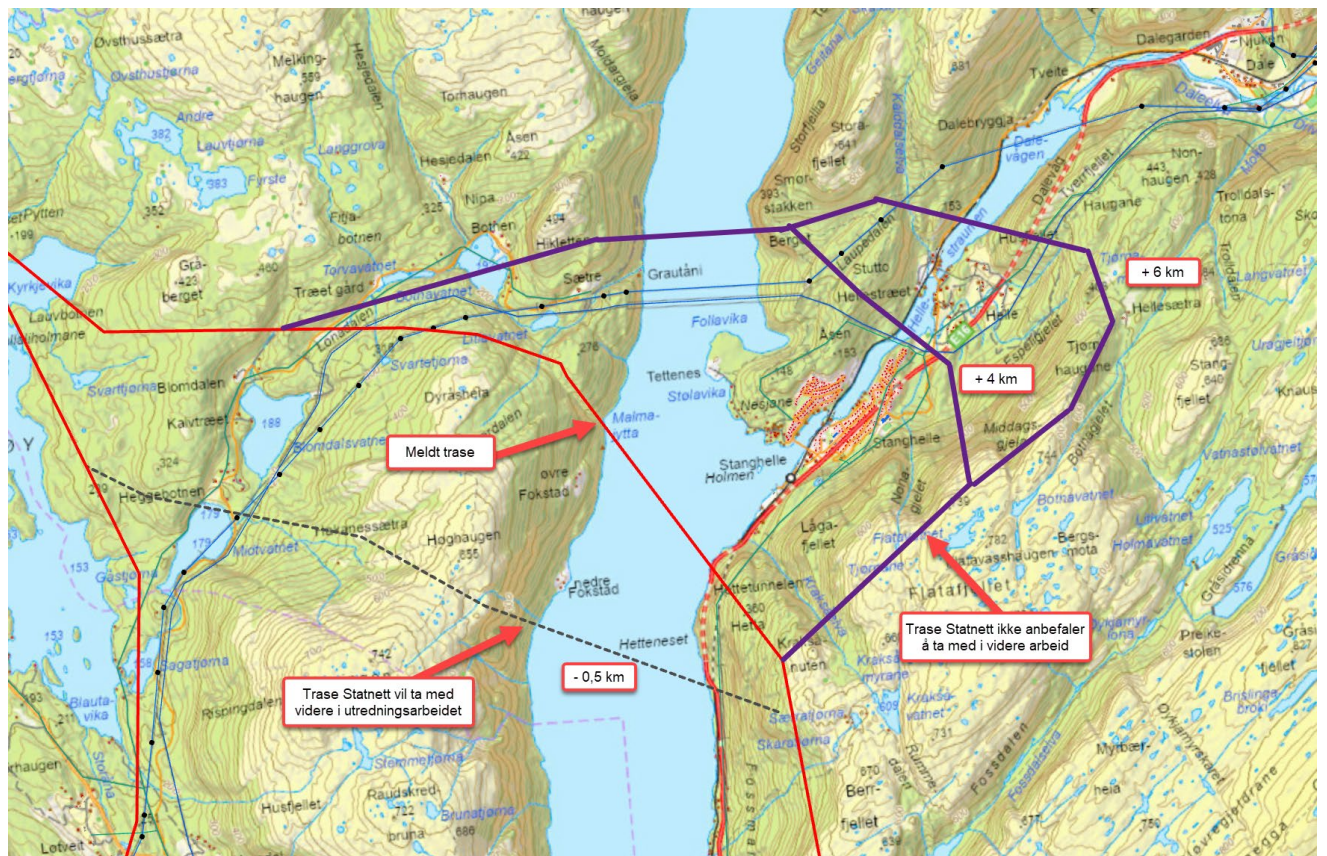


Figur 11: Skisse av forslag til justering av trase ved Meland golfklubb

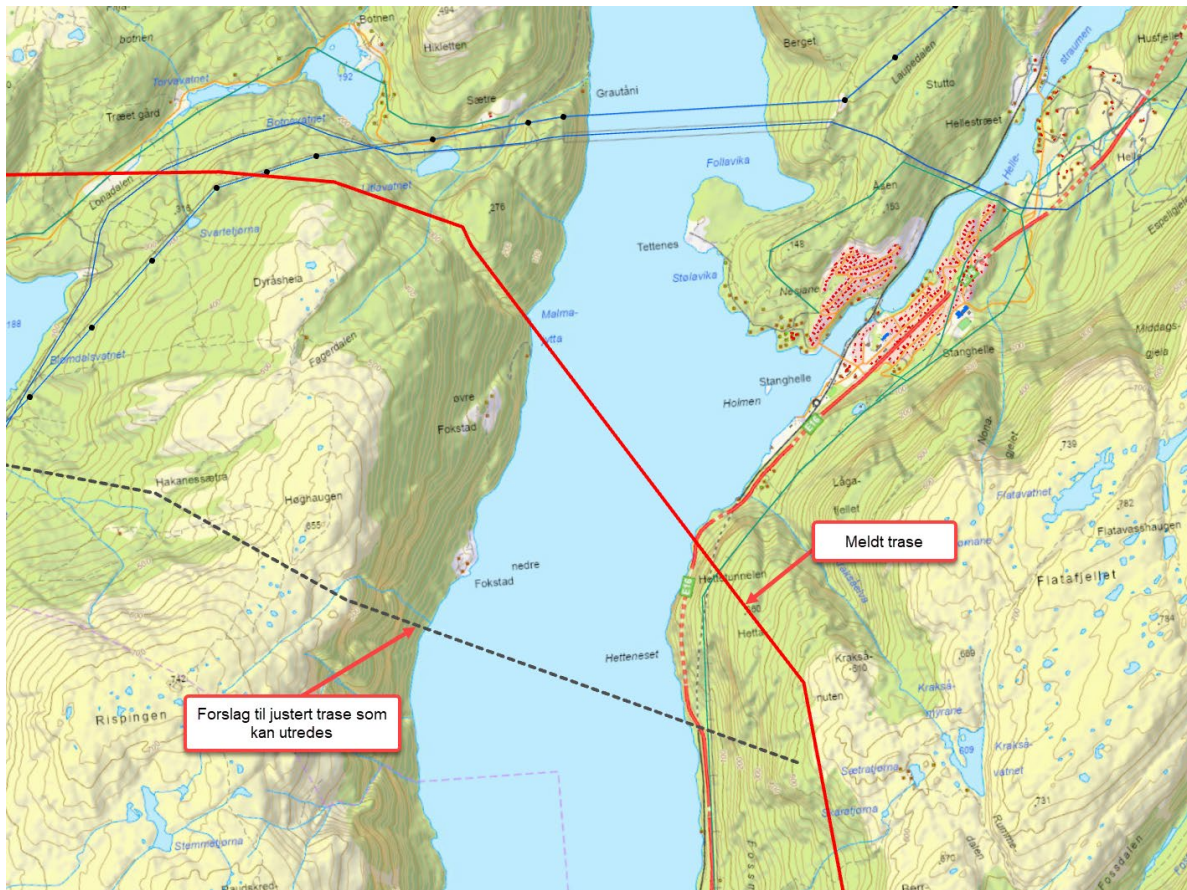
4.1.9 Forslag til justering av 2.0 ved Stanghelle

Innsendt forslag foreslår at alternativ 2.0 går i bakkant av bebyggelsen på Stanghelle, og krysser over fjorden parallelt med BKK sitt eksisterende fjordspenn Dale-Arna. Statnett har sett på forslaget, og vurdert at det ikke er nok plass til å gå parallelt med Dale-Arna over fjorden. Alternativet må i så fall være å følge lilla trase som vist på kartet i figur 12. Alternativet med å gå rundt Stanghelle og parallelt med dagens 300 kV luftledning vil medføre en økt traselengde på 4-6 km, avhengig av hvor langt øst ledningstraseen må gå. Det påpekes at traseene som vises på kartet bare er skisser/konsepter og lengdene derfor er usikre. Det ser ikke ut til å være mulig å gå tett på dagens fjordspenn ettersom det ikke er plass til å plassere spennmaster der.

For å redusere inntrykket av fjordspennet fra Stanghelle har Statnett sett på muligheten for å flytte mastene på Osterøy lenger sør, ca. 2 km. Med denne traseendringen vil fjordspennet være mindre synlig fra Stanghelle, se figur 13. Statnett vil vurdere løsningen i det videre arbeidet.



Figur 12: Statnetts skisse på løsning som går i bakkant av bebyggelsen på Stanghelle



Figur 13: Justering av alternativ 2.0 ved Stanghelle

4.1.10 Forslag om parallellføring langs eksisterende fjordspenn, Osterøy

Innspillet foreslår at eksisterende traseer for fjordkryssinger ved Osterøybrua, Vimmelvik og på Padøy, på Osterøy, bør benyttes til den nye kraftledningen.

Statnett viser til at de eksisterende fjordkryssingene er etter Statnett kunnskap ikke planlagt revet. Hvis man da skal benytte de eksisterende må dagens ledninger flyttes.

Statnett har sett på muligheten for å legge de nye kryssingene i parallell med de eksisterende. Det er ingen steder ideelt å få plassert et nytt fjordspenn parallelt med eksisterende. Noen steder er det bebyggelse som hindrer etablering, andre steder er det for bratt eller ikke plass til fire spennmaster ved siden av hverandre. For kryssing fra Osterøy nordover er det i melding skissert et alternativ 1.2, som går fra Løtane, som spennet mot Padøy. Dette alternativet er omtalt i meldingen som forkastet. Viser til kapittel 5.1.1 i meldingen 420 kV Samnanger-Øygarden.

Samlet sett mener Statnett at fordelene med alternativ 1.2 ikke oppveier ulempene med økt traselengde med tilhørende økte konsekvenser og økte kostnader. Statnett ønsker derfor ikke å ta innspillet til følge.

4.1.11 Forslag om justering av trase ved motorsportanlegg

Det er spilt inn forslag om at alternativ 1.0 flyttes vekk fra motorsportanlegg til Meland motorsportklubb, slik at den ikke påvirker aktiviteten. Statnett har tegnet opp et traseforslag som ligger noe lenger unna motorsportanlegget, se figur 14. Statnett vil ta kontakt med motorsportklubben for å få informasjon om hvor det kan være aktuelt med utvidelse av området

deres. Hvis nødvendig kan traseen justeres eller masteplasseringer justeres. Dette vil ses på frem mot konsesjonssøknad.



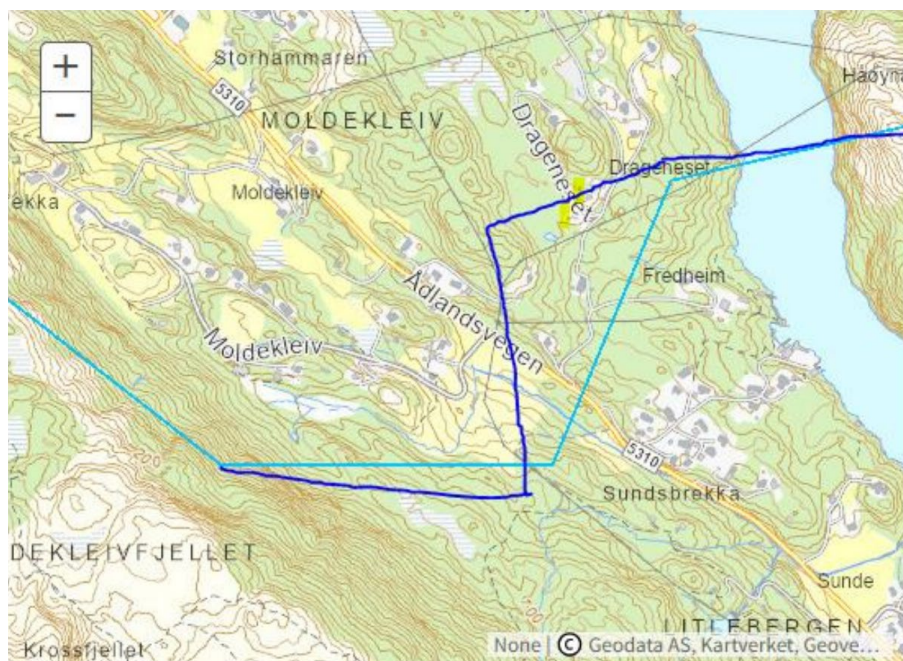
Figur 14: Viser muligheten for å flytte på alternativ 1.0 slik at kraftledningen kommer lenger unna motorsportanlegget

4.1.12 Forslag til justering av trase ved området "Sundet"

I høringen har det kommet innspill som viser til at ledningsalternativ 4.0 er planlagt over et område hvor det er regulert inn boligfelt. På figur 15 er inntegnet forslag som viser hvordan Statnett kan unngå det regulerte området.

Statnett har sett på forslaget og viser til at i traseforslaget til høringsparten vil svært lite av reguleringsplanen komme innenfor rettighetsbeltet til kraftledningen, mens meldt trase vil skjære gjennom reguleringsplanen og båndlegge flere mulige tomter. For eksisterende bebyggelse er derimot meldt trase (med mindre justering) bedre ettersom færre eksisterende boliger og fritidsboliger kommer tett på traseen.

Statnett tar med innspillet videre og vil vurdere begge løsningene frem mot en konsesjonssøknad.



Figur 15: Foreslått løsning for å unngå det reguleringsplanen for boliger

5 Temaer knytt til jord- og sjøkabler

5.1 Stortingsmelding 14 (2011-2012)

Flere har skrevet innspill om at Stortingsmelding nr. 14 er utdatert, og at Statnett derfor bør se vekk fra stortingets kabelpolicy.

Statnett viser til at gjeldende nasjonale retningslinjer for bruk av jord- og sjøkabel i kraftnettet fremgår av Stortingsmelding 14 (2011-2012) "Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet".

For øvrig vises det til Strømnettutvalget som ble oppnevnt ved kongelig resolusjon 11. juni 2021 for å vurdere tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg, se på prinsippene for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet ved forbruksutviklingen og vurdere mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt. Dette er redegjort for i NOU 2022: 6 "Nett i tide".

Utvalget foreslår ingen vesentlige endringer i de nasjonale retningslinjene for kabling, da det oppdaterte kunnskapsgrunnlaget ikke konkluderer med nye funn som gir grunnlag for dette.

Utvalget foreslår at gjeldende retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning i all hovedsak videreføres, og viser til forslag til konkret utforming av retningslinje i vedlegg 2 i NOU:6 2022.

Dette innebærer at prinsippene for bruk av kabel fortsatt bør være gradvis mer restriktive med økende spenningsnivå, fordi både naturinngrep, kostnader og ulemper for kraftsystem og forsyningssikkerhet ved kabling, øker med høyere spenningsnivå.

5.2 Konsekvenser av kabling av 420 kV nettanlegg i transmisjonsnettet

Det er mottatt mange høringsinnspill om kabling. Statnett ser behov for å tydeliggjøre systemvirkninger og tekniske forhold ved bruk av 420 kV kabler i transmisjonsnettet.

Luftledninger og kabler har vesentlig forskjellige elektriske egenskaper, mens egenskapene til jordkabler og sjøkabler er omtrent like. Mens luftledningene er uisolert og har stor avstand til jord, er lederen i en kabel innpakket i isolerende materialer og forlagt i jord eller på sjøbunn.

Dette påvirker kraftsystemet på flere måter, og kan gi utfordringer i de delene av kraftsystemet der vi introduserer økt kabling.

Utfordringene med kabel øker med lengden på kabelen og med spenningsnivået. Det er særlig spenningsforhold og spenningskvalitet som påvirkes.

En kabel har høyere kapasitans enn en luftledning, som medfører økt produksjon av reaktiv effekt, som igjen er med på å øke spenningen. Det kapasitive bidraget er proporsjonalt med kvadratet av spenningen, så spenningsnivået kabelen vil driftes på har også stor betydning.

5.2.1 Kabling kan medføre større/flere stasjonsanlegg

For å overholde øvre spenningsgrenser i nettet, gitt av forskriftskrav, må det settes inn reaktorer som bidrar til å utlikne kablens kapasitive bidrag. Disse må være i drift når kabelen er i drift, og være tilgjengelige for inn- og utkoblinger av kabelforbindelsen. Reaktorene beslaglegger areal og krever større stasjoner med apparatanlegg og styringssystemer. Det må være redundans i kraftsystemet med hensyn til reaktorer slik at det tåler feil/vedlikehold på en enhet uten at forbindelsen mellom A og B må koples ut hvis en reaktor er utkoplet.

På grunn av høy kapasitans i kabler oppstår spenningsprang ved ut- eller innkopling av forbindelser med innskutt kabel. Innkobling av lange innskutte kabler på en forbindelse gir store spenningsprang og overspenninger i nettet helt ned til sluttbrukere. For store overspenninger kan ødelegge elektrisk utstyr og i verste fall føre til brann. Jo lenger kabel det er, jo større blir spenningsprangene. Dette kan, i tillegg til reaktorer, medføre behov for dynamisk kompensering for å overholde forskriftskrav i tidsperioden før reaktorene har stabilisert den reaktive flyten. Et dynamisk kompenseringsanlegg på 420 kV nivå er også arealkrevende (fotavtrykk på om lag 60*80 meter) og et slikt anlegg har også behov for en egen transformator.

Det kan bli behov for en kompenseringstasjon underveis på forbindelser med lange innskutte kabler for å dele opp kabellengden i kortere selvstendige forbindelser. Dette skyldes et fenomen betegnet som zero-miss-effekt. For å forhindre dette problemet, er normal praktisering at et kabelanlegg ikke kompenseres utover ca. 50 % av forbindelsens kapasitive bidrag. Med maksimalt 50 % kompensering, vil innkobling av for lange innskutte kabler gi for store spenningsprang. Ved å dele opp kabellengden i mindre selvstendige deler ved hjelp av en koplingsstasjon, er det mulig å koble inn deler av kabelen og redusere spenningsprangene til akseptable nivåer.

Zero-miss-effekten er at strømmen ikke har nullgjennomgang etter spenningssetting av en ledning, og kan oppstå hvis mer enn 50 % av den reaktive effekten fra ledningen kompenseres med reaktorer. Nullgjennomgang i strømmen er nødvendig for at en effektbryter skal klare å koble bort feil på ledninger. Hvis en ledning kompenseres mer enn 50 %, er det fare for havari av effektbryter ved innkobling av ledningen.

5.2.2 Kabling endrer kraftflyten og øker tapene i nettet

En kabel har lavere reaktans enn en luftledning. Dette påvirker dimensjoneringen av kabelen, da kabelforbindelsen vil ta en større del av flyten i det maskede nettet enn om samme forbindelse hadde vært bygget med luftledning.

Kapasitansen i kabelen genererer også en ladestrøm som går på bekostning av hvor mye aktiv effekt som kan overføres, altså kan en mindre andel av kabelens strømkapasitet brukes til aktiv effektoverføring enn tilsvarende for en luftledning.

Kabel og reaktorer medfører økte tap i nettet. En ordinær 200 MVar reaktor driftet på 420 kV medfører 300-400 kW tap, og siden reaktor må være innkoplet når kabel er innkoplet, vil dette gi årlig tap i størrelsesorden 3 GWh pr reaktor. Statnetts standardiserte løsning for sjøkabel har i seg selv høyere tap enn den ofte brukte linetypen duplex Athabaska.

5.2.3 Kabling kan medføre ombygging/redesign av eksisterende stasjoner

Kabling medfører at kortslutningsytelsen i omkringliggende stasjoner økes grunnet at den elektriske avstanden blir mindre på grunn av lavere impedans enn luftledning. Mange stasjonsanlegg er av eldre dato. En økning av kortslutningsytelsen kan medføre betydelig komponentutskifting i eldre stasjoner for å kunne tåle økt kortslutningsytelse og dermed høyere kortslutningsstrømmer.

Også omkringliggende industrianlegg blir påvirket av kablers elektriske egenskaper og de må gjøre en sjekk av om anleggene tåler de endrete forholdene. Reaktiv kompensering, harmoniske filtre og HVDC-anlegg i industrianleggene vil alle være sensitive for større endringer.

Økt bruk av kabel i nettet gir nye harmoniske resonanser og endrer de eksisterende resonansfrekvensene i nettet. Det gir risiko for forsterkning av eksisterende harmoniske forstyrrelser, og dermed dårlig spenningskvalitet. Harmoniske forvrengninger opptrer ikke bare lokalt, men sprer seg i kraftsystemet. Høye nivåer av harmonisk forvrengning kan føre til overbelastning av komponenter, feilfunksjon på elektronisk utstyr, og i ytterste konsekvens brann eller havari. Risikoen påvirkes også av at stadig mer last og produksjon i systemet blir tilknyttet via omformere, som både er kilder til harmonisk forvrengning, og har kontrollsystemer som kan påvirkes negativt av endringer i den harmoniske impedansen. Disse utfordringene øker behovet for analyser i forkant for å avdekke om kabling medfører uakseptabel risiko for harmoniske forvrengninger, eventuelt om det finnes egnede avbøtende tiltak.

5.2.4 Feil på forbindelser med kabel tar lenger tid å håndtere

Vanligvis er feilhyppighet for kabel lavere enn for luftledning. Derimot er reparasjonstid for kabel vesentlig lengre. Dette svekker forsyningssikkerheten i nettet i reparasjonstiden. Ved skader vil reparasjon av sjøkabler være teknisk komplisert og kostbart, og operasjonene krever tilgang på egnede spesialfartøy, noe som kan øke reparasjonstiden ytterligere.

Også når det oppstår forbigående feil på en forbindelse med innskutt kabel, tar det lenger tid å få forbindelsen i drift igjen sammenlignet med ren luftledning. Det må verifiseres at det ikke er kabelfeil samt at gjeninnkopling tar lengre tid grunnet mer omfattende koplingssekvens for å holde spenningen i nettet akseptabel.

5.2.5 Levetiden på 420 kV kabler er vesentlig kortere enn levetid på luftledninger

En luftledning har en forventet levetid på om lag 70-80 år før materialene er så svekket at den må reinvesteres. For 420 kV kabler er levetiden om lag 40 år. Kabelanlegg må derfor reinvesteres betydelig tidligere enn luftledningen på samme strekning.

5.3 Likestrøm

Flere har spilt inn at Statnett bør bygge en likestrømskabel fra Samnanger til Øygarden, flere av innspillene viser også til at det er bygget lange likestrømskabler ut til plattformer i sjø.

Det norske sentralnettet og regionalnettet (66 kV til 420 kV) består i dag av et masket vekselstrømsnett. Likestrømsforbindelser benyttes i Norge på mellomlandsforbindelser til kontinentet og England. For slike lange havstrekninger er likestrøm eneste mulighet, ettersom vekselstrømskabler ville produsert så mye reaktiv effekt at det ikke ville være ledig kapasitet for

kraftoverføring som aktiv effekt. De største HVDC-anleggene vi har i dag har en overføringskapasitet på 1400 MW, som er i underkant av halvparten av kapasiteten på en luftlinje med den ofte benyttede linetypen duplex Athabaska.

For å knytte til en likestrømsforbindelse i vekselstrømsnettet, kreves omformerstasjoner i begge ender av forbindelsen som kan gjøre likestrømmen om til vekselstrøm og vice versa. Stasjonsarealet til omformerstasjonen på Ertsmyra (Nordlink, 1400 MW) er 200 x 250 m og bygningen er 30 m høy. Nødvendig areal for omformerstasjonen er 50 000 m² pluss. Arealer for utendørs koblingsanlegg for vekselstrøm, transformatorer samt kabeltrasé vil komme i tillegg.



Figur 16 Ertsmyra transformatorstasjon, NordLink omformerstasjon 1400 MW

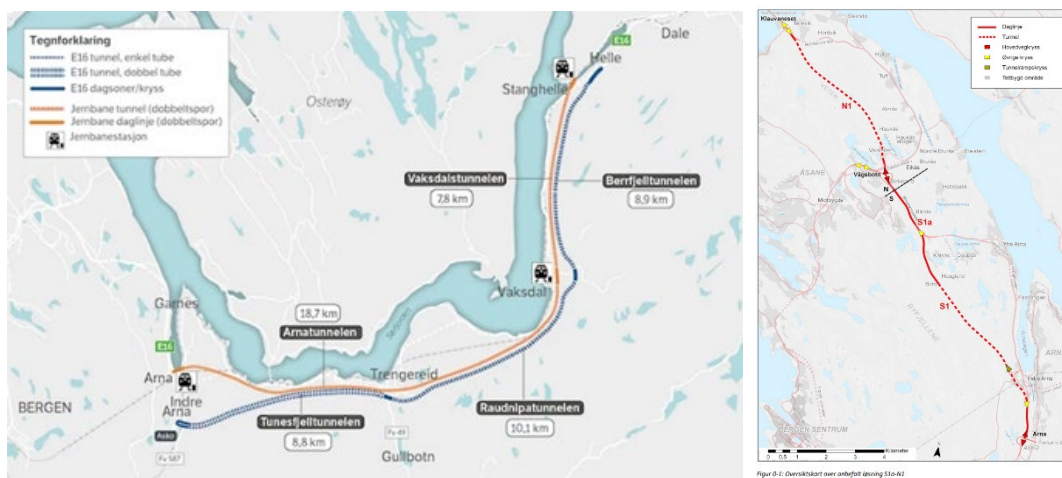
Omformeranleggene er kilder til harmonisk forvrengning som omtalt i kapittel 5.2. Håndtering av risikoen for høy harmonisk forvrengning krever analyser, riktig kravstilling og eventuelt tilpasning av omformerstasjonene.

Flyten på en likestrømsforbindelse må styres. Ved utfall av en vekselstrømsforbindelse, vil flyten automatisk og momentant fordeles på øvrige forbindelser i forhold til ledningenes impedans. En likestrømsforbindelse vil ikke overta flyt fra andre forbindelser uten gjennom agering i styringssystemer. Dette er noe som vil ta litt tid, og dermed påvirke både de stabilitetsmessige forholdene i nettet og dimensjoneringen av anleggene rundt likestrømsforbindelsen. En likestrømsforbindelse i et vekselstrømsnett stiller høye krav til kommunikasjon- og kontrollsystemer for å kunne ha samme robusthet som et rent vekselstrømsnett. Det vil kreve omfattende studier for å utarbeide hensiktsmessige reguleringsstrategier.

Bygging av likestrømsforbindelser med likeretteranlegg tar vesentlig lengre tid å etablere og er vesentlig dyrere enn forbindelser med luftledninger.

5.4 Jordkabler i veitunnel

Flere høringsinnspill foreslår å legge kabelanlegget i tunnel på ulike delstrekninger mellom Samnanger og Øygarden. I innspillene vektlegges det at kabling i tunnel vil beskytte infrastrukturen, redusere visuell forurensning, minske arealbeslag og inngrep i urørt natur. Innspillene viser til at Statnett bør utnytte tunnelsystemer i tilknyttet vei- og jernbaneanlegg, og at dette bør vurderes som alternativer. Det planlegges for tiden nye store tunnelanlegg, f.eks. mellom (Stanghelle)-Trengereid-Arna-(Åsane), i Bergensområdet. I 17 vises innspilte forslag om å legge 420 kV kabelanlegg i på strekningen Trengereid-Arna (del av Fellesprosjektet Arna-Stanghelle med kombinert vei- og jernbane-tunnelprosjekt) og prosjektet med Ringveg Øst i Bergen på strekningene E16 Arna-Vågsbotn og E39 Vågsbotn-Klauvaneset. Lengde på tunnel i forbindelse med Trengereid-Arna er på ca. 10 km. Lengde på tunnel i prosjektet Ringveg Øst i Bergen er på ca. 16-20 km.



Figur 17: Forslag om at 420 kV kabelanlegg bør kombineres med tunnelprosjekter i Bergensområdet

Statnett har nylig gjort en vurdering av muligheten for å legge 420 kV kabel i tunnel mellom Sauda og Etne i forbindelse med meldingen for Sauda-Blåfalli. Vurderingene nedenfor er hentet fra Statnetts kommentarer til høringsuttalelser, datert 5. mars 2025.

5.4.1 Om kombinert veitunnel og kabeltunnel

Krav til areal, sikkerhet, beredskap og vedlikehold for et 420 kV kabelanlegg gjør det krevende å kombinere 420 kV kabler i en veitunnel. Det er ikke ønskelig for Statnett å gå videre med utredning av et slikt alternativ, både på grunn av de utfordringer som følger av dette alternativet, og risiko knyttet til gjennomføring av en slik løsning som ikke tidligere har vært benyttet for transmisjonsnettet i Norge.

Transmisjonsnett med 420 kV spenningsnivå er kategorisert som klasse 3 i Kraftberedskapsforskriften. Forskriften skal sikre at kraftforsyningen opprettholdes og at normal forsyning gjenopprettes på en effektiv og sikker måte i og etter ekstraordinære situasjoner for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene. Det stilles høye krav til sikring og beredskap slik at man unngår skader på transmisjonsnettet og at kraftforsyningen raskt kan repareres. Ekstraordinære forhold som må vektlegges inkluderer brann og eksplosjoner, hærverk og sabotasje.

Statnett har ingen tidligere erfaring med kombinasjonsløsninger der veitunnel og kabeltunnel kombineres. 420 kV høyspentkabler har strenge krav til beredskap og sikkerhet. Lange veitunneler har også strenge sikkerhetskrav. Det vil derfor bli komplisert å utvikle en totalløsning

som oppfyller alle kravene som stilles for en kombinert veitunnel og kabelløsning med 420 kV høyspentkabler.

Det har vært flere alvorlige hendelser med brann i norske veitunneler. I en veitunnel vil det være jevnlig transport av brannfarlig materiale, kollisjonsrisiko og bilbrann er også relevante faktorer som øker risikoen for tunnelbrann.

Dersom det skulle bryte ut tunnelbrann, kan dette være en risiko for transmisjonsnettet, så vel som for personer i nærheten. De samfunnsmessige konsekvensene kan også bli vesentlige dersom det tar lang tid før kablene og tunnelen er reparert. Man vil også være avhengig av at både Statnett og veieier får utført sitt nødvendige reparasjonsarbeid av kabler og tunnel etter en eventuell brann, noe som kan medføre at det tar lenger tid før kabelanlegget og tunnelen er tilbake i drift.

5.4.2 Om kabeltunnel som alternativ

Kabler installert i separate kabeltunneler er en kjent løsning for 420 kV transmisjonsnett, og som Statnett har erfaring med. Slike løsninger der det benyttes separat kabeltunnel har vært gjenstand for grundige risikovurderinger og vurdert å møte kravene i lovverket og kraftberedskapsforskriften på en tilfredsstillende måte. Det foregår ikke transport av brannfarlig materiale gjennom disse tunnelene og det er høye krav til sikring mot innbrudd og sabotasje.

En kabeltunnel har et vesentlig mindre tverrsnitt enn en veitunnel som er bygget etter europeisk standard, noe som også bidrar til at kostnaden vil være noe lavere enn for en veitunnel.

En av de vesentlige ulempene med kabeltunneler er likevel den betydelige merkostnaden sammenliknet med ledninger. Bygging av tunnel vil også kreve uttak av betydelige mengder stein som må håndteres.

Et kabelanlegg gjennom tunnel som øker den samlede kabellengden vil også medføre behov for ekstra reaktiv kompensering. Kompenseringsanlegg er dyrt, det krever tilleggsarealer for å bygge og leveringstiden er lang. Bruk av kabel i kraftsystemet er utfordrende, som nærmere beskrevet i kapittel 5.2.

5.5 Arealbeslag sjøkabler

For sjøkabelanlegg er det hovedsakelig installasjonsanlegg i endepunktene som medfører visuelle virkninger på land, samt eventuelle kompenseringsanlegg underveis. Ved overgang fra kabel til luftledning etableres det muffeanlegg med opparbeidelse av tomteareal og adkomst. Et muffeanlegg består av en samleskinne med isolatorer, endemuffer, avledere, instrumentering og alarmanlegg. Behov for kompenseringsanlegg for å håndtere reaktiv effekt i nettet vil kreve tilleggsarealer.

Avhengig av terreng og topografi kan også kabeltrasé ned til vannkanten medføre betydelige visuelle inngrep, eksempelvis i bratt terreng.

Under vann vil sjøkablenes trasé båndlegge areal på havbunnen. Trasebredden på et sjøkabelanlegg bestående av to kabelsett med enlederkabler vil variere, men kan typisk være på om lag 100 m. Sjøbunnstopografi, beskyttelses- og reparasjonshensyn er blant forholdene som spiller inn. Beskyttelse av kablene på sjøbunnen gjøres fortrinnsvis ved nedspyling i havbunnen der dette er mulig, eller de kan beskyttes ved steindumping og andre tilpassede tiltak dersom forholdene krever dette.

Ved ilandføringspunktene må sjøbunnstopografien være egnet slik at kablene kan beskyttes mot bølger, strøm og vibrasjoner, samtidig som det ikke må komme i konflikt med eksisterende anlegg. Mot land vil kablene typisk legges tettere, men det vil likevel være minimumsavstander bl.a. knyttet til termiske forhold, behov for beskyttelse og hensyn til ilandføringsmetode. Kabelen kan ilandføres i åpen grøft eller gjennom inntrekkingsrør, kulverter, mikrotunneler m.m., men hvert alternativ krever egnede forhold og har ulike plassbehov.

Statnetts eksisterende 420 kV vekselstrømanlegg med sjøkabler er bygd med enlederkabler, der ett kabelsett består av tre enledere. 420 kV sjøkabler har lavere overføringskapasitet enn 420 kV luftledninger. Det må være tre kabelsett av 420 kV enlederkabler for å ha tilsvarende overføringskapasitet som duplex Athabaska, som er en ofte benyttet linetype. På Samnanger-Øygarden vil Statnett nærmere vurdere behovet for to eller tre kabelsett. 420 kV sjøkabler med trelederdesign er under utvikling i kabelindustrien og kan dermed bli et mulig alternativ til enlederkabler i fremtiden for å redusere arealbeslag i sjø.

6 Traséforslag sjø- og jordkabler

Det er kommet inn flere innspill om ulike ilandføringspunkt, samt flere ulike forslag om sjø- og jordkabeltraseer. Naturvernforbundet har foreslått et sørligere alternativ, og blir vurdert videre i kapittel 7.

6.1 Oversikt over foreslåtte kabeltraséer

Tabell 1 viser en oversikt over jord- og sjøkabeltraseer som er foreslått i høringen. Traseene behandles videre i de etterfølgende delkapitlene.

Tabell 1: Oversikt over jord- og sjøkabeltraseer som er spilt inn i høringen.

Forslag om sjøkabel	Jordkabel-trasé	Sjøkabel-trasé	Maksimalt vanndyp	Total trasélengde med kabel	Traséalternativ
Naturvernforbundets alternativ fra Jordal stasjon-Askøy og Askøy-Øygarden. Se kapittel 7		Ca. 32 km	Inntil 480	Ca. 32 km	Variant av alt 6.0
Jordal-Askehamna (Askøy)-Merkesvik-Øygarden. Se kapittel 7.8	Ca. 19 km	Ca. 17 km	Inntil 330	Ca. 36 km	Variant av alt 6.0
Garnvika – via Herdleflaket til Ljøsøyna. Se kapittel 7.3		Ca. 15 km*)	Inntil 270	*)	Del av alt. 1.0, men til Ljøsøyna. Ca. 5,8 km erstattes med min 15 km kabel
Øpso-Herdlesundet -Ljøsøyna Se kapittel 7.4		Ca. 8 km	Inntil 270	Ca. 8 km	Del av alt. 1.0, men til Ljøsøyna.
Kobbevangen (via Herdlesundet) til Ljøsøyna Se kapittel 7.4		Ca. 10 km	Inntil 270	Ca. 10 km	Del av alt. 1.0, men til Ljøsøyna.

Kobbevågen (via Herdlesundet) - Øygarden Se kapittel 7.4		Ca. 12 km	Inntil 270	Ca. 12 km	Del av alt. 1.0, men til Øygarden stasjon
Ietangen (via Herdlesundet) til Ljøsneset Se kapittel 7.4		Ca. 9 km	Inntil 300	Ca. 9 km	Del av alt 1.0
Merkesvik - Ljøsøyna Se kapittel 7.2.4		Ca. 7 km	Inntil 270	Ca. 7 km	Del av alt. 1.0 og 4.0, men til Ljøsøyna.
Merkesvik - Oksneset Se kapittel 6.2.3		Ca. 8-9 km	Inntil 270	Ca. 8-9 km	Del av alt. 1.0 og 4.0, men til Ljøsøyna.
Merkesvik - Osundet Se kapittel 6.2.3		Ca. 10 km	Inntil 270	Ca. 10 km	Del av alt. 1 og 4, men til Øygarden stasjon

*) Note: ca. 9 km er estimert lengde på traséforslaget som er mottatt, men den krysser rett igjennom det militære forbudsområdet ved Herdla og er derfor ikke gjennomførbar. En trasé som legges nord for det militære forbudsområdet vil bli vesentlig lenger, grovt anslått til 15 km.

6.2 Innspill til ilandføring av sjøkabler ved Kollsnes, Øygarden kommune

6.2.1 Ilandføringsalternativer på Ljøsneset

Det har kommet flere innspill om at en eventuell ilandføring på Ljøsneset bør gjøres via det nordlige alternativet (1.0) slik at det integreres som del av området til Energiparken og i tilknytning til det eksisterende industriområdet ved Ljøsøybukta. Innspillene ber om at alternativ 1.7 utelukkes grunnet økt konflikt med buffersone/grøntområde mot Blomøy og byggefeltet der. Videre påpekes det også at etableringen av muffeanlegg og master koordineres med buffersoner/grøntområder som planprogrammet for Energiparken foreslår, slik at anlegget blir mindre synlig fra sjøen.

Statnett bemerker at konsekvensutredning av de ulike alternativene inngår som del av de videre planlagte arbeidene, samt endelige valg av trasé.

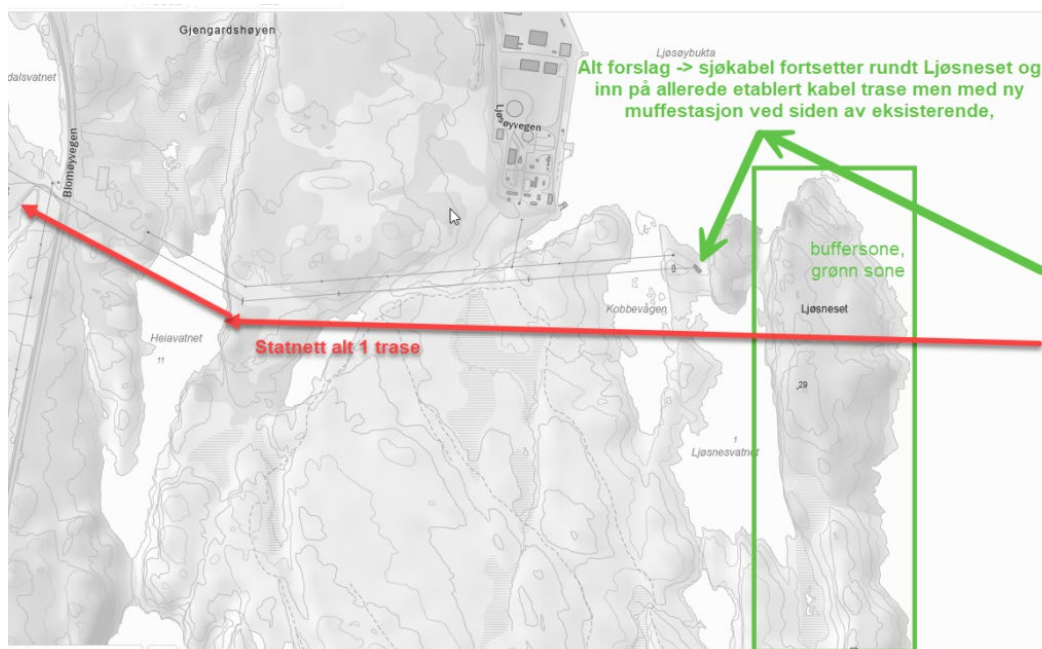
Plassering av muffeanlegg i forhold til buffersoner/grøntområder er mulige tilpasninger som Statnett vil fortsette å se på i det videre arbeidet.

6.2.2 Ilandføring via Ljøsnesbukta

Som en mulig tilpasning av det nordlige alternativet over Ljøsneset, har det også kommet innspill om at ilandføringspunktet flyttes til østsiden av Ljøsnesbukta slik at Ljøsneset nærmest fjorden kan opprettholdes som buffersone/grøntområde mot Energiparken.



Figur 18: Ilandføring i Ljøsnesbukta



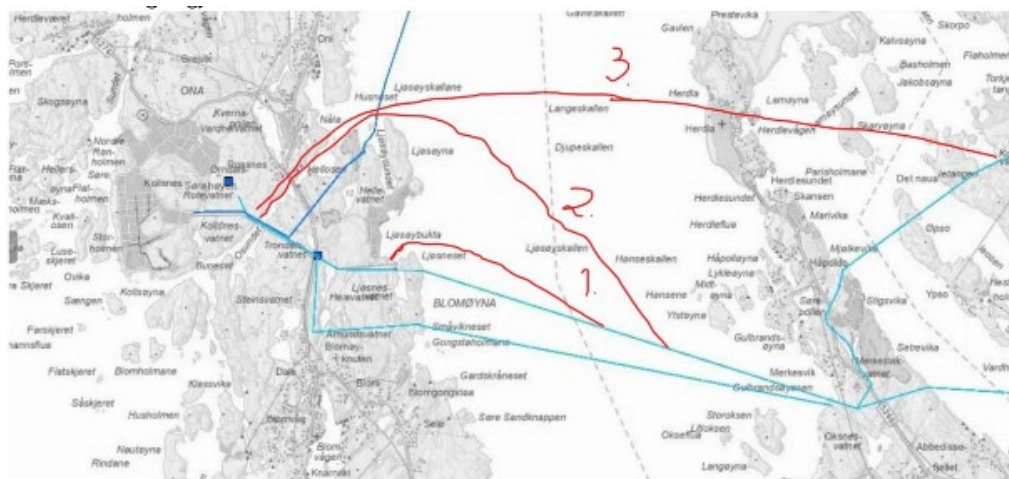
Figur 19: Ilandføring ved Ljosnesbukta, vist med grønn buffersone

Ilandføringsløsningen til Ljosneset må sikre at de nye sjøkablene kan ilandføres på en egnet måte uten å komme i konflikt med øvrig maritim infrastruktur, industri eller havneaktivitet. I og rundt Ljosnesbukta er det allerede en del maritim infrastruktur, i form av eksisterende kabler og rør, som er kompliserende faktorer for å få til en slik løsning.

Ilandføring av sjøkabler i Ljosnesbukta er likevel en mulig tilpasning som Statnett vil se nærmere på i det videre arbeidet.

6.2.3 Ilandføring rundt Ljosøyna til Oksneset eller Osundet

Flere har foreslått ilandføring rundt Ljosøyna til Oksneset eller gjennom Osundet for å unngå ilandføring ved Ljosneset. Det er foreslått å bringe sjøkabel i trasé rundt Ljosøyna til Oksneset og plassere muffeanlegget ved siden av eksisterende muffeanlegg for kabelforbindelsen Kollsnes – Hjeltefjorden. En annen løsning som er spilt inn er å føre sjøkablene inn i Osundet til ny transformatorstasjon på Øygarden, se figur 19. Sistnevnte forslag blir om lag 1,5-2 km lengre enn til Oksneset.



Figur 20 Ilandføring rundt Ljøseøyna ved Oksneset eller inn i Osundet

Statnett har vurdert dette som ilandføringspunkt, men ikke gått videre med alternativet. Ilandføring på sørsiden av Ljøseøyna (ved Oksneset eller inn Osundet) er ikke en egnet løsning fordi det allerede er eksisterende gassrør, kraftkabler, fiberkabler og akvakultur med ankerlinjer i dette området som gjør at ilandføring av inntil 3 kabelsett vil bli vanskelig, om i det hele tatt mulig, på grunn av mangel på tilgjengelig areal.

6.2.4 Ilandføring til østsiden av Ljøseøyna

Det har kommet innspill om ilandføring til østsiden av Ljøseøyna.



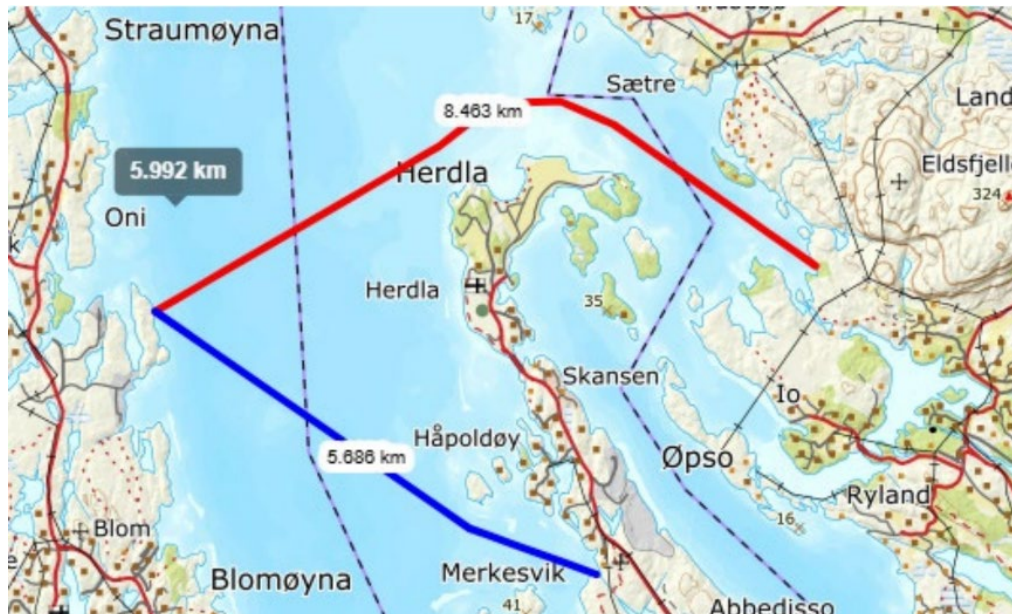
Figur 21 Ilandføring på østsiden av Ljøseøyna

Ilandføring på østsiden av Ljøseøyna ble vurdert som mindre egnet enn på Ljøseøyna lenger sør.

På østsiden av Ljøsøyna stuper svabergene og undervannsterrenget bratt ned i fjorden fra overflaten. Dette bidrar til å gjøre området utfordrende for ilandføring av 420 kV sjøkabler, sammenliknet med slakere undervannsterreng. Risikoen er at kablenes levetid kan bli vesentlig redusert.

6.3 Sjøkabel på nordsiden av Herdla

Statnett har mottatt forslag om sjøkabeltrasé på nordsiden av Herdla fra Garnvika til Øygarden (Ljøsøyna), se figur 21.



Figur 22 Sjøkabel Garnvika-Ljøsøyna

Statnett anser ikke sjøkabler på nordsiden av Herdla som et aktuelt alternativ.

I Hjeltefjorden, på vestsiden av Herdla og Store Agnøyna, samt på Herdleflaket er det et militært forbudsområde i sjø med en utstrekning på om lag 5 km som forhindrer en sjøkabeltrasé direkte over Herdlaflaket til Ljøsøyna eller Ljøsneset etter at Forsvaret utvidet dette forbudsområdet.

I tillegg er det grunt i sjøområdet nord for Herdla, noe som vesentlig kompliserer installasjon av 420 kV sjøkabler med konvensjonelle kabelleggingsfartøy gjennom området, fordi dette vil kreve fløting av inntil 9 sjøkabler gjennom de grunne områdene.

En eventuell sjøkabeltrasé som legges nord for det militære forbudsområdet ville medført en vesentlig lenger sjøkabeltrasé, sammenliknet med alternativet som ble foreslått, grovt anslått til 15 km.

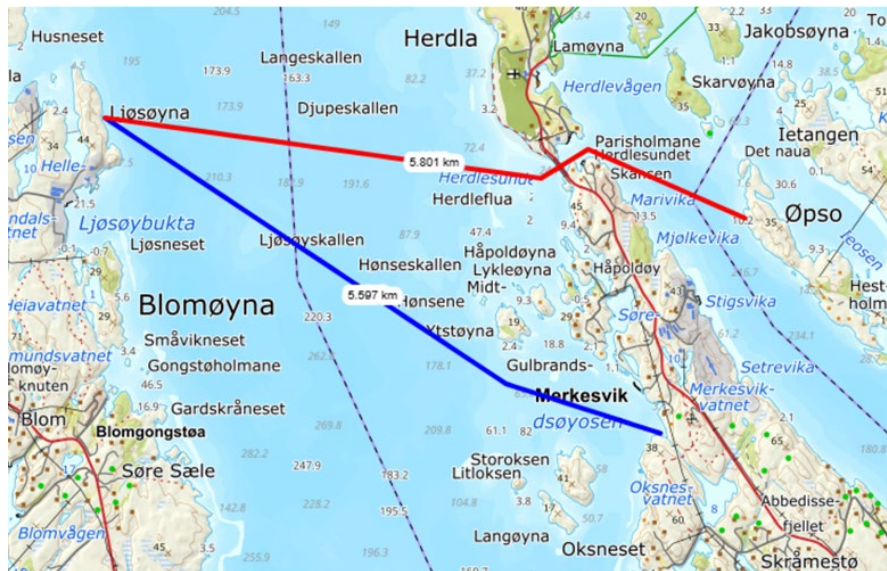
Det bemerkes at ilandføring i Garnvika ville medført behov for å etablere veiforbindelse til muffeanlegget. Nærmeste vei ligger i dag omkring 1 km unna Garnvika.

Ilandføring ved Ljøsøyna eller Osundet er foreslått av flere og kommenteres separat, det henvises til kapittel 6.2.

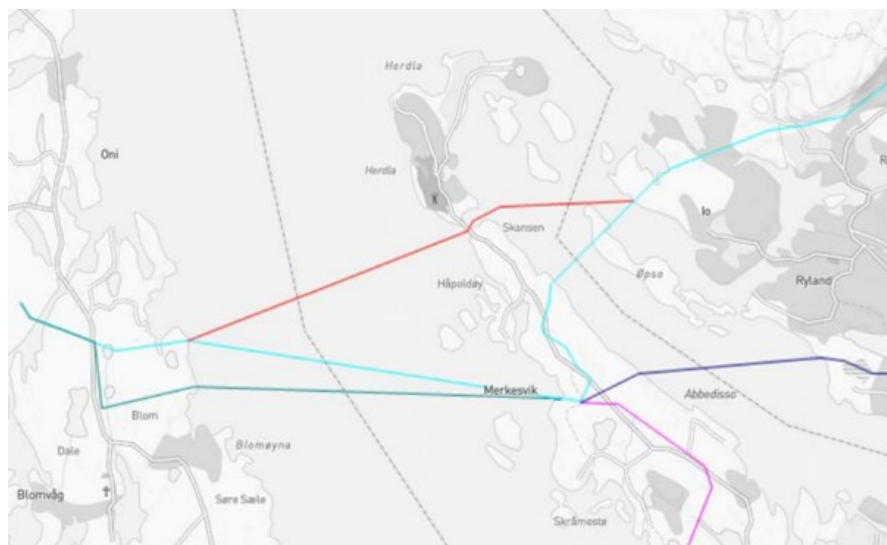
6.4 Sjøkabel via Herdlesundet

Statnett har mottatt forslag om sjøkabeltrasé fra Øpso til Ljøsøyna, der sjøkabelanlegget anlegges gjennom Herdlesundet til Ljøsøyna, se figur 22.

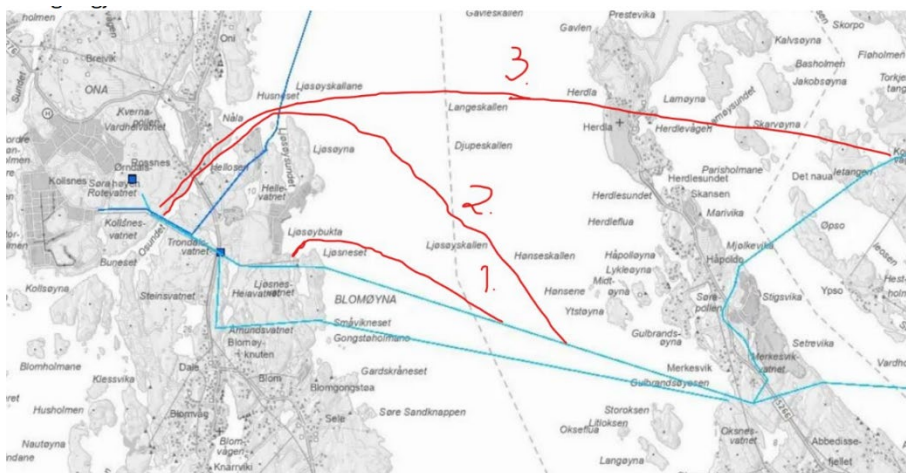
Liknende forslag gjennom Herdlesundet inkluderer sjøkabel fra Kobbervågen til Øygarden (Osundet ved Ljøsøyna) samt sjøkabel fra letangen via Herdlesundet til Ljøsneset, se figur 24. Trasélengden for disse forslagene vil være noe lenger enn for Øpso. Typisk økning i lengde fra Kobbervågen vil bli omkring 2 km, mens økningen blir noe mindre ved en forlengelse fra letangen eller vestsiden av Øpsesundet.



Figur 23: Traseforslag via Herdlesundet fra Øpso



Figur 24: Traseforslag via Herdlesundet fra Io



Figur 25: Traseforslag via Herdlesundet fra Ietangen

Installasjon av flere sjøkabelsett vil være vanskelig gjennom Herdlesundet fordi sundet er smalt. Det militære forbudsområdet i sjø som ligger vest for Herdla (se figur 28) vanskeliggjør også en sjøkabeltrasé gjennom Herdlesundet og ut i Hjeltefjorden, da dette beslaglegger områder som kunne vært en mulig sjøkabeltrasé ut fra Herdlesundet. De gjenværende tilgjengelige områdene sør for forbudsområdet preges av kupert undervannsterreng, og det er usikkert om terrenget vil være egnet for å etablere en sjøkabeltrasé med inntil tre kabelsett (ni enlederkabler).

Broen over Herdlesundet er også en kompliserende faktor. Broen har en seilingshøyde på 21 m, og sundet er både smalt og grunt. Kabelleggerfartøyene som kreves for å installere 420 kV sjøkabler over Hjeltefjorden og Herdlefjorden er for store til å kunne seile under broen. En eventuell kabelforbindelse gjennom Herdlesundet vil derfor kreve løsninger som er dyrt og vanskelig å etablere siden kablene må fløtes gjennom sundet og deretter skjøtes før kabelleggingen kan fortsette på den andre siden av sundet.

Med ilandføring i Kobbevågen, ville vei til muffeanlegget måtte anlegges gjennom det statlig sikrede friluftsområdet. Med ilandføring av sjøkabler på Ietangen (i Øpsesundet) vil en veiforbindelse videre fra Iø være naturlig. Veiforbindelse til muffeanlegg er nødvendig av drifts- og beredskapshensyn for å sikre tilkomst av utstyr og materiell, samt raskere utbedring ved feil*).

Statnett anser muffeanlegg på Øpso å være en lite ønskelig løsning av beredskapshensyn siden øya er uten veiforbindelse. Vurderinger knyttet til ilandføring på Ljøseyna er beskrevet i kapittel 6.2.

*) Note: Det bemerkes at kravene i beredskapsforskriften stiller enda strengere krav til reparasjonstid for transmisjonsnettet, enn kravene som gjelder for kraftnett med lavere spenningsnivå (som eksempelvis BKKs eksisterende muffeanlegg på Øpso).

6.5 Kryssing av Salhusfjorden, alternativ 4.0

I høringen er det kommet innspill om fjordkryssingen over Salhusfjorden. Et innspill påpeker at fjorden er dyp der hvor Statnett har tegnet inn trasealternativ 4.0, og at dette ikke stemmer overens med hva Statnett har sagt at er maks dybde for hvor det kan legges sjøkabel.

Statnett viser til at en kabeltrasé over Salhusfjorden vil bli både teknisk komplisert og kostbart, og den vil måtte krysse gjennom vanndyp på 550-600 m. Statnett har i dag 420 kV sjøkabelanlegg der maksimalt vanndyp er 530 m og det arbeides med kabelalternativer for å øke maksimalt vanndyp til om lag 600 m. Statnett ønsker også at det kvalifiseres skjøter for større vanndyp, men foreløpig er maksimalt vanndyp for disse 390 m.

Vanddyp og reparasjonsfilosofi er sentrale problemstillinger ved etablering av sjøkabelanlegg. Dette er også problemstillinger som blir viktige i Statnetts videre arbeid med å videreutvikle de ulike traséalternativene mellom Samnanger og Øygarden. Stort vanddyp medfører likevel at installasjon, kabelberedskap og reparasjon vil være teknisk krevende og kostbart.

Eventuelle reparasjonsskjøter må plasseres innenfor vanddypet som de er kvalifisert for, og eventuelle skader på større vanddyp enn dette må erstattes med ny kabel. Nødvendige lengder på reservekabler må tilpasses avstanden mellom områder der det er grunt nok til å legge en skjot. Nødvendig tidsbruk og reparasjonskostnader vil også påvirkes.

Vanddypet vil medføre store begrensninger på hvilke fartøy som er egnet til å utføre installasjon og reparasjon av et slikt sjøkabelanlegg, som igjen kan medføre at reparasjonstiden øker sammenliknet med sjøkabler på grunnere vanddyp.

6.6 Forlengelse fra Salhusfjorden via Hagelsundet

Det har kommet høringsinnspill om at sjøkablene videreføres gjennom Hagelsundet under Hagelsundbroen til Kvernafjorden og inn mot Håøytoppen. Avhengig av ilandføringspunktets plassering på Flatøy, vil en forlengelse via Hagelsundet medføre en økt kabeltrasélengde på anslagsvis 1,5-3 km. Statnett har ikke utført undervannsinspeksjoner av havbunnen, men sjøkart viser at Hagelsundet har grunner som kablene må legges rundt. Kabellegging og tilhørende fartøysoperasjoner kan også være til hinder for annen sjøtrafikk i anleggsperioden.

Installasjonsteknisk bør det være gjennomførbart å installere sjøkabler gjennom sundet, men det er ikke en ønskelig løsning grunnet all maritim infrastruktur (rørledninger, fiberkabler, o.l.) som allerede finnes på sjøbunnen i dette området, og som sjøkablene må krysse med et slikt alternativ. Statnett anser det som sannsynlig at en eller flere av de eksisterende undervannsanleggene som krysses må skjøtes eller byttes, dersom det skal legges nye kraftkabler i sjø gjennom området. Infrastrukturkryssninger medfører økt risiko for anleggene, systemene kan påvirke hverandre negativt, samt at kryssninger kan medføre at fremtidig reparasjonsarbeid blir vanskelig for de ulike anleggene.

6.7 Innspill ilandføring Flatøy

Dersom sjøkablene legges gjennom Nordhordland (alternativ 4.0), har det kommet høringsinnspill om at virkningene av å gå i land på Holsnøy, lengre nordvest enn på Flatøy blir utredet.

Et slikt alternativ vil medføre at kablene legges gjennom Hagelsundet og under Hagelsundbroen. Problemstillinger knyttet til dette er nærmere beskrevet i kapittel 6.6. I tillegg vil en forlengelse til Holsnøy langs Radfjorden medføre en ytterligere økning av kabeltrasélengden, i forhold til eventuelle ilandføringspunkt på Flatøy.

Statnett har ikke vurdert mulige ilandføringspunkt på Holsnøy nordvest for Flatøy, men en slik løsning vil uansett medføre en økning av kabeltrasélengden på 4 km eller mer, sammenliknet med alternativet som er meldt over Salhusfjorden (alternativ 4.0)

6.8 Jordal-Askehamna (Askøy)-Merkesvik-Øygarden

Statnett har mottatt forslag om en jordkabeltrasé over Askøy. Kabelanlegget som foreslås er en variant av traséforslaget fra Naturvernforbundet, men der kablene forlegges på land over Askøy i stedet for at de legges gjennom Herdlefjorden.

Traséforslaget følger Naturvernforbundets forslag (se kapittel 7.2) fra Jordal stasjon til Ask i Askøy kommune, men deretter på land over Askøy mellom Ask og Merkesvik. Jordkabeltraseen

følger i hovedsak vei fra Ask til Merkesvik (FV 563, FV 562, 5266). Sjøkabel over Hjeltefjorden fra Merkesvik til Ljøneset i Øygarden.



Figur 26 Jordal-Askehamna (Askøy)-Merkesvik-Øygarden

Statnett anser ikke dette som et aktuelt alternativ. Hovedårsaker til at Statnett ikke går videre med dette alternativet knytter seg til systemtekniske problemstillinger, høye kostnader og hensyn knyttet til forsyningssikkerhet og reparasjonstid.

Trasélengden på kabelanlegget som er foreslått vil bli om lag 36 km med en kombinasjon av sjø- og jordkabler. Bruk av kabel i kraftsystemet er krevende slik som nærmere beskrevet i kapittel 5.2. Reaktiv kompensering for dette alternativet er beskrevet i kap. 8 og 8.1. De prissatte kostnadene for dette kabelalternativet blir høye sammenliknet med meldte alternativer. Oversikt over prissatte kostnader for meldte alternativer er nærmere beskrevet i kapittel 11.

En vesentlig ulempe ved kabelanlegg er også knyttet til forsyningssikkerhet og beredskap. Kabling medfører økt reparasjonstid som nærmere beskrevet i kap. 5.2.4.

Statnett har ikke vurdert teknisk gjennomførbarhet av jordkabeltraseen i detalj, men vektlegger de systemtekniske problemstillingene og argumentene knyttet til lengde, kompensering etc. for hvorfor alternativet ikke vurderes videre. Eventuell teknisk gjennomførbarhet av et slikt alternativ vil kreve videre vurderinger av traseen, tilsluttende bebyggelse og eksisterende infrastruktur over og under bakken.

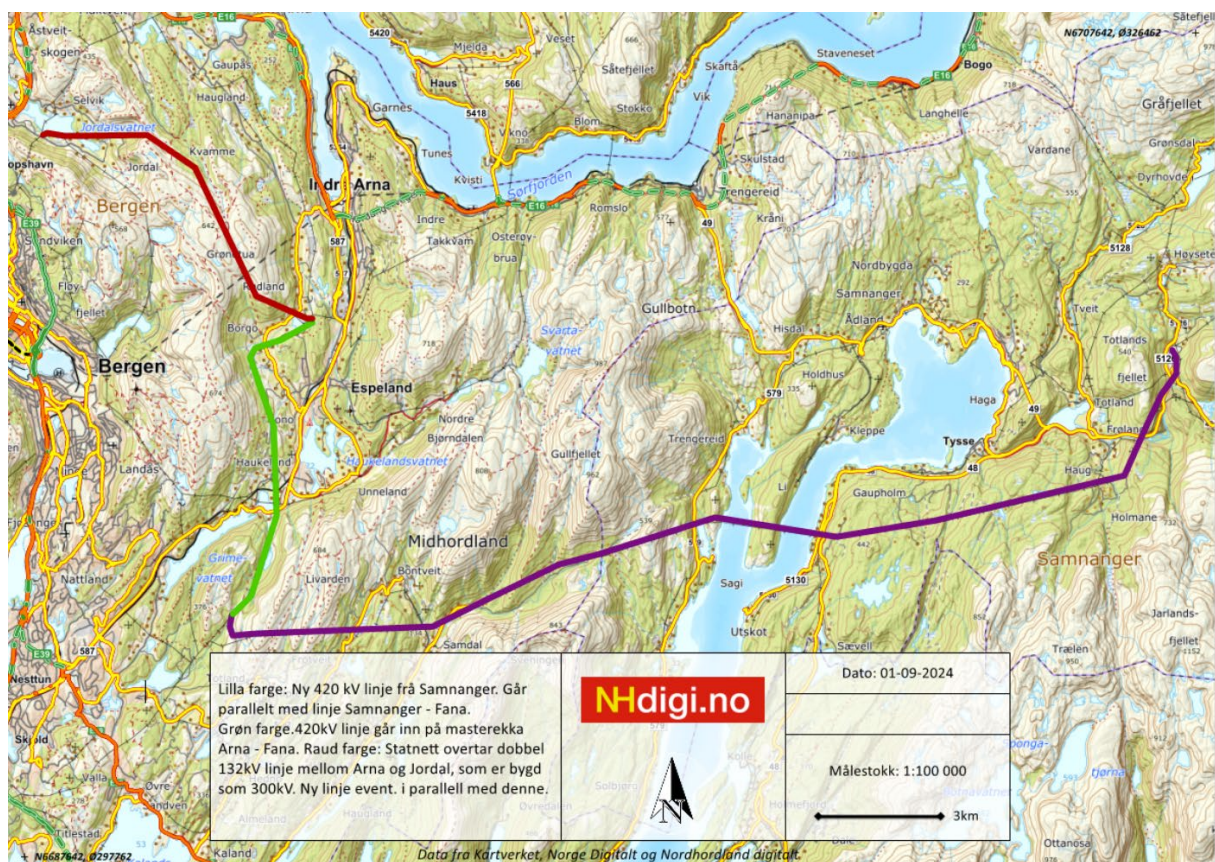
7 Naturvernforbundets alternativ 6.1

Naturvernforbundet har spilt inn et nytt alternativ for den nye kraftledningen. Forslaget går sør for meldte traseer, som de har kalt alternativ 6.1. Forslaget er vist på figur 26 og figur 27. Mange innsendte innspill støtter forslaget Naturvernforbundet har sendt inn. I innspillet til Naturvernforbundet samt andre innspill vises det til en rekke fordeler med alternativet.

Forslaget innebærer:

- Ny 420 kV linje bygges fra Samnanger transformatorstasjon og føres parallelt med eksisterende 300kV linje til området rundt Myrdalsvannet /Dyngeland (Ulsmåg) i Bergen kommune.
- Her kobles den nye linjen sammen med eksisterende 300kV linje Arna - Fana. Det bygges ny linje i traséen fra Dyngeland til Arna stasjon
- og deretter i samme trasé som eksisterende 132 kV linjer Arna - Jordal stasjon.
- Traséen fra Jordal stasjon er via sjøkabler gjennom Jordalsvannet, ned i Eidsvågen og videre ut i Byfjorden.
- Deretter føres kabelen nordover i Herdlefjorden til Merkesvik, videre i luftlinje over Askøy og deretter i sjøkabler over Hjeltefjorden til Ljøsneset i Øygarden.
- Lengde på sjøkabeltraséen vil være ca. 32 km. Jordal-Merkesvik (26 km) og Merkesvik-Øygarden (6 km).

Statnett kommenterer på forslaget i teksten under.



Figur 27: Naturvernforbundet sitt forslag til luftledning mellom Samnanger og Jordal stasjoner



Figur 28: Naturvernforbundet sitt forslag til kabel- og luftledningstrase mellom Jordal og Øygarden stasjoner

7.1 Systemløsning, Naturvernforbundet 6.1

Naturvernforbundet viser i sitt innspill til at alternativet deres, som går innom Arna og Jordal stasjoner, utgjør en sterk forbedring av forsyningssikkerheten til Bergen.

Statnett viser til at behovet for 420 kV forbindelsen Samnanger-Øygarden er å legge til rette for forbruksvekst. Det er primært lengst i vest det foreligger konkrete planer om større nytt forbruk, men forbindelsen legger til rette for forbruksvekst i hele området vest for bergenssnittet. Se også kapittel 2.

Forsyningssikkerheten til Bergen er tilfredsstillende gjennom de tiltakene som nå er under bygging i regionen. Forsyningssikkerheten styrkes ytterligere gjennom direkteforbindelsen Samnanger-Øygarden, da denne avlaster eksisterende 300 kV nett. I utførte analyser har verken Statnett eller BKK sett behov for at den nye forbindelsen går innom en stasjon i Bergensområdet.

Forsyningssikkerheten til Bergen vil riktignok styrkes gjennom at forbindelsen går innom en stasjon i Bergen. Statnett ser imidlertid ikke behov for dette. Bygging av en eller to nye stasjoner er kostnadskreven og vil ta tid, samt at nye stasjoner også innebærer et betydelig arealbeslag. I ombygningsperioder for eksisterende nett, vil forsyningssikkerheten være svekket.

7.2 Vurdering av kabeltrase, Naturvernforbundet 6.1

Forslaget til Naturvernforbundet innebærer en lang sjøkabeltrase fra Jordal stasjon via Jordalsvatnet til Eidsvågen. Videre gjennom Byfjorden og Herdlefjorden med ilandføring på Askøy ved Setrevika. Deretter er det foreslått luftledning mellom Setrevika og Merkesvik før forbindelsen går i ny sjøkabeltrasé over Hjeltefjorden fra Merkesvik til Ljøsneset på Øygarden.

Statnett anser ikke dette som et aktuelt alternativ. Hovedårsaker til at Statnett ikke går videre med dette alternativet knytter seg til systemtekniske problemstillinger, forsyningssikkerhet og reparasjonstid, kostnader, samt at sjøkabelalternativet krysser igjennom et militært forbudsområde. Dette er nærmere omtalt i teksten som følger.

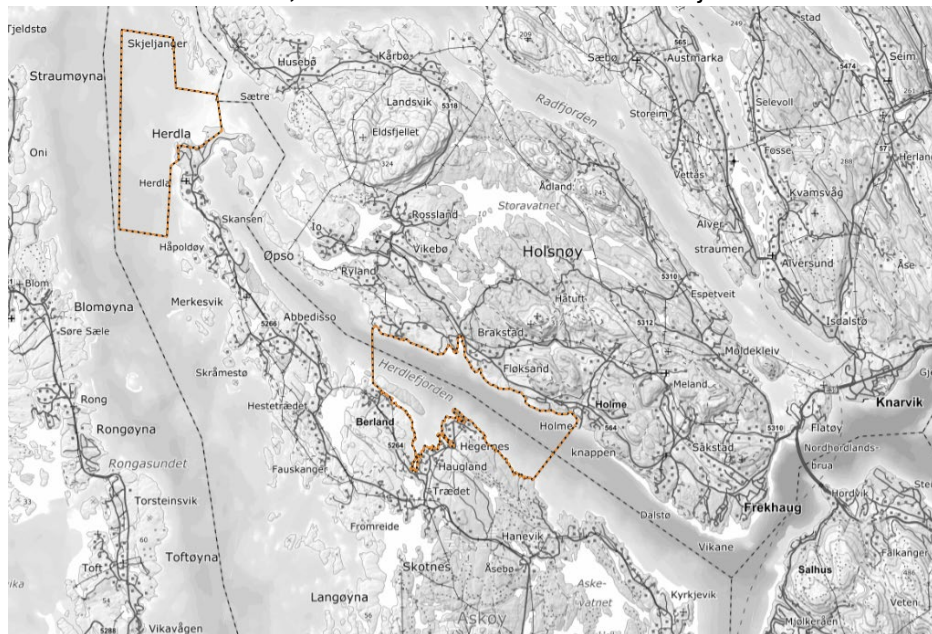
Trasélengden på kabelanlegget som er foreslått vil bli om lag 32 km. Bruk av kabel i kraftsystemet er krevende slik som nærmere beskrevet i kapittel 5.2,8 og 8.1. Det henvises videre til disse kapitlene.

I Herdlefjorden er det et militært forbudsområde som forhindrer at en sjøkabeltrasé kan legges gjennom fjorden som foreslått, se figur 28.

De prissatte kostnadene for dette sjøkabelalternativet blir høye sammenliknet andre alternativer, som nærmere beskrevet i kapittel 11.

En vesentlig ulempe ved kabelanlegg er også knyttet til forsyningssikkerhet og beredskap. Kabling medfører økt reparasjonstid som nærmere beskrevet i kapittel 5.2.4. For sjøkabler, kreves det i tillegg spesialskip for å kunne utføre reparasjoner. Slike operasjoner er teknisk komplisert og bidrar til ytterligere økning av reparasjonstiden, i tillegg til å være meget kostbare.

Jordalsvatnet er en drikkevannskilde, Statnett anser det som lite ønskelig å anlegge et stort sjøkabelanlegg gjennom dette. Potensiell risiko knyttet til forurensning av drikkevannet vil kunne ha store konsekvenser, bl.a. i forbindelse med installasjonsaktiviteter.



Figur 29: Militære forbudsområder sjø ved Askøy (kilde: Geonorge)

7.3 Gjenbruk av eksisterende kraftledningstraseer

I høringsuttalelser som støtter seg til Naturvernforbundets sitt forslag vises det til kraftledningsutbygningen mellom Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger, og at Statnett på disse strekningene skal oppgradere langs eksisterende kraftledninger. Videre påpekes det at det er foreslått en helt ny trase for strekningen mellom Samnanger-Øygarden, og at dette gjøres på tross av at eksisterende traseer finnes og kan benyttes.

Statnett viser her til at det er en forskjell mellom reinvestering av strekningen Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger og Samnanger-Øygarden.

På strekningen Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger, vil ny ledning som skal erstatte eksisterende ledning i hovedsak bygges parallelt med eksisterende ledning, men på enkelte strekninger omsøkes nye traséer. Trasévurderinger er i stor grad styrt av krevende terreng med få frihetsgrader. Når de nye 420 kV ledningene er kommet i drift, skal de eksisterende ledningene rives, slik at det blir én ledning på strekningen, som i dag.

Samnanger-Øygarden er en helt ny kraftledning, og skal således ikke erstatte andre kraftledninger. Parallellføring med eksisterende luftledninger vurderes der det synes hensiktsmessig. Gjenbruk av trase er lite aktuelt, da det ikke er andre ledninger som skal bli tatt ut av drift.

7.4 Vurdering av ledningstrase, Naturvernforbundet 6.1

Statnett har vurdert ledningstraseen Naturvernforbundet har spilt inn i avsnittende under.

På kart vedlagt høringsinnspillet, og gjengitt i figur 26 er ledningstraseen delt i tre deler:

1. Lilla farge: Ny 420 kV linje fra Samnanger. Går parallelt med linje Samnanger – Fana
2. Grønn farge: 420kV linje går inn på masterekka Arna - Fana.
3. Rød farge: Statnett overtar dobbel 132kV linje mellom Arna og Jordal, som er bygd som 300kV.

7.4.1 Parallellføring med eksisterende 300 kV Samnanger-Fana

Statnett har vurdert muligheten for å gå parallelt med eksisterende 300 kV Samnanger-Fana (markert med lilla strek på kartet i figur 26). Ut fra Samnanger transformatorstasjon vil ny 420 kV måtte ta hensyn til nye Børdalen transformatorstasjon, samt 132 kV luftledningen fra Børdalen ned mot Samnangerfjorden. Det ser ut til å være mulig å gå parallelt med 132 kV fra toppen av Totlandsfjellet og videre mot Samnangerfjorden.

Ifm. kryssing av Samnangerfjorden vil ny 420 kV kunne måtte avvike fra dagens trase ettersom det er bebyggelse tett på traseen. Dette må utredes nærmere for å vurdere hva som er teknisk mulig å gjennomføre.

Videre mot Fana kan ny 420 kV stort sett følge dagens trase, men ved Hausdal er det bygg for tett på til at det er mulig å bygge ny 420 kV, traseen vil derfor avvike fra dagens trase og gå høyere opp i terrenget, nord for Hausdal.

7.4.2 Dobbelkurs Arna-Fana

På strekningen mellom Fana og Arna (fra området ved Myrdalsvannet til Dyngeland) foreslår Naturvernforbundet at eksisterende 300 kV ledning Fana-Arna rives, og det bygges en ny dobbelkurs masterekke med 300 kV Arna-Fana og 420 kV Samnanger-Øygarden. Strekningen fra området ved Myrdalsvannet til Dyngeland er ca. 10-11 km lang.

Statnett mener at det ikke er en gjennomførbar løsning ettersom det vil kreve en ombygging av dagens luftledning til en dobbelkurs. I praksis betyr det at dagens ledning må rives og det må bygges ny dobbelkurs-ledning. Dette krever lang utkoblingstid og vil svekke forsyningssikkerheten til området over en lenger periode. Denne type langvarige utkoplinger, vil redusere forsyningssikkerheten til forbruket vest for bergenssnittet. Nettet er ikke dimensjonert for N-2. Dersom vi får en feil i utkoblingsperioden, vil forbruk kunne miste forsyningen. Det kan være noe fleksibilitet i regionalnettet til å dekke opp noe av forbruket, mens andre deler av

forbruket kan måtte være frakoplet til feilen er rettet. Avbruddskostnadene kan bli potensielt store. Det vil ikke være mulig med annet vedlikeholdsarbeid/feilretting på ledninger som krever utkopling i den lange utkoplingsperioden for 300 kV Arna-Fana når ombygging pågår.

Når en dobbelkurs masterekke er i drift, introduserer denne tekniske løsningen flere utfordringer. Enkelte feil, som for eksempel lynnedslag eller brann under ledningen, kan medføre utkopling av begge ledninger samtidig, altså en N-2 feil. Hvorvidt dette vil medføre forbruksutkopling, avhenger av hvor mye forbruk det er gitt tilknytning til og driftssituasjonen ved feilhendelsen. Oppstår en slik feil i en vedlikeholdsperiode for en annen forbindelse, vil situasjonen kunne bli krevende for forsyning av forbruk.

En annen utfordring med dobbelkursmaster er ved vedlikehold på den ene av de to forbindelsene. Problemer med induksjon kan medføre at belastningen på den gjenværende ledningen må reduseres betydelig for at arbeid skal kunne foregå sikkert og innenfor gjeldende grenser for eksponering av elektrisk felt. For å få redusert belastningen i et masket nett med forbrukstygdepunkt, må nettet deles opp i radialer med påfølgende svak forsyningssikkerhet, eventuelt må forbruk kobles ut. Utførelse av vedlikehold i dobbelkursmaster medfører at arbeid i stor grad må utføres med AUS-prosedyrer (arbeid under spenning) så lenge en av forbindelsene er i drift. Dette er fordyrende og tidkrevende.

Parallellføring av 420 kV Samnanger-Øygarden med eksisterende 300 kV Arna-Fana er ikke mulig uten å rive nærmere 20 eneboliger og andre bygg som vil komme innenfor rettighetsbeltet til en ny 420 kV.

En mulighet kan være å gå noe lenger vest og unngå bebyggelsen ved Haukeland, og deretter vinkle inn og gå parallelt med ny 300 kV noe lenger nord. Der dagens 300 kV vinkler ned mot Arna transformatorstasjon kan ny 420 kV gå nordover inn mot dobbel 132 kV og følge den videre nordover.

7.4.3 Overtagelse av 132 kV Arna-Jordal, eventuelt parallellføring

Naturvernforbundet har foreslått at Statnett kan overta dagens 132 kV dobbelkurs fra Arna til Jordal. Disse forbindelsene er viktige i regionalnettet til BKK, og dette innebærer at BKK også må gjøre omstruktureringer i sitt nett. For å erstatte regionalnettleddningene fra Arna til Jordal, kan en løsning være at det bygges en ny 420 kV Jordal stasjon med transformering til 132 kV Jordal stasjon.

132 kV Arna-Jordal er bygget for 300 kV. Statnett har ikke vurdert nærmere om det er teknisk mulig å bygge om mastene til 420 kV spenningsnivå. NVE ba i brev datert 4. april 2025 om at Statnett utreder et sørligere alternativ med en ny 420 kV kraftledning parallelt med BKKs 132 kV ledning mellom Arna og Jordal. Statnett vil derfor jobbe videre med denne løsningen.

7.4.4 Oppgraderinger av stasjoner

Forslaget innebærer tilknytning til Arna stasjon. Arna stasjon er i dag en 300 kV stasjon og kan ikke benyttes på 420 kV. Skal den nye forbindelsen innom Arna stasjon, må det bygges en ny 420 kV stasjon, mens 300 kV stasjonen er i drift. Den nye 420 kV stasjonen må enten bygges med transformering 420/300 kV til den eksisterende stasjonen (to ledningsfelt og en til to autotransformatorer), eller så må det øvrige nettet rundt den nye 420 kV stasjonen også bygges om til 420 kV. Det siste inngår i trinn 5 i områdeplan Bergensområdet og Haugaland.

I tillegg til oppgradering av Arna stasjon, må også Jordal stasjon oppgraderes (beskrevet i kapittel 7.4.3).

Kabellengden i forslaget er betydelig og gir utfordringer i kraftsystemet. For å håndtere zero-miss effekten (se kapittel 5.2.1), vil det trolig bli behov for en ytterligere stasjon mellom Samnanger og Øygarden, for at hver forbindelse med innskutt kabel ikke skal bli for lang. Dette er beskrevet videre i kapittel 8.1.

7.5 Redusert byggetid

Naturvernforbundet viser til at foreslått alternativ 6.1 vil ha redusert byggetid sammenlignet med meldte alternativer, og at den nye ledningen derfor kan idriftsettes raskere. Dette er et innspill Statnett tilbakeviser, og påpeker at alternativet vil ta lenger tid å ferdigstille enn meldt forbindelse.

Forslaget innebærer bygging av to nye stasjonsanlegg på nytt areal. Kabelforbindelser vil også medføre muffeanlegg ved overgang kabel og luftledning. I tillegg vil trolig den skisserte kabelløsningen medføre behov for en ytterligere stasjon, samt et større stasjonsanlegg i Samnanger. Alt dette tar tid å bygge, og må gjøres i sekvens for i størst mulig grad å vareta forsyningssikkerhet.

Det er stor usikkerhet knyttet til leveringstid for 420 kV sjøkabelanlegg. Byggetid for sjøkabelanlegg vil være helt avhengig av tilgjengelig kapasitet i markedet for produksjon og installasjon av 420 kV sjøkabler. Kabelleverandørene som vil være aktuelle for slike kabelanlegg har allerede velfylte ordrebøker de kommende årene.

For jordkabelanlegg må arbeidsomfanget forventes å øke dersom nettanlegget etableres med jordkabler i stedet for luftledninger. Normalt vil det være betydelig mer arbeidsintensivt å etablere jordkabeltraseer i bakken langs hele traseen, sammenliknet med arbeidet som kreves for å etablere master med gjennomsnittlig spennlengde på ca. 330 m og trekke ledninger mellom disse.

For ledningsanlegg vil nærheten til andre spenningsatte ledningsanlegg komplisere byggearbeidene og vil øke anleggsperioden. Dette spesielt som følge av behov for fundamentering under eksisterende 300 kV ledning, samt først behov for riving og deretter bygging i samme trase som dagens ledning (300 kV Arna – Fana).

7.6 Naturinngrep

Alternativ 6.1 innebærer kortere luftledning enn de meldte alternativene, men en lengre sjøkabeltrase. Alternativet innebærer imidlertid flere stasjonsanlegg samt utvidelse av anlegget i Samnanger som også innebærer betydelig arealbeslag. Også muffeanlegg ved overgang luftledning-kabel innebærer arealbeslag. Den lange kabelforbindelsen kan innebære behov for en stasjon mellom de to kabelstrekningene for å håndtere zero-miss effekt beskrevet i kapittel 6.2.2. Arealbeslag ved bruk av sjøkabler er beskrevet ytterligere i kapittel 5.5.

Jord- og sjøkabler kan på enkelte områder redusere negative virkninger som oppstår ved bruk av luftledninger. Dette gjelder for eksempel knyttet til estetikk, friluftsliv, landskap og fugleliv. Samtidig kan bruk av kabel kreve større arealinngrep enn luftledning, som reduserer det biologiske mangfoldet og påvirke vannmiljø i nærheten negativt. Statnett har i kapittel beskrevet årsaker til at eksisterende traseer ikke kan gjenbrukes, og hvorfor Statnett også i dette alternativet må bygge i ny trase.

8 Reaktiv kompensering for ulike kabelalternativ

Det pågår en omfattende analyse av behov for reaktiv kompensering i området mellom Sogndal og Sauda. Første del av analysen har vurdert behovet for reaktiv kompensering knyttet til høy

spenning i nettet. 420 kV kabler i kraftsystemet gir 30-50 ganger mer reaktiv effekt enn tilsvarende luftledninger, noe som bidrar sterkt til høy spenning i nettet, og derav behov for reaktiv kompensering. Se kapittel 5.2 for kablers påvirkning i kraftsystemet.

Vi har analysert en løsning for reaktiv kompensering i området hvor vi har lagt til grunn kabellengdene i alternativene 1.0 og 4.0. Her er det også hensyntatt noe jordkabel ved Øygarden stasjon som et mulig tiltak for å håndtere eventuell problematikk tilknyttet interferens med gassrør. Korteste kabellengde på Samnanger-Øygarden (alternativ 1.0) kan medføre behov for en ytterligere reaktor i Øygarden (utover kompenseringsbehov for trinn 1 og 2 i områdeplan Bergensområdet og Haugalandet), noe lenger kabellengde (alternativ 4) innebærer ytterligere to reaktorer i Øygarden. Kun beskjedne økning av kabellengde utover det som er lagt til grunn i alternativ 4, kan medføre behov for en ytterligere reaktor i Samnanger.

Det er skissert mange ulike justeringer og nye forslag til kabler gjennom høringen på meldingen Samnanger-Øygarden. Alle forslagene innebærer økt kabellengde. Det er svært omfattende analyser som skal til for å svare ut hva forslagene krever av økt kompensering, utover den kompensingsløsningen som nå er utarbeidet for Bergensområdet og hensyntatt i utarbeidelse av stasjonsløsninger. I tillegg vil økt kabellengde også ha andre negative konsekvenser i kraftsystemet, som beskrevet i kapittel 5.2. Jo lenger innskutt kabel det er på en forbindelse, jo mer komplekse blir problemstillingene og konsekvensene i kraftsystemet.

8.1 Nye forslag utover alternativ 1.0 og 4.0

Gjennom høringen har det kommet frem to forslag, som er vesentlig forskjellig fra de meldte alternativene. Begge forslagene benytter 420 kV kabler mellom Bergen og Merkesvik på Askøy:

- Naturvernforbundets alternativ fra Jordal stasjon via Byfjorden og Herdlefjorden til nord på Askøy og Askøy-Øygarden, ca. 32 km sjøkabel.
- Jordal-Askehamna (Askøy)-Merkesvik-Øygarden, ca. 19 km jordkabel og 17 km sjøkabel

Kabellengdene i forslagene er ca. en dobling av kabellengdene som er lagt til grunn i analysen. For å håndtere zero-miss effekten (se kapittel 5.2.2), vil det trolig bli behov for en ytterligere stasjon mellom Samnanger og Øygarden, for at hver forbindelse med innskutt kabel ikke skal bli for lang. I tillegg kan det bli behov for ytterligere tre reaktorer fordelt på ny stasjon og Samnanger, for å koble inn ledningen og ha kontroll på spenningen i nettet. Det kan også bli nødvendig med dynamisk kompensering (SVS anlegg) i Samnanger.

8.2 Justerte kabeltraséer, alternativ 4.0

Det er forslag om justering av kabel/ilandføringspunkter både ved krysning over Hjeltefjorden og ved krysning av Osterfjorden. Mindre justeringer av en enkelt kabellengde, kan medføre behov for en ytterligere reaktor i Samnanger, utover det som er lagt til grunn i kompensingsløsning.

Større justeringer/kombinasjon av justeringer som medfører vesentlig lengre samlet kabellengde, kan innebære at det blir behov for en ytterligere stasjon mellom Samnanger og Øygarden, for at hver forbindelse med innskutt kabel ikke skal bli for lang. Det vil også være behov for økt reaktorytelse i Samnanger og/eller i ny stasjon, samt at det kan bli nødvendig med dynamisk kompensering (SVS anlegg) i Samnanger.

8.3 Justerte kabeltraséer alternativ 1.0

Her er det flere justeringsforslag. Flere av justeringene vil kreve en ytterligere reaktor i Øygarden (altså én mer enn det alternativ 1 i utgangspunktet krever).

Den lengste justeringen er Garnvika – via Herdleflaket til Ljøsøyna, grovt anslått til 15 km kabel. Den vil trolig medføre behov for en ytterligere reaktor i Samnanger, i tillegg til de ekstra i Øygarden.

9 Æge Energy

Flere høringsinnspill har lagt ved rapporten "Ny 420 kV forbindelse Samnanger-Øygarden (Kollsnes)" som er utarbeidet av Æge Energy på vegne av Alver kommune. Statnett kommenterer rapportens hovedtrekk og konklusjon under.

Æge Energy har inkludert traseforslaget presentert av Naturvernforbundet i sin rapport. Statnett har kommentert på traseforslaget, sjøkabeltraseen og alternativets påvirkning på kraftsystemet i kapittel 8 og kapittel 9.1, og henviser derfor til disse kapitlene for Statnetts sine kommentarer til alternativet Samnanger-Ulsmåg-Arna-Jordal.

9.1 Sotra Sør

I rapporten fra Æge ble et nytt sentralt knutepunkt, Sotra Sør, foreslått i forbindelse med elektrifisering av feltene i Nordsjøen. I tillegg mente Æge at denne stasjonen kunne være egnet for tilknytning av havvind.



Kilde: Aabø Powerconsulting – i dag Æge Energy

Statnett mener denne systemløsningen ikke er aktuell av følgende grunner:

Elektrifisering av Yggdrasil er lagt til Samnanger og er nå under bygging. Elektrifisering av Troll B/C og Oseberg er under bygging/delvis i drift fra Kollsnes. Hovedtyngden av forbruksplaner er lokalisert i nærheten av Kollsnes og Lindås. Statnett er nær anleggsstart for nytt stasjonsanlegg i Øygarden, til erstatning for transmisjonsnettanlegg på Kollsnes. Kollsnes vil etter idriftsettelse av Øygarden stasjon bli et industrianlegg. Det vil være gunstig med tilknytning av havvind i nye Øygarden stasjon. Vi ser ikke behov for en stasjon, Sotra Sør, for tilknytning av havvind.

Den foreslåtte løsning Sotra Sør innebærer fortsatt bare to ledninger inn mot forbrukstyngdepunktene Kollsnes/Lindås. Dette gir vesentlig lavere forsyningssikkerhet mot forbruket i vest. Løsningen medfører også svekket overføringskapasitet gjennom Bergenssnittet mot forbrukstyngdepunktene sammenlignet med meldt systemløsning.

Løsningen vil innebære ny 420 kV Fana stasjon, ny 420 kV Sotra Sør-stasjon, nytt 420 kV anlegg ved Kollsnes, spenningsoppgradering av 300 kV Samnanger-Fana, spenningsoppgradering av deler av 300 kV Fana-Litle Sotra, ny 420 kV kabel over Raunefjorden, ny 420 kV ledning fra Sotra Sør til muffeanlegg Solsvik for Øygardskabel (bygget for 420 kV). Løsningen innebærer langt flere anlegg og vil derfor være vesentlig dyrere, ta vesentlig lengre tid å realisere, samt at forsyningssikkerheten i ombyggingsfasen vil være vesentlig svekket grunnet utkoplinger da forbindelsen Samnanger-Øygarden ikke eksisterer. Dette vil innebære at forbruk i lange perioder vil være ensidig forsynt og at avbruddskostnadene potensielt kan bli store. Alternativet gir også vesentlige naturinngrep.

I tillegg vil denne løsningen påvirke regionalnettet i området og kreve tilpasninger også i dette nettet.

Deler av Sotra Sør-løsningen kan være en skisse å forfølge i forbindelse med spenningsoppgradering av strekningen Samnanger-Fana-Litle Sotra-Øygarden, lenger fremme i nettutviklingen på vei mot målnettet i området.

9.2 Kommentarer til rapporten

Statnett vurderer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved ulike løsninger opp mot hverandre, for å finne den løsningen som fremstår mest samfunnsøkonomisk rasjonell.

Æge Energy anerkjenner behovet for en tredje forbindelse til Bergensområdet. Dette er et begrep som blir utydelig, da behovet er forsyning av forbruk lengst vest hvor tilknytningsplaner foreligger. Behovet er ikke en tredje forbindelse til Bergen by.

I konklusjonen hevdes det at Statnetts fokus er å minimere investeringskostnaden ved den nye 420 kV forbindelsen. Statnetts mandat er å finne den mest samfunnsøkonomisk rasjonelle løsningen. Investeringskostnaden er en av flere relevante samfunnsøkonomiske virkninger som vurderes i vår samfunnsøkonomiske analyser. Statnetts samfunnsøkonomiske analyser gjennomføres i tråd med NVEs [veileder](#) for samfunnsøkonomiske analyser.

Naturinngrep er med i vurderingen av nettiltaket som en ikke-prissatt virkning. At virkningen er ikke-prissatt betyr ikke at virkningen tillegges liten vekt i analysen. Hvilken påvirkning et tiltak har på natur, areal og miljø er krevende å prissette på en hensiktsmessig måte. Virkninger på natur, areal og miljø verdsettes derfor ofte som en ikke-prissatt virkning etter +/- metoden som nærmere beskrevet i kapittel 11.2. KVVU Bergen og omland omtaler virkning på areal og miljø på hovedkonseptene. Areal- og miljøvirkninger vil ytterligere utredes videre frem til en eventuell konsesjonssøknad i henhold til et utredningsprogram som fastsettes av NVE.

Det er riktig at Statnett ikke har behandlet fullt ut forslagene skissert i denne rapporten, da de etter Statnetts syn har mange komplikasjoner og ikke like rasjonelt oppnår formålet med forbindelsen. Statnetts overordnede vurderinger er omtalt i kapittel 8 og 10.1. Tilknytning av forbindelsen til en eller to stasjoner i Bergensområdet vil styrke forsyningssikkerheten av Bergen by i enkelte situasjoner, men som beskrevet i kap. 2.3, viser analyser utført av BKK og Statnett at dette ikke er nødvendig. Kostnaden for tiltaket er betydelig. Et nytt 420 kV luftisolert anlegg med to ledningsfelt og to autotransformatorer (Arna) kan koste mellom 600 og 800 MNOK ekskl.

prisstigning og byggelånsrenter. Dersom stasjonen må bygges som gassisolert estimeres kostnaden til å være mellom 850 og 1170 MNOK ekskl. prisstigning og byggelånsrenter. Tilsvarende vil kostnaden være for en stasjon med transformering til regionalnettet (Jordal).

Det er vanskelig å se at de to forslagene gir "En bedre balanse mellom de som drar nytte av tiltaket og de som dekker kostnadene". Kostnaden av anlegg i transmisjonsnettet fordeles på alle kundene i landet. Særlig flere nye stasjonsanlegg og kabelforbindelser øker kostnadene vesentlig, og dette må alle i landet bidra til å dekke. En av de store nyttevirkningene fra tiltaket er muligheten for tilknytning av nytt forbruk i regionen, som vil bidra til økt verdiskaping. Foruten investeringskostnad er omkostningen arealbeslag og naturinngrep for den nye forbindelsen og tilhørende stasjonsanlegg.

10 Alternativ 6.0

I høringen har det kommet flere innspill som ber om en bedre forklaring på hvorfor alternativ 6.0 er forkastet av Statnett. Statnett viser til at teksten i meldingen om alternativ 6.0 er kort, og forstår behovet for mer informasjon.

Vi viser til kapittel 4.3 i meldingen hvor det går frem at for tre kabelsett på 420 kV vil arealbehovet til selve muffehuset være om lag 400 m². I tillegg må areal rundt muffehus gjerdes inn, og totalt tomteareal for muffeanlegget blir i størrelsesorden ca. 6000 m².

For et 420 kV sjøkabelanlegg vil det være behov for to eller tre kabelsett (6 eller 9 enlederkabler) med om lag halvannen meters innbyrdes avstand i en grøft ved ilandføringspunktene. I melding i kap. 4.1 går det frem at en 420 kV kraftledning i dagen følger klausulert byggeforbudssone tilsvarende ca. 40 meter (ca. 20 meter fra hver side av senterlinje). Innenfor dette beltet/sonen legges det restriksjoner for oppføring av bygg, og andre installasjoner og/eller aktiviteter. Som for luftledninger vil kabeltraseer også omfatte båndlagt areal (byggeforbudssone), tilsvarende ca. 5 meter fra hver ytterfase. Dette tilsvarer en bredde på omtrentlig 22 meter ved ilandføringspunktene.

Kabeltraseer med bruk av jordkabler kan ofte dimensjoneres mer kompakt, og typisk grøftebredde for to kabelsett inklusive ca. 4 m vei vil være omkring 10 meter, men byggeforbudssonen vil være noe bredere da den strekker seg 5 m fra ytterste fase på hver side. Spesielle hensyn (som landbruksjord, ilandføring og overgang fra sjøkabler til jordkabler, kryssninger av annen infrastruktur, borede gjennomføringer o.l.) kan kreve økt trasébredde.

Bredden vil være noe større i anleggsperioden, med midlertidig arealbruk til rigg- og lagerplasser, samt en korridor omkring kabeltraséen som brukes til grøft, anleggsvei, midlertidig lagring av masser og anleggsaktivitet i bygge- og installasjonsfasen. For jordkabelanlegg vil det også være behov for skjøtekummer langs traséen med tilhørende areal for oppstilling av kabeltromler og trekkeutstyr. Arealbehovet på land vil øke ytterligere med kompenseringanlegg (reaktor) for å håndtere reaktiv effekt i nettet. Desto flere meter med kabel, jo mer reaktive komponenter/anlegg er det behov for, som nærmere omtalt i kapittel 5.2. I tillegg til areal for muffeanlegg og kabeltrase viser vi til tekst fra meldingen i kapittel 5.2.3 hvor arealbehovet på land beskrives. Det er behov for kjøreadkomst til anleggene, alt utstyr skal kunne nås med mobilkran fra vei/snuplass, skjøteplasser langs kabeltraseen og rigg/anleggs plasser for utstyr/brakker osv. i anleggsperioden.

Området hvor alternativ 6.0 er inntegnet (Byfjorden) preges av tett bebyggelse, og arealbehovet beskrevet i avsnittene ovenfor står i konflikt med dette. Hvis alternativ 6.0 likevel skal bygges,

kan det bli aktuelt å ekspropriere/rive eksisterende boliger for å gi plass for kabeltraseen. Det kan også være aktuelt å flytte eksisterende infrastruktur mest i anleggsperioden, men også permanent.

Krav til utredning av elektromagnetisk felt er omtalt i kapittel 17.

Annen infrastruktur (både på land og i havet) og havvirksomhet/havnevirksomhet med fortøyningslinjer gir tekniske utfordringer med ilandføring av sjøkabel. I anleggsperioden må småbåthavnen ved Tertnes flyttes. Når det gjelder akvakulturanlegget ved Ask kan det bli nødvendig å flytte dette permanent.

I kapittel 5 i meldingen vises det til en rekke temaer som er vektlagt i våre vurderinger for miljø og samfunn. Alternativer har store konflikter med nærføring til eksisterende bebyggelse. Videre berører alternativet en høy andel areal som er vurdert som svært viktige friluftsområder, både rundt Bergen og på Askøy. Store andeler av arealet som er kartlagt som friluftslivsområder har en stor eller ganske stor brukerfrekvens. Alternativet går gjennom Reppadalen naturreservat, hvor verneforskriften ikke åpner for fremføring av luftledninger.

Videre viser vi til kap. 8.6 i meldingen, hvor det er skrevet at "inngrepsfrie områder er areal som ligger mer enn 5 km fra tyngre tekniske inngrep" og "ingen av de meldte alternativene for ny 420 kV forbindelse mellom Samnanger og Øygarden vil berøre inngrepsfrie områder, eller føre til at inngrepsfrie områder reduseres i størrelse". Teksten og påfølgende vurdering av meldte alternativer er feil. Her skulle det stått at inngrepsfri natur (INON-områder) er områder som ligger en kilometer eller mer unna større naturinngrep, som for eksempel veg, jernbane, steinbrudd og energiutbygging, og at meldte alternativer vil berøre INON-områder. Alternativ 6 berører en større andel inngrepsfri natur (INON-områder) enn meldte alternativer.

11 Samfunnsøkonomisk analyse

11.1 Kostnadsvurdering av ulike trasealternativer

I høringen har det kommet flere innspill som ber om at vi viser kostnadene for sjøkabelalternativene.

Vi har estimert kostnaden for de ulike meldte alternativene og naturvernforbundets alternativ, basert på oppdaterte kostander og kunnskapsgrunnlag. Det er fortsatt betydelig usikkerhet knyttet til faktisk komponentbehov og løsningsvalg. I tabellen har vi skilt på kostnader for kabling, luftledning og merkostnader for stasjon og reaktor i naturvernforbundets alternativ. Kostnader er oppgitt i MNOK og i 2025-kroner. Alle kostnader oppgis uten lønns- og prisstigning (LPS), byggelånsrenter (BLR) og valutausikkerhet og er avrundet til nærmeste 10 MNOK.

Tabell 2: Kostnader for ulike alternativer

	Alt. 1.0	Alt. 1.0 + 1.4	Alt 1.0+2.0+1.0	Alt. 4.0	Alt. Naturvernforb.
Kostnader ledning	1 900-2 500	2000-2 600	1 600-2 200	1 300-1 700	1 100-1 500
Kostnader kabel	1 200-1 900	1 200-1 900	1 200-1 900	3 100-5 000	5 000-7 700
Merkostnader stasjon + reaktiv komp.					700 -1 000
Forventet kostnad	3 000-4 400	3 200-4 500	2 900-4 000	4 400-6 700	6 800-10 200

Mengden reaktiv kompensering avhenger av antall kilometer kabel, og det kan være behov for noe reaktiv kompensering uavhengig av alternativ, se kapittel 8. Naturvernforbundets alternativ vil innebære så lang kabeltrase at det trolig vil kreve en ny stasjon underveis for å dele opp forbindelsen og kreve ytterligere 3 reaktorer, se kapittel 8.1. To av disse reaktorene vil trolig måtte plasseres i ny stasjon underveis på forbindelsen, mens en reaktor plasseres et annet sted i nettet i området. Foreslåtte justeringer av alternativ 1 og 4 med lengre kabling vil også kunne utløse behov for ytterligere reaktorer. I tabellen over har vi tatt utgangspunkt i meldte løsninger for alternativ 1 og 4 med hensyn til kabel og luftledning. Kostnaden for reaktiv kompensering er ikke inkludert, da behovet er avhengig av eksakt kabel lengde. I tabellen har vi synliggjort merkostnaden ved alternativet fra Naturvernforbundet, sammenliknet med de andre alternativene.

En luftisolert stasjon med 2 ledningsfelt og to reaktorer anslås til å koste mellom 550 og 740 MNOK, mens kostnaden for en reaktor og et felt estimeres til 190-250 MNOK. Dersom det må bygges en gassisolert stasjon estimeres stasjonskostnaden til å øke med rundt 40 % og hvis en reaktor må plasseres i en øvrig GIS stasjon i nettet, estimeres kostnaden for reaktor og felt til å øke med rundt 20 %. Det kan heller ikke utelukkes at det kan bli behov for ytterligere dynamisk kompensering (SVS-anlegg) med slike kabellengder. Installasjon av SVS kan øke kostanden med 450-600 MNOK.

Kostnadene har økt fra nivået som ble estimert før sending av melding. Hoveddriverne for kostnadsøkningen er generell kostnadsøkning i markedet og at vi har mer kunnskap om nødvendige komponenter og ulike traselengder i de ulike alternativene.

11.2 Vekting av prissatte og ikke-prissatte virkninger

Flere høringsinnspill påpeker at det er viktig at naturverdier gis en verdi, og ber om en samfunnsøkonomisk verdsettelse av naturen. Prissatte og ikke-prissatte kostnads- og nyttevirkninger av relevante alternativer vil vurderes etter NVEs veileder for samfunnsøkonomisk vurdering av nettanlegg som en del av en eventuell konsesjonssøknad.

For å vurdere om tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke, må nytten tiltakene gir veies opp mot kostnadene tiltakene har. Nytten av tiltaket i denne sammenheng er at vi kan tilknytte nytt forbruk og får bedre forsyningssikkerheten i området, mens kostnadene er investeringskostnader, som vist i tabellen over, og negativ natur, areal og miljøpåvirkning. I kapittel 11 har vi drøftet noen ikke-prissatte virkninger kort. En mer detaljert samfunnsøkonomisk analyse vil foreligge ved konsesjonssøknad.

Hvilken påvirkning et tiltak har på areal og miljø er krevende å prissette på en hensiktsmessig måte. Virkninger på areal og miljø verdsettes derfor ofte som en ikke-prissatt virkning etter +/- metoden, med følgende skala: Stor (-), Middels (-), Liten (-), 0, Liten (+), Middels (+), Stor (+). Hvor - og + angir om påvirkningen er negativ (-) eller positiv (+). KVVU Bergen og omland omtaler virkning på areal og miljø på hovedkonseptene. Areal og miljø virkning vil ytterligere utredes gjennom utredningsprogram fra NVE og i konsesjonssøknad for Samnanger-Øygarden.

12 Tilknytningsplikt

Flere høringsinnspill påpeker at Statnett ikke må bygge en ledning som skal bidra til elektrifisering av sokkelen og øvrig olje- og gassvirksomhet.

Statnett har tilknytningsplikt. Vi viser her til regelverket for dette som beskrevet av myndighetene.

12.1 Kostnader for tilknytning

Innspill påpeker at Statnett gjennom kommende prosess bør kunne vise hvordan den kommende forbindelsen vil kunne knyttes opp mot framtidig aktivitet i særlig aktuelle næringsområder som luftspennet vil passere. Gjerne også anslå kostnader for en slik tilknytning.

Den planlagte ledningen gir økt kapasitet til hele regionen vest for bergenssnittet. Det vil si at kapasiteten vil øke i store deler av de områdene luftspenn vil passere. Tilknytning til kraftnettet kan også skje gjennom regionalnettet i området. Dersom det kommer forespørsler om tilknytning av forbruk som utløser ytterligere nettforsterkning vil vi utrede dette på vanlig måte.

13 Anleggsbidrag

I høringen er det kommet innspill på at Statnett må velge løsninger som ikke øker investeringskostnadene for den nye forbindelsen ettersom kostnadene vil påvirke anleggsbidraget som kunder må betale. Innspillene viser til at det kan medføre at enkeltbedrifter kan måtte trekke seg fra investering og etablering, og etterspør om forbindelsen blir en ren industrilinjé.

For å legge til rette for ytterligere forbruksvekst i Bergensområdet er det nødvendig å etablere en ny ledning til Øygarden fra Samnanger. Tiltaket er vurdert til å være utløst av industriplaner i området, og ikke av generell forbruksvekst. Vi vurderer derfor at tiltaket utløser anleggsbidrag. Ny ledning mellom Samnanger-Øygarden vil bli en del av et masket nett i Bergensregionen, og ikke en ren industriradial. Statnett vurderer derfor at det er riktig å anvende reduksjonsfaktoren lik 0,5 i beregningen av anleggsbidraget. Dersom hele kapasitetsøkningen tiltaket gir fylles opp av enkeltkunder innen 10 år etter idriftsettelse, vil 50 % av kostnaden bli dekket gjennom anleggsbidrag.

I henhold til kontrollforskriften § 16-8 kan anleggsbidraget settes lik hele kostnadsgrunnlaget når

- a. kunden er eneste bruker av nettanlegget, og
- b. nettanlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard i forhold til kundens bestilte kapasitet, og
- c. nettselskapet vurderer at andre kunder ikke vil bli tilknyttet eller få økt kapasitet i nettanlegget innen ti år etter kunden som utløste investeringen ble tilknyttet eller fikk økt kapasitet.

Vi vurderer ikke at dette er tilfelle i denne saken. Dette fordi flere kunder vil bruke og få nytte av nettanlegget da ledningen blir en del av et masket nett. I tillegg vil ikke anlegget bygges etter minste standard i forhold til kundenes bestilte kapasitet. Det er også vurdert at flere kunder vil bli tilknyttet eller få økt kapasitet som følge av netttiltaket.

Videre står det i kontrollforskriften § 16-9 at nettselskapet kan fordele hele kostnadsgrunnlaget på et gitt antall kunder dersom bokstav b) og c) i § 16-8 er oppfylt. Vi vurderer ikke at dette er tilfelle i denne saken.

Statnett vil søke konsesjon for den løsningen som er vurdert til å være den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det vil si at samfunnets ressurser skal være brukt på en måte som gir mest mulig nytte, til en lavest mulig kostnad.

14 Nettleie

Flere innspill stiller spørsmål om hvordan den nye forbindelsen vil påvirke nettleien, og om nettleien blir mye høyere hvis Statnett bygger lang sjøkabel istedenfor luftledning.

Alle tiltak som øker kostnadene tilknyttet nettførsterkninger vil gjenspeiles i nettleien. Den faktiske økning avhenger av mange faktorer, herunder også endringer i selve tariffmodellen. Det er derfor ikke mulig å gi et konkret svar på dette. Siden dette tiltaket er underlagt regler om anleggsbidrag, vil om lag 50 % av kostnadene tilfalle industrikundene som bestiller kapasitet i forbindelsen.

15 Reservasjoner i nettet

I høringen har det kommet inn innspill som hevder at det fortsatt er god kapasitet på eksisterende nett. Videre påpekes det i innspillene at Statnett på folkemøtene har informert om at den nye forbindelsen må bygges for å kunne tilknytte flere kunder ikke stemmer.

All kapasitet i dagens nett, og kapasitet etter at spenningsoppgradering av Modalen-Kollsnes er gjennomført, er i dag reservert. Dersom det skal knyttes til økt forbruk vest for Bergenssnittet, utover de som har fått reservere i dag, må kraftnettet forsterkes ytterligere.

Statnett er for tiden i ferd med å reservere kapasitet til flere nye kunder under forutsetning av at Samnanger-Øygarden bygges. Disse kundene vil måtte betale anleggsbidrag for forbindelsen. Det står ikke kunder i kapasitetskø i dette området, fordi vi har satt i gang tiltak som på sikt kan gi kapasitet for nye kunder, kunder i dette området kan derfor få mulighet til å reservere i planlagt nett. BKK har flere kunder som ønsker tilknytning i området, disse kundene vil få reservere kapasitet når de er modne.

Det vil ta flere år å konsesjonssøke og bygge en ny ledning, og flere planer kan komme til. Energidepartementet skrev i sin prosessledende uttalelse at *"en investeringsbeslutning for en eventuell ny forbindelse kun bør tas når det foreligger en høyere grad av sikkerhet knyttet til forbruksutviklingen, og at det i forkant av en investeringsbeslutning derfor må foreligge konkrete avtaler."* Statnett vil følge med på utviklingen av forbruksforespørslene i området og stille krav om avtaler om anleggsbidrag før vi tar en endelig investeringsbeslutning.

16 Elektromagnetiske felt

Flere høringsinnspill ytrer bekymring knyttet til elektromagnetiske felt fra kraftledninger. Utredninger om elektromagnetisk felt er en del av utredningsprogrammet Statnett har lagt til grunn i meldingen for 420 kV Samnanger-Øygarden, og vil bli utredet som en del av underlaget til en konsesjonssøknad.

Det er ikke dokumentert at det er helseskadelig å være i nærheten av elektromagnetiske felt fra høyspentanlegg. Korte opphold og eksponering av elektromagnetisk felt ifm. passering under, eller spasing langs med en 420kV sentralnettleiding er ufarlig. Det er Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) som er fagmyndighet for magnetfelt og helseeffekter. Vi forholder oss til retningslinjene gitt av NVE og DSA på dette området. Hensynet til elektromagnetiske felt er inkludert i forslag til utredningsprogram, og vil utredes iht. gjeldende krav.

DSA har utgitt en brosjyre med informasjon om magnetfelt fra høyspentledninger, grenseverdier og helseeffekter, som man finner her: <https://dsa.no/straum-og-hogspent/det-er-ikkje->

helseskadeleg-a-bu-eller-opphalde-seg-naerhogspentanlegg/Bolig%20n%C3%A6r%20h%C3%B8yspenningsanlegg_mars2022.pdf.

Informasjon finnes også på DSA sin hjemmeside her: [Det er ikke vist at det er helseskadeleg å bu eller opphalde seg nær høgspentanlegg - DSA](#)

17 Sikkerhet og beredskap

Flere innspill mener at kabler i kraftnettet er bedre for forsyningssikkerheten fordi kablene er gravd ned i bakken eller i sjø. I innspillene står det også at samfunnssikkerhet og beredskap burde inkluderes i konsekvensutredningen.

Temaene inngår ikke i konsekvensutredningen som blir utarbeidet av eksternt i henhold til Miljødirektoratet sin veileder, men det blir utarbeidet egne utredninger for forsyningssikkerhet, sikkerhet og beredskap. Sikkerhet og beredskap er allerede en del av Statnett sitt forslag til utredningsprogram.

Ledningsfeil opptrer hyppigere enn kabelfeil, men tar normalt kort tid å reparere, normalt et par dager og inntil ca. 2-3 uker. En kabelfeil opptrer sjelden, men når de først opptrer er reparasjonstiden for kabelanlegg på de høyeste spenningsnivåene betydelig lenger enn for ledning. Dette har sammenheng med tilgang til egnet fartøy for reparasjon av sjøkabler, reservekabel/skjøter og leverandør/personell med spesialkompetanse, samt kompleksiteten med slike operasjoner. Forsyningssikkerheten til forbruket i vest, vil da i reparasjonsperioden være vesentlig svekket ved en kabelfeil. Sånn sett kan det å begrense antall kilometer med kabel være et risikodempende tiltak.

18 Konsekvensutredning

Det er mange høringsinnspill som kommenterer på temaene naturmangfold, kulturminner og kulturmiljø, friluftsliv og landskap. Det vil bli gjennomført en konsekvensutredning innenfor de nevnte tema for alle de meldte traséalternativene. Innspillene viser blant annet til at trasealternativene går i Nordhordland UNESCO Biosfæreområde og Den Indre Farleia. Innspillene vil være en del av kunnskapsgrunnlaget til konsekvensutredningen. Utredningene vil bli utført i henhold til vedtatt utredningsprogram, og i tråd med kravene i Miljødirektoratets veileder, M-1941.

I høringen er det spilt inn at folkehelse må utredes som en del av konsekvensutredningen. Folkehelse er ikke en del av metodikken til Miljødirektoratet, og vil ikke bli utredet som et eget tema i utredningen. Som en del av konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen vil det blant annet bli utarbeidet rapporter om støy, landskapspåvirkninger og friluftsliv.

18.1 Pågående konsekvensutredning

I høringen har det kommet innspill hvor det påpekes at det er feil at Statnett har satt i gang konsekvensutredninger før høringen er gjennomført, og at det kun er gjort konsekvensutredning på alternativ 1.0.

Statnett viser til den offentlige utredningen NOU 2022: 6 "Nett i tide" som Strømnettutvalget leverte til Energidepartementet hvor et av de anbefalte tiltakene for effektivisering av prosessene i konsesjonsbehandling av nettanlegg er at konsekvensutredninger og feltundersøkelser gjennomføres samtidig med utarbeidelse av melding og fortsetter parallelt med høring av melding og forslag til utredningsprogram. Ettersom områdene som skal utredes er store ble

arbeidet startet opp på deler av traseene. Endelig konsekvensutredning gjøres på bakgrunn av NVE sitt utredningsprogram når dette er fastsatt.