

Konsesjonssøknad

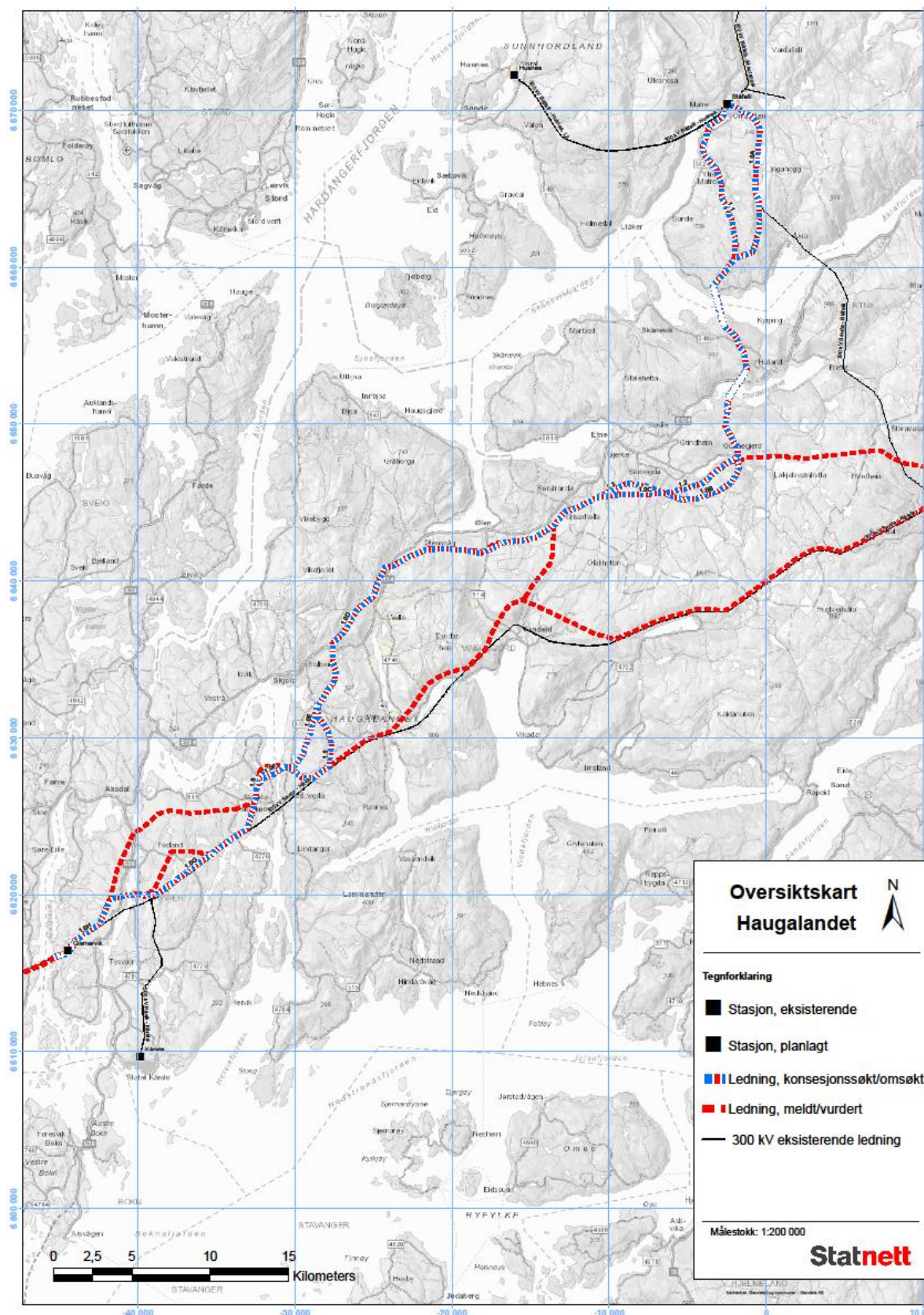
Ny 420 kV-forbindelse

Blåfalli-Gismarvik

Nettforsterkning Haugalandet

April 2020





Figur 1: Oversiktskart over omsøkte tiltak, meldte og vurderte traséalternativer, samt eksisterende 300 kV-ledninger.

Forord

Statnett SF søker herved om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse for å bygge en ny 420 kV ledning mellom eksisterende Blåfalli koblingsstasjon i Kvinnherad kommune og ny Gismarvik transformatorstasjon i Tysvær kommune.

De omsøkte kraftledningstraséene berører kommunene Tysvær og Vindafjord i Rogaland fylke, og Etne og Kvinnherad i Vestland fylke.

Konsesjonssøknaden oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som behandler den i henhold til gjeldende lovverk, og sender den på høring.

Høringsuttalelser sendes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat
Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO
e-post: nve@nve.no

Spørsmål vedrørende søknad og konsekvensutredning kan rettes til:

Funksjon/stilling	Navn	Tlf. nr.	Mobil	e-post
Prosjektleder	Bente Rudberg	23 90 30 95	907 50 280	bente.rudberg@statnett.no
Grunneierkontakt	Ivar Tangeraas	23 90 41 65	992 70 954	ivar.tangeraas@statnett.no
Areal- og miljørådgiver	Ina Åsnes Skjelbred	23 90 27 74	975 03 510	ina.skjelbred@statnett.no

Informasjon om prosjektet og om Statnett finnes på Internettadressen: <http://www.statnett.no>

Oslo, april 2020

Elisabeth Vike Vardheim
Konserndirektør
Divisjon Bygg og anlegg

Sammendrag

Strøm er en forutsetning for velfungerende samfunn og verdiskaping. Betydningen av en pålitelig strømforsyning blir enda større i en hverdag som blir mer digital og hvor krav til mer klimavennlig energibruk vil innebære at vi bruker elektrisitet i flere deler av samfunnet. Det er Statnetts oppgave å møte fremtidens kraftbehov ved å bidra til en koordinert utvikling av kraftsystemet samt å gjøre riktige investeringer til rett tid. Vi er også ansvarlig for den løpende driften av kraftsystemet. Myndighetene krever at både utvikling- og drift skal foregå på en samfunnsøkonomisk lønnsom måte.

Statnett omsøker å bygge ny 420 kV-ledning, som vil driftes på 300 kV, fra eksisterende Blåfalli koblingsstasjon i Kvinnherad kommune til ny Gismarvik transformatorstasjon i Tysvær kommune. Det overordnede formålet med en ny ledning mellom disse stasjonene er å øke nettkapasiteten inn mot industriområdene på Haugalandet. Området mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden er et underskuddsområde med mye industri og begrenset nettkapasitet. Det foreligger planer om å øke industriforbruket i området, som fører til at forsyningssikkerheten i området blir svekket hvis det ikke gjøres tiltak.

Statnett meldte i august 2017 planer om en ny kraftledning tilrettelagt for 420 kV spenningsnivå mellom Håvik og enten Blåfalli eller Sauda. Meldingen ble sendt på høring av NVE som fastsatte utredningsprogram på bakgrunn av Statnetts forslag og innkomne høringsuttalelser. Statnett omsøker nå en ny kraftledning fra Blåfalli innerst i Matrefjorden frem til ny Gismarvik stasjon, ved industriområdet Haugaland Næringspark ved Gismarvik. Avhengig av traséalternativ vil ledningen bli ca. 85 – 95 km lang. Statnett søker primært om å bygge omsøkt trasé 1.0 (A-H) fra Blåfalli til Gismarvik, som beskrevet i kapittel 4.2.2. Der det er mulig er det omsøkt enkelte alternative traséer der høringsinnspill og konsekvensutredninger har avdekket konflikt med andre interesser.

Løsningen Sauda-Gismarvik, inkludert flere traséalternativer, er utredet, men omsøkes ikke. Statnett vektlegger at alternativet gir større risiko for samtidige feil og hendelser hvis alle ledningene som forsyner til Kårstø/Karmøy kommer fra samme stasjon. Vurderte, men ikke omsøkte alternativer oppsummeres i kapittel 5. Meldingen fra august 2017 beskriver i tillegg noen vurderte løsninger som ikke er vurdert videre iht. utredningsprogrammet fra NVE.

Vinkelpunkter, men ikke mastepunkter, er fastsatt som grunnlag for omsøkt trase. I parallelførte områder med eksisterende ledninger vil det tilstrebes å ha mastepunkter mest mulig parallelt. Statnett vil også søke å unngå mastepunkter på dyrket mark. Ny ledning planlegges med standard portalmast, som ligner mastene på dagens 300 kV ledninger i området. Det planlegges med stålmaster som i dag brukes på store deler av strekningen, men vi søker også om mulighet for å ta i bruk aluminiumsmast i enkelte områder der det er mulig. I tillegg er det mulig å bruke mørkfargede master som et avbøtende tiltak der det vil gi skjermende effekt.

Konsekvensutredningene for alle fagtemaer innenfor miljø og landskap er vedlagt i sin helhet (Vedlegg 2 og Vedlegg 3). En oppsummering av de ulike temaene er gitt i kapittel 7.

Interessenter oppfordres til å komme med sine synspunkter til NVE i høringsperioden. NVE er ansvarlig for høringen og vil informere alle høringsparter om hvordan denne vil bli gjennomført. Også utenfor høringsperioden kan kontaktpersonene hos Statnett kontaktes direkte.

Etter at søknaden er sendt vil prosjektering og innmåling av mastepunkter i felt bli utført. Mastepunktene bli satt ut og merket i felt, slik at grunneiere kan se hvor disse er planlagt. Grunneiere som har innspill til mastepunkter oppfordres da til å ta kontakt med Statnett direkte.

Relevante dokumenter vil bli lagt ut på vår nettside:

<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Haugalandet-nettforsterking/>

Innholdsfortegnelse

1. GENERELLE OPPLYSNINGER	7
1.1. PRESENTASJON AV TILTAKSHAVER	7
1.2. PROSJEKTETS BELIGGENHET	7
2. OMSØKTE TILTAK ETTER ENERGI- OG OREIGNINGSLOVA	7
2.1. SØKNAD OM KONSESJON.....	7
2.2. SØKNAD OM EKSPROPRIASJONSTILLATELSE OG FORHÅNDSTILTREDELSE	9
2.2.1. Tillatelse til adkomst i og langs ledningstraseen	9
2.2.2. Søknad om allmannastevning	9
3. PLANPROSESSEN.....	10
3.1. PLANLEGGINGSFASEN.....	10
3.2. FORHÅNDSUTTALELSER	10
3.3. OPPFYLLELSE AV UTREDNINGSPLIKTEN.....	10
3.4. VIDERE SAKSBEHANDLING OG FREMDRIFT	10
4. BESKRIVELSE AV OMSØKTE TILTAK	11
4.1. BEGRUNNELSE – NY LEDNING ER NØDVENDIG FOR Å TILRETTELEGGE FOR MER INDUSTRIFORBRUK	11
4.2. BESKRIVELSE AV HVA SOM SKAL BYGGES	12
4.2.1. Kraftledninger.....	12
4.2.2. Traséalternativer	15
4.2.3. Transformator- og koblingsanlegg	24
4.3. ANLEGGSSARBEID OG TRANSPORT	32
4.3.1. Anleggsplasser	32
4.3.2. Transport.....	36
4.3.3. Deponi.....	40
4.4. SIKKERHET OG BEREDSKAP	40
4.5. SIKKERHET MOT FLOM OG SKRED	41
4.6. SYSTEMLØSNING	41
4.6.1. Trinn 1-tiltakene hever nettkapasiteten, men det er fortsatt ikke reserveforsyning	41
4.6.2. Ytterligere forbruksvekst i industrien vil svekke forsyningssikkerheten	41
4.6.3. Ny ledning hever N-1 kapasiteten og tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk.....	41
4.6.4. En ny ledning inngår i den langsiktige nettutviklingen på Haugalandet	42
4.6.5. En ny ledning bør bygges for 420 kV, men ledningen fra Blåfalli bør driftes på 300 kV.	42
4.6.6. Ny ledning fra Blåfalli gir en separat føringsvei inn til Haugalandet, som gir flere fordeler	42
4.7. TEKNISK/ØKONOMISK VURDERING.....	42
4.7.1. Avbruddskostnadene stiger raskt med andel tid nettet driftes uten N-1.....	43
4.7.2. Ny ledning fra Blåfalli og Sauda har like stor investeringskostnad	43
4.7.3. Blåfalli rangeres foran Sauda	43
4.7.4. Tiltaket øker nettariffen og gir en omfordelingseffekt fra industrien til alminnelig forbruk	44
5. VURDERTE, IKKE OMSØKTE, ALTERNATIVER	45
5.1. ØLEN - SKJOLDASTRAUMEN	45
5.1.1. Oppeim – Sandeid - Skjoldastraumen (Alternativ 3.1 fra melding)	45
5.1.2. Alternativ traségang forbi Ølen næringsområde (justert alternativ til omsøkt alternativ	45
1.0D)	45
5.2. UT FRA SAUDA	46
5.2.1. Sauda – Ølen (Alternativ 2.0 fra melding)	46
5.2.2. Justering av alternativ 2.0 ut fra Sauda stasjon.....	47
5.2.3. Fjordspenn over Sandeidfjorden (Justering av alternativ 2.0 fra melding)	47

5.2.4.	En ny kombinasjon av 2.0 og 3.1, der disse møtes i Sandeid.....	47
5.2.5.	Sauda – Litledalen (Alternativ 2.1 fra melding).....	47
5.3.	SKJOLDASTRAUMEN – GISMARVIK	48
5.3.1.	Kryssing over Skjoldastraumen	48
5.3.2.	Dueland – Fuglavatnet – Apeland (vurdert alternativ 1.7).....	48
5.3.3.	Justering av omsøkte alternativ 1.0.G ved Sagbakken	49
5.4.	GISMARVIK – HÅVIK (ALTERNATIV 6.0 FRA MELDING)	49
5.5.	KABEL.....	49
5.5.1.	Åkrafjorden.....	49
5.5.2.	Karmsundet.....	50
6.	FORMELLE FORHOLD	50
6.1.	GJELDENE KONSESJONER	50
6.2.	SAMTIDIGE SØKNADER	50
6.3.	EIER- OG DRIFTSFORHOLD	50
6.4.	ANDRE NØDVENDIGE TILLATELSER.....	50
6.4.1.	Undersøkelser etter kulturminneloven	50
6.4.2.	Forhold til naturmangfoldloven	51
6.4.3.	Forholdet til vannressursloven.....	51
6.4.4.	Forhold til plan- og bygningsloven	51
6.4.5.	Kryssing av veier.....	51
6.4.6.	Luftfartshindre	51
6.4.7.	Sjøfartshindre.....	51
6.4.8.	Vern av telenettet.....	52
7.	VIRKNINGER FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN.....	53
7.1.	LANDSKAP FRILUFTSLIV OG REISELIV	53
7.1.1.	Landskap	53
7.1.2.	Friluftsliv.....	53
7.1.3.	Reiseliv og turisme.....	53
7.2.	NATURRESSURSER, FORURENSNING OG VERDISKAPING.....	54
7.2.1.	Arealberegninger	54
7.2.2.	Naturressurser	54
7.2.3.	Forurensning.....	54
7.2.4.	Verdiskaping	55
7.2.5.	Tekniske anlegg, kommunikasjon og infrastruktur	55
7.3.	NATURMANGFOLD.....	55
7.4.	KULTURMINNER OG KULTURMILJØ.....	55
7.5.	SAMMENSTILLING AV KONSEKVENSER FOR OMSØKTE ALTERNATIV	56
7.6.	ELEKTROMAGNETISKE FELT (EMF) OG STØY.....	57
7.6.1.	Magnetfeltberegninger	57
7.6.2.	Elektriske feltberegninger	59
7.6.3.	Støyberegninger	60
8.	INNVIRKNING PÅ PRIVATE INTERESSER	62
8.1.	ERSTATNINGSPRINSIPPER	62
8.2.	BERØRTE GRUNNEIERE	62
8.3.	OM RETTIGHETER TIL DEKNING AV JURIDISK OG TEKNISK BISTAND	62
8.4.	TILLATELSER TIL ADKOMST I OG LANGS LEDNINGSTRASÉEN	62
9.	VEDLEGG	64

1. Generelle opplysninger

1.1. Presentasjon av tiltakshaver

Søker	Statnett SF
Org. Nr	NO 962986633 MVA
Organisasjonsform	Statsforetak
Prosjektleder	Bente Rudberg / 907 50 280

Strøm kan ikke lagres, og må brukes i det øyeblikket den produseres. Derfor må det til enhver tid være balanse mellom forbruk av og tilgang til elektrisitet. I Norge er det Statnett SF som er systemansvarlig nettselskap, og som har ansvaret for å koordinere produksjon og forbruk i kraftsystemet. Statnett eier og driver dessuten store deler av det sentrale norske kraftnettet (transmisjonsnettet) og den norske delen av ledninger og sjøkabler til utlandet. Transmisjonsnettet er en sentral del av samfunnets infrastruktur. Det å planlegge og bygge ut nettet i takt med behov og samfunnsøkonomisk lønnsomhet er en av Statnetts hovedoppgaver. Gjennom en effektiv utvikling av nettet er målet å bidra til økt verdiskaping, legge til rette for reduserte klimagassutslipp og bevare en trygg strømforsyning.

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

Kontaktperson for dette prosjektet er prosjektleder Bente Rudberg. Se også liste over kontaktpersoner på side 2.

1.2 Prosjektets beliggenhet

Ny ledning er omsøkt fra Matre i Kvinnherad kommune i Vestland fylke til Gismarvik i Tysvær kommune i Rogaland fylke. Ledningen vil bli ca. 85-95 km avhengig av alternativ, og berører fire kommuner og to fylker (Vestland fylke: Kvinnherad og Etne kommuner, Rogaland fylke: Vindafjord og Tysvær kommuner). Ny transformatorstasjon er planlagt i Haugaland Næringsparks industriområde ved Gismarvik i Tysvær. Figur 1 viser oversiktskart med omsøkte alternativer. Se også Vedlegg 1 for mer detaljerte trasékart.

2. Omsøkte tiltak etter energi- og oreigningslova

2.1. Søknad om konsesjon

Statnett søker i henhold til energiloven § 3-1 om konsesjon for bygging og drift av følgende elektriske anlegg:

- Ny 420 (300) kV-ledning Blåfalli – Gismarvik, gjennomgående prioritert traséalternativ 1.0 A-H.
 - Følgende traséer omsøkes som andreprioritet til enkelte delstrekninger:
 - 1.1 Blåfalli vest - Åkrafjorden
 - 1.2 Litledalen; Undstein – Halsnes – Kaldheim
 - 1.3 Høylandshovda – Sandalia
 - 1.5 Byrkjeland – Sponavik
 - 1.6 Bjoland – Kringleåsen – Erland
- Ny Gismarvik transformatorstasjon. Stasjonen vil bli driftet på 300kV.

- 6 stk. 420 (300) kV felt
- 5 ubestykkede felt
- 1 stk. regionalnettstranformator 300 MVA
- 1 stk. 132 kV felt for regionalnettstransformator T1
- Statnett standard kontrollhus (maksimalt 500m²)
- Lager-/garasjebygg (maksimalt 150 m²)
- Nødvendige høyspennings apparatanlegg
- Erverv av totalt 238 dekar areal til ny transformatorstasjon
- Utvidelse av eksisterende Blåfalli koblingsstasjon.
 - 1 stk. nytt 420 (300) kV bryterfelt for ledning til Haugalandet
 - Nytt kontrollanlegg og standard kontrollhus, samt nytt garasjebygg
 - Riving av eksisterende kontrollhus og garasjebygg
 - Erverv av totalt ca. 12 dekar areal til utvidelse av eksisterende koblingsstasjon
- Permanent omlegging av eksisterende 300 kV Sauda-Håvik og 300 kV Kårstø-Håvik til ny Gismarvik stasjon
- Søknad om kabling og tilknytning på vegne av Haugaland Kraft Nett (HKN) mellom ny 132kV-stasjon og Statnetts 420 (300) kV Gismarvik stasjon

Anleggene er nærmere beskrevet i kapittel 4. Lokalisering av anleggene som vist i Figur 1 er også vedlagt som trasékart i målestokk 1:40.000 (Vedlegg 1), og situasjonsplaner og arealbruksplaner for transformator-/koblingsstasjoner finnes i Vedlegg 5.

Statnett søker i henhold til energiloven § 3-1 om konsesjon for etablering av følgende permanente hjelpeanlegg:

- Nybygging av seks permanente veier til bruk i anleggs- og driftsfase, som vist og omtalt i Tabell 3 i kapittel 4.3.2.
- Etablering av fem permanente anleggsplasser til bruk i anleggs- og driftsfase, som vist og omtalt i Tabell 2 i kapittel 4.3.1.
- Etablering av fire permanente massedeponier, som vist og omtalt i Tabell 6 i kapittel 4.3.3.

Veier kan stenges med bom om ønskelig, forutsatt at Statnett har tilgang.

Statnett søker i henhold til energiloven § 3-1 om konsesjon for etablering av følgende midlertidige hjelpeanlegg:

- Midlertidig anlegg, inkludert midlertidig bryteranlegg og midlertidige 300 kV-ledninger, i forbindelse ved innkobling av eksisterende 300 kV ledninger til ny Gismarvik stasjon
- Midlertidige atkomstmuligheter/avkjøringer inn til anleggsplass/ledningstrasé i tilknytning til eksisterende veier/kjøretaséer
- Mulighet for avkjøring for terrengtransport fra offentlig vei
- Møte- og snuplasser for bygging og drift av anleggene
- Midlertidig oppstillingsplass for kjøretøyer langs private og offentlige veier
- Mindre massetak langs veitraséene til bruk for bygging / vedlikehold av private veier.

Vei- og anleggsplasser, inkludert mulige kjøreløyper i terreng fra offentlig vei til trasé og anleggsplassene, beskrives i kapittel 4.3 og er vist i vedlagte kart (Vedlegg 1).

- Vedlikehold av enkelte private veier innenfor gjeldende veiklasse

Det søkes om en korridor på inntil 100 meter fra kjøreløyper for terrengtransport for å få nødvendig fleksibilitet i anleggsperioden. Det vil bli behov for terrengtransport i og langs klausuleringsbeltet. Det kan stedvis bli nødvendig med noe graving og tilrettelegging for å muliggjøre terrengtransporten. Anleggsarbeidet og transport er omtalt nærmere i kapittel 4.3.

Det vil bli utført nødvendig skogrydding i ledningstraséen. Det kan også bli behov for rydding av landingsplasser for helikopter (inntil ca. 0,5 dekar) i nærheten av mastepunktene, utenfor den klausulerte ledningstraséen.

I forkant av anleggsarbeidene vil det bli utarbeidet en miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan), som skal godkjennes av NVE. I MTA-planen vil det bli differensiert mellom permanente og midlertidige tiltak, og så langt som mulig definert en mer nøyaktig geografisk avgrensning av de midlertidige hjelpeanleggene. I traséen vil det bli aktuelt å opparbeide midlertidige anleggsplasser for mast og linearbeid i anleggsperioden, i den forbindelse kan det bli aktuelt med bruk av eksterne masser, plater eller lignende som midlertidig terrengforsterkning.

2.2. Søknad om ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse

Statnett søker å oppnå frivillige avtaler med alle berørte grunneiere og rettighetshavere. I tilfelle slike avtaler ikke oppnås, søkes det i medhold av oreigningslova sin § 2, punkt 19, om tillatelse til ekspropriasjon av nødvendig grunn og rettigheter for å rive, bygge og drive de elektriske anleggene med baneanlegg, herunder rettigheter for all nødvendig ferdsel, transport og eventuell deponering av masser på nærmere angitte anleggsplasser.

Samtidig ber Statnett om at det blir fattet vedtak om forhåndstiltredelse etter oreigningslova sin § 25, slik at arbeider med anlegget kan påbegynnes før skjønn er avholdt.

Nødvendige rettigheter til ferdsel og transport omfatter:

- Nødvendig terrengkjøring og landing med helikopter til bygging og drift av anleggene på alle eiendommer som er oppført på grunneierlista (Vedlegg 7), herunder også nødvendig rydding av skog som hindrer slik kjøring eller landing.
- Bruk av eksisterende veier og plasser til bygging og drift av ledningene, som vist på vedlagte trasèkart (Vedlegg 1), herunder også rett til vedlikehold/utbedringer som er nødvendig for Statnetts arbeid.

Det vises til nærmere beskrivelse av planlagte tiltak i kap. 4.

2.2.1. Tillatelse til adkomst i og langs ledningstraseen

I planleggingsfasen gir oreigningsloven § 4 rett til atkomst for å gjøre "*mæling, utstikking og andre førehandsundersøkingar til bruk for eit påtenkt oreigningsinngrep*". Statnett vil i tråd med loven varsle grunneier og rettighetshavere før slike aktiviteter igangsettes.

I bygge- og driftsfasen vil enten minnelige avtaler, tillatelse til forhåndstiltredelse eller ekspropriasjonsskjønn gi tillatelse til atkomst til ledningstraséen.

Bruk av private veier vil søkes løst gjennom minnelige forhandlinger med eier. Statnetts søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse omfatter også transportrettigheter, i tilfelle minnelige avtaler ikke oppnås.

Lov om motorferdsel i utmark og vassdrag § 4 første ledd bokstav e, gir Statnett tillatelse til motorferdsel i utmark i forbindelse med bygging og drift av ledningsanlegg.

2.2.2. Søknad om allmannastevning

Kraftledningen vil bli ca. 85-95 km lang, avhengig av traséalternativ, og går delvis gjennom jordbruksområder og delvis i utmark. Det er foretatt et grundig arbeid med å kartlegge eiendoms- og bruksforholdene langs ledningstraséene. Statnett har skaffet seg en god oversikt over hvem som er grunneiere eller rettighetshavere til eiendommene. Det er likevel en fare for at enkelte grunneiere eller rettighetshavere er oversett. For enkelte av eiendommene er eiendomsforholdene fortsatt uklare. I tillegg er hjemmelshavere til en rekke eiendommer dødsbo som ikke er skiftet. Det søkes derfor om tillatelse til innstevning av grunneiere som angitt i oreigningslova § 20.

3. Planprosessen

3.1. Planleggingsfasen

Statnett meldte i august 2017 planene om en ny 420 kV kraftledning mellom Blåfalli/Sauda og Gismarvik/Håvik. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sendte meldingen ut på offentlig høring 18. august 2017. I forbindelse med høringen arrangerte NVE orienteringsmøter med berørte kommuner, og regionale myndigheter, samt åpne høringsmøter hvor Statnett deltok som tiltakshaver. På grunnlag av innkomne høringsuttalelser og etter forelegging for Klima- og miljøverndepartementet, fastsatte NVE et utredningsprogram for prosjektet 02. februar 2018.

Statnett har hatt flere orienteringsmøter med interessenter og myndigheter (Rogaland fylkeskommune, Vestland fylkeskommune, Fylkesmennene i Vestland og Rogaland og berørte kommuner), samt med Statens vegvesen og Haugaland Kraft Nett. Basert på innspill fra høringer og møter er planene noe justert, og noen alternativ ikke omsøkt.

Melding og utredningsprogram med innkomne merknader til meldingen, finnes på Statnetts hjemmesider for prosjektet: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Haugalandet-nettforsterking/>

3.2. Forhåndsuttalelser

Det er ikke innhentet formelle forhåndsuttalelser til søknaden etter høring av meldingen.

3.3. Oppfyllelse av utredningsplikten

Konsekvensutredninger basert på det fastsatte utredningsprogrammet er utført av Multiconsult AS for tema innen landskap, kulturminner/-miljø, friluftsliv, naturmangfold, nærings- og samfunnsinteresser, forurensning, arealbruk, luftfart og andre tekniske anlegg (Vedlegg 2). Utredningen av elektromagnetiske felt (EMF) og støy fra ledningen og stasjonene er utredet av Statnett (Vedlegg 3).

Statnett har utført samfunnsøkonomiske vurderinger, basert blant annet på regionale og nasjonale kraftsystemutredninger og tekniske og økonomiske analysene av de vurderte løsningene. Den samfunnsøkonomiske begrunnelsen for tiltaket er nærmere redegjort for i kapittel 4.7.

3.4. Videre saksbehandling og fremdrift

Omsøkte tiltak er regulert av energiloven og skal ikke behandles etter plan- og bygningsloven, med unntak av forskrift om konsekvensutredning. Statnett søker derfor NVE som konsesjonsmyndighet om tillatelse til bygging og drift av anleggene.

I forbindelse med høringen av konsesjonssøknaden vil NVE normalt arrangere folkemøter, hvor Statnett vil være til stede for å besvare spørsmål. Statnett arrangerer normalt også "åpne kontordager" lokalt i denne perioden, disse vil bli annonsert.

Når NVE mener at tiltaket er tilstrekkelig opplyst sendes en innstilling med NVEs vurderinger av søknaden til Olje- og energidepartementet for videre behandling. NVEs innstilling behandles i Olje- og energidepartementet, noe som normalt medfører høring av NVEs innstilling. Olje- og energidepartementet forbereder saken for Kongen i statsråd, som fatter vedtak om konsesjon etter energiloven § 3-1. Vedtaket kan ikke påklages.

En konsesjon med vilkår om utarbeidelse av miljø- transport- og anleggsplan (MTA-plan), medfører at prosjektets gjennomføringsplan for anleggsarbeidene skal godkjennes av NVE før anleggsstart.

Statnett planlegger oppstart av anleggsarbeidet ca. 6-12 mnd. etter konsesjonsvedtak, og ferdigstilling av prosjektet etter ytterligere tre til fem år.

4. Beskrivelse av omsøkte tiltak

Statnett har vurdert flere ulike utgangspunkt og traséalternativ for ny ledning til Haugalandet. Viktige faktorer i vurderingen har vært tekniske og økonomiske hensyn, muligheter for parallelføring med eksisterende nett og annen infrastruktur, samt miljø- og samfunnshensyn. Konsekvenser for natur og lokalmiljø, kjente kulturminner og andre miljøtemaer er redegjort for i konsekvensutredningene (Vedlegg 2).

4.1. Begrunnelse – Ny ledning er nødvendig for å tilrettelegge for mer industriforbruk

Transmisjonsnettet som i dag forsyner Haugalandet har høy alder, samtidig som Haugalandet er et underskuddsområde med mye industri og lite produksjon. Kraftflyten inn til området er begrenset av det såkalte "SKL-snittet", som består av de tre 300 kV-ledningene som forsyner forbruket i området: to fra Sauda og én fra Blåfalli.

I 2015 gjennomførte Statnett konseptvalgutredningen (KVU) "Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet". Her anbefalte vi en trinnvis utvikling av nettet i området. Trinn 1 består av tiltak for reaktiv kompensering og temperaturoppgradering. Dette er tiltak som forventes ferdigstilt i 2020. Trinn 2 er en ny ledning fra øst eller Vestre Korridor, som er bakgrunnen for omsøkte tiltak i denne konsesjonssøknaden. Videre er planlagt Trinn 3 en reinvestering/oppgradering til 420 kV drift for alle ledningene inn til Haugalandet.

Totale forbruksplaner på Haugalandet er nå ca. 1700 MW. Uten en ny ledning er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i området¹. Statnett har inngått utredningsavtale med Gassco (160 MW) og Haugaland næringspark (100 MW). Ifølge tilknytningsplikten må vi derfor planlegge, søke konsesjon for og investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold (forskrift om netregulering og energimarkedet §§3-2 og 3-3).

En ny ledning øker N-1 kapasiteten over SKL-snittet med rundt 500 MW og tilrettelegger for om lag tilsvarende mengde nytt forbruk. Det vil si at tiltaket kun tilrettelegger for deler av de varslede forbruksplanene og at Statnett må utrede ytterligere tiltak i området hvis aktørene går videre med sine planer. Selv om forbruksveksten skulle bli høyere enn 500 MW, er den omsøkte løsningen med en ny ledning det beste utgangspunktet for videre nettutvikling i området, da det gir muligheter for å trinnvis kunne bygge ut nettet i regionen i takt med forbruksøkningen på Haugalandet.

Statnett har undersøkt ulike løsninger for en ny ledning inn til Haugalandet. En ny ledning bør ende i en ny stasjon i Gismarvik fremfor på Karmøy. Det gir lavest kostnader og mulighet for en trinnvis utbygging av nettet. Vi har nærmere vurdert følgende løsninger for en ny ledning:

- Én ny 420 kV-ledning fra Blåfalli til Gismarvik, driftet på 300 kV
- Én ny 420 kV-ledning fra Sauda til Gismarvik, driftet på 420 kV

Den samfunnsøkonomiske verdien av den nye ledningen avhenger av verdien av forbruket ledningen tilrettelegger for. I våre analyser har vi funnet at denne verdien må overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal ha nøytrale prissatte virkninger. I lys av planer om stor forbruksøkning i området, avtalene som er inngått og Statnetts tilhørende tilknytningsplikt, vurderer Statnett det som rasjonelt å gå videre med planleggingen av ny ledning og søke konsesjon.

Blåfalli-Gismarvik gir en separat føringsvei inn til Haugalandet, noe som har flere fordeler. Ny ledning fra Blåfalli gi lavere sannsynlighet for at flere ledninger faller ut samtidig, som følge av uforutsette hendelser. Til sammenligning vil Sauda-alternativet innebære en økt risiko for hendelser som vil kunne ta ut tre av fire ledninger inn til Haugalandet. Videre vil en separat føringsvei for ny ledning kunne gjøre det både teknisk enklere og økonomisk rimeligere i det senere arbeidet med å oppgradere de eksisterende 300 kV-ledningene Sauda-Håvik/Kårstø. En ny ledning med separat føringsvei vil i tillegg

¹ Statnett har allerede gitt nettilknytning til Utsirahøyden fase 1 og 2. Dette kommer i tillegg til ovennevnte volum på 1700 MW. Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer forbruk enn dette.

gi betydelig mindre arbeid nær spenningsnett anlegg, og vil dermed gi lavere risiko for hendelser knyttet til person- og elsikkerhet både i anleggsfasen og i driftsfasen.

På bakgrunn av dette rangerer Statnett derfor Blåfalli-Gismarvik foran Sauda-Gismarvik, selv om sistnevnte kommer bedre ut målt i prissatte virkninger (lavere tapskostnader). Vi gir en nærmere beskrivelse av systemløsning og samfunnsøkonomi under kapittel 4.6 Systemløsning og kapittel 4.7 Teknisk/økonomisk vurdering, samt i den vedlagte samfunnsøkonomiske analysen (Vedlegg 4).

4.2. Beskrivelse av hva som skal bygges

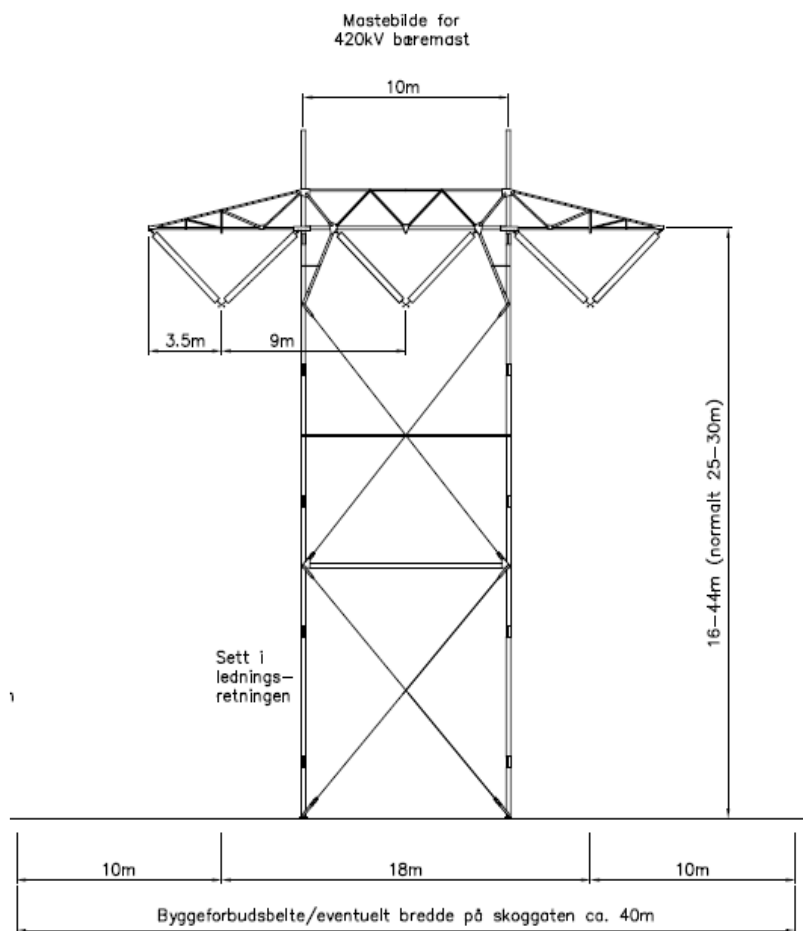
4.2.1. Kraftledninger

En ny kraftledning mellom Blåfalli og Gismarvik planlegges etablert som en 420 kV ledning, men vil driftes på 300 kV inntil det gjøres en spenningsoppgradering i regionen. Ledningen har en lengde på ca. 85-95 km, avhengig av alternativ.

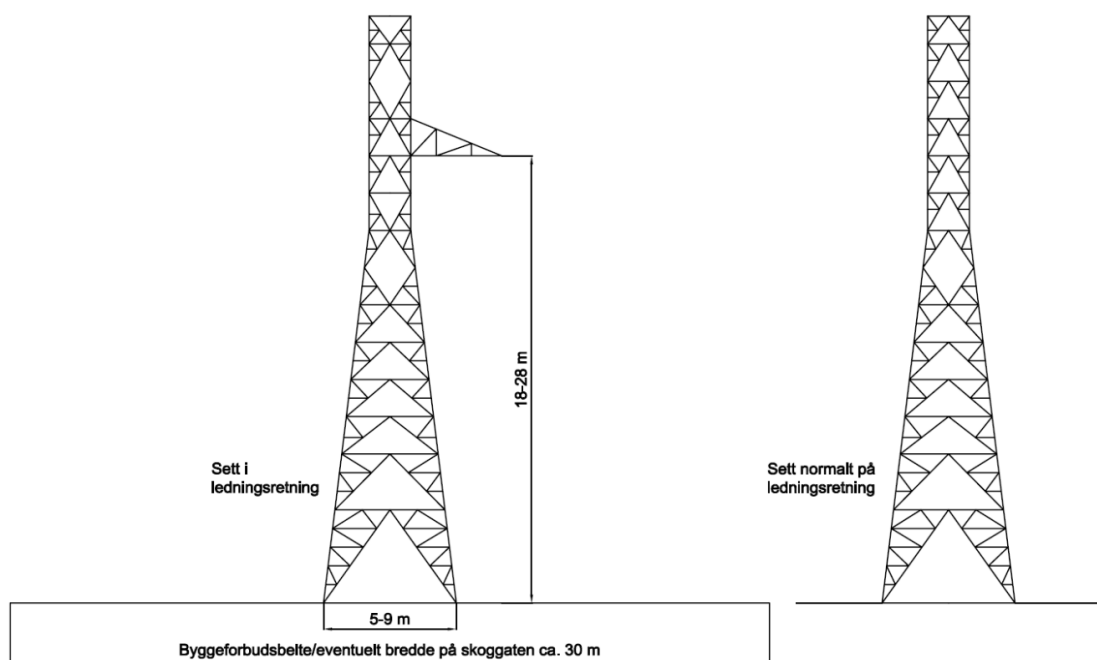
Det planlegges en parallellavstand på ca. 20 m der ny 420 kV-ledning vil gå parallelt med eksisterende ledninger. Unntaket er strekninger hvor planlagt ledning vil gå i parallell med de eksisterende 300 kV-ledningene fra Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø, her er avstanden økt opp til 100 m. Dette fordi de to eksisterende 300 kV-ledningene står ekstraordinært tett (9-10 m avstand ytterfase-ytterfase). Samtidig er disse to ledningene hovedforsyningen til Håvik og Kårstø. Hendelser på den ene vil på grunn av den korte avstanden med stor sannsynlighet påvirke den andre. Økt avstand til den tredje ledningen reduserer risiko for samtidig utfall av tre forsyninger til Håvik og Kårstø ved hendelser, det være seg om det er ytre påvirkning eller ved vedlikehold. En slik utvidet avstand vil også gi reduserte ulemper i bygge- og driftsfasen. I byggefasen vil en økt avstand til strømførende ledninger føre til lavere risiko for at maskiner, utstyr, helikopterlast kommer innenfor risikoavstanden. Det vil også redusere behovet for utkobling av eksisterende ledninger mens byggingen pågår. Samme fordel oppnås i driftsfasen ved vedlikeholds- / reparasjonsarbeider.

Uavhengig av alternativ vil mastene hovedsakelig være av stål, type selvbærende portalmast med innvendig bardunering (se Figur 2), tilnærmet lik de eksisterende 300 kV-ledningene i området. Det vurderes også bruk av aluminiumsmaster i området mellom Ølensvåg og Gismarvik og deler av strekningen nord for Litledalen. Disse mastene vil ha tilsvarende utforming som stålmastene, men vil ha en blankere overflate.

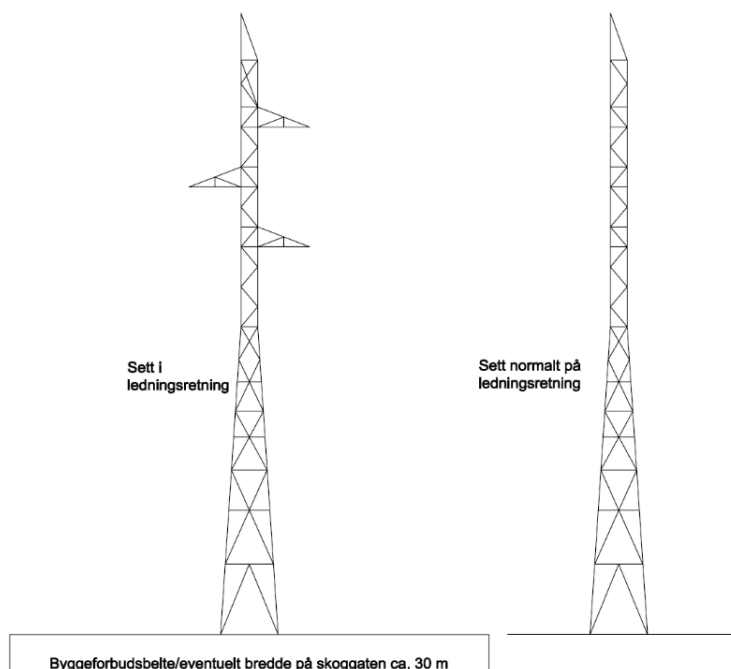
Gjennomsnittlig høyde opp til underkant av travers vil bli ca. 25 – 30 meter. Traversen er den horisontale delen i toppen av masten som isolatorkjedene henger under.



Figur 2: Statnetts standard bæremast med innvendig bardunering.



Figur 1: Skisse fjordspennbukk. Totalt fire fjordspennbukker settes opp på hver side av fjordspennet.



Figur 2: Skisse av mast med trekantoppheng.

Se Tabell 1 for tekniske spesifikasjoner for kraftledningen.

Statnett omsøker dupleks Athabaska eller Parrot som linetype for den nye ledningen. En dupleks-ledning har doble strømførende liner. Dette gir to liner per fase, altså seks liner totalt i masta. I toppen av mastene monteres det to jordingsliner, hvor en eller begge vil få innlagt fiberoptisk kommunikasjonskabel.

Der ledningen går gjennom skog vil det normalt bli et ryddebelte på ca. 40 meter. I skråterreng kan det være nødvendig å øke ryddebeltet noe for å holde ledningen sikker mot trefall. Det vil benyttes glassisolatorer i V-kjeder, og mattede isolatorer på strekninger der Statnett eventuelt blir pålagt kamuflering. Kamuflerte (fargede) master og isolatorer gir økte kostnader, anslagsvis 50 000 – 100 000 NOK pr kamuflerte standard stålmast (kvantums- og markedsavhengig). Per i dag finnes det ikke godkjente metoder for å kamuflere aluminiummaster. Konsekvensutredningene peker på det kulturhistoriske landskapet ved Etne som et område der kamuflering kan dempe negative landskapsvirkninger av ny kraftledning.

Master med trekantoppheng kan være en bedre løsning enn standard portalmast med planoppheng der traséen går i bratt terreng. Strekninger som kan være aktuell for denne mastetypen er bl.a. langs Bergstølvatnet og Litledalsvatnet, samt over Førlandsfjorden.

Tabell 1: Tekniske spesifikasjoner for planlagt luftledning.

Ledningslengde	
Spenningsnivå	Tilpasses 420 kV driftsspenning, men vil driftes på 300 kV.
Strømførende liner	Athabaska, diameter 38,25 mm. Duplex. Parrot, diameter 38,25 mm. Duplex
Toppline	Sveid, to topline, (Jordline/fiberoptisk kommunikasjonskabel)
Faseavstand	9 Meter for bæremaster, 11 eller 12,5m for forankringsmaster
Isolatorer	Glass strekk- og V-kjede
Mastetype	Statnetts selvbærende portalmast i stål med innvendig bardunering. Strekningsvis kan det bli aktuelt med utførelse i aluminium.

Spennlengder	Avstand mellom mastene vil variere fra 150 til 800 meter, med normalt ca. 3 master pr. km. Enkelte fjordspenn og spenn over daler kan bli vesentlig lengre.
Mastehøyder	Normalt 25-30 meter, varierende fra 15-45 meter målt til underkant travers.
Byggeforbudsbelte	Ca. 40 meter, dvs. ca. 10 meter utenfor ytterfase.
Avstand ved parallellføring	Normalt ca. 20 meter mellom de nærmeste liner på eksisterende og ny ledning. Med unntak av der det er parallellføring til de eksisterende to 300 kV-ledningene Sauda-Kårstø/Håvik, hvor parallellavstanden er trukket ut til opp mot 100 m.
Ryddebelte	I skog vil ryddebeltet normalt bli lik byggeforbudsbeltet, men kan økes noe for å holde ledningen sikker mot trefall - for eksempel i skråterreng. Om nødvendig ryddes også enkelttrær utenfor ryddebeltet (sikringshogst).
Transformator-/koblingsstasjoner	Se kapittel 3.2.



Figur 3: Mast med isolatorkjeder i V-form, og til høyre mast med trekantoppheng. Foto: Statnett

I meldingen for prosjektet ble det tatt med flere mastetyper som aktuelle for ledningen, bl.a. utvendig bardunerte master. Denne mastetypen har blitt vurdert som ikke aktuell for dette prosjektet på grunn av en annen monteringssteknikk og dermed annen anleggsgjennomføring enn de mastetypene som omsøkes. Utredningsprogrammet påla Statnett å vurdere bruk av dobbelkursmaster på strekningen over Skjoldastraumen. Vurderingene som ligger til grunn for hvorfor dette ikke omsøkes beskrives i kapittel 5.3.

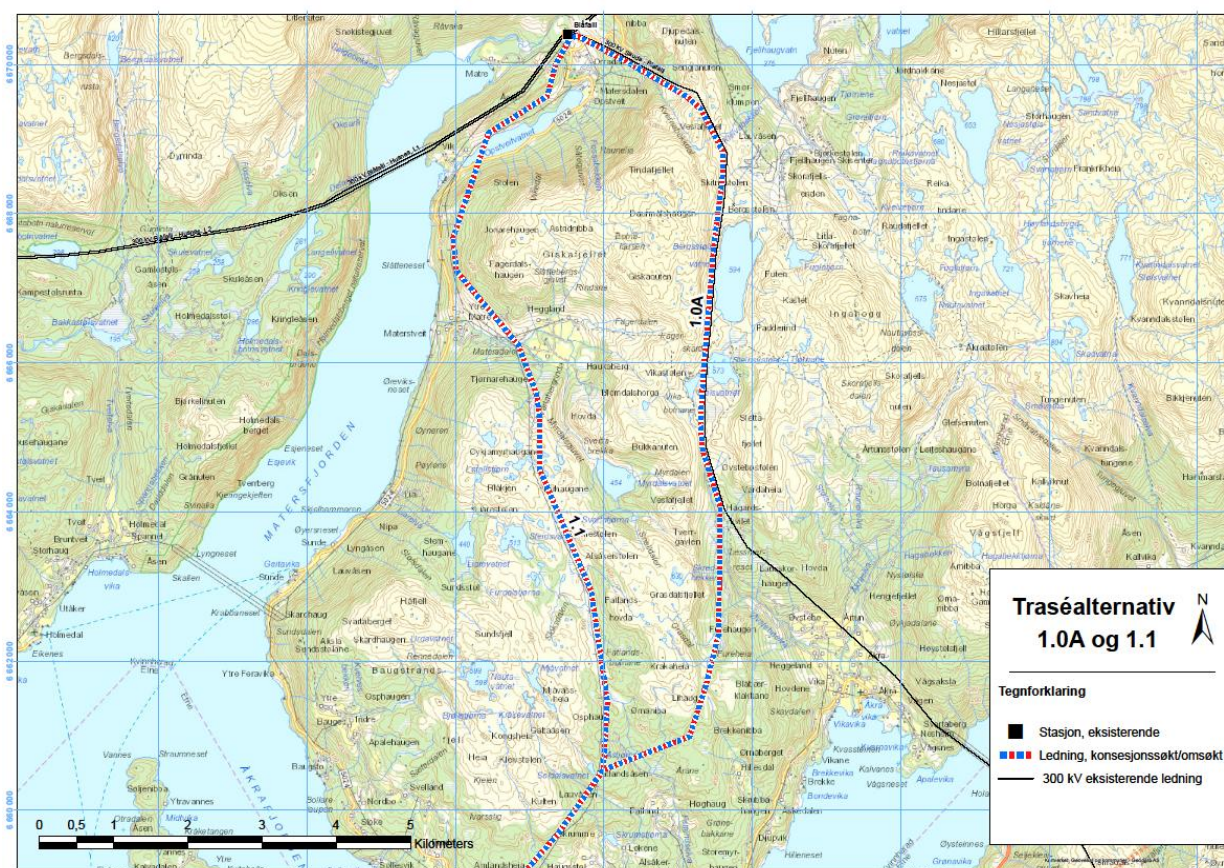
4.2.2. Traséalternativer

I meldingen fra august 2017 var det skissert to alternative utgangspunkt for ny ledning; Blåfalli-Gismarvik og Sauda-Gismarvik. I den forbindelse kom det flere høringsuttalelser som fremhevet at en parallellføring av ledningene fra Sauda var det beste alternativet, særlig fordi man da i større grad

samler nye og eksisterende inngrep. I etterkant av meldingen har det videre arbeidet belyst forhold som tilsier at en nær parallellføring mellom de to eksisterende ledningene og ny ledning ut fra Sauda ikke bør gjennomføres. Sauda-alternativet innebærer risiko for hendelser som tar ut tre av fire ledninger inn til Haugalandet, for eksempel ved utfall av Sauda stasjon. I verste fall kan en slik alvorlig feilhendelse gi utfall av hele SKL-ringen. For å tilfredsstille krav til sikkerhet må derfor avstand fra ny ledning til de eksisterende 300 kV-ledninger Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø-Håvik være på omlag 100 meter. Vurderingene beskrives ytterligere i kapittel 4.6.6.

På bakgrunn av tekniske og økonomiske vurderinger, samt vurderinger av konsekvens for miljø og samfunn, omsøkes en hovedløsning Blåfalli-Gismarvik. Prioritert ledningstrasé er gjennomgående alternativ 1.0, delt inn i delstrekninger A, B, C, D, E, F, G og H. Videre omsøkes det i tillegg alternative traséer med sekundær prioritet for hele eller enkelte deler av de nevnte delstrekningene i alternativ 1.0.

4.2.2.1 Blåfalli – Litledalen



Figur 6: Kartutsnitt av omsøkte traséalternativ 1.0A og 1.1.

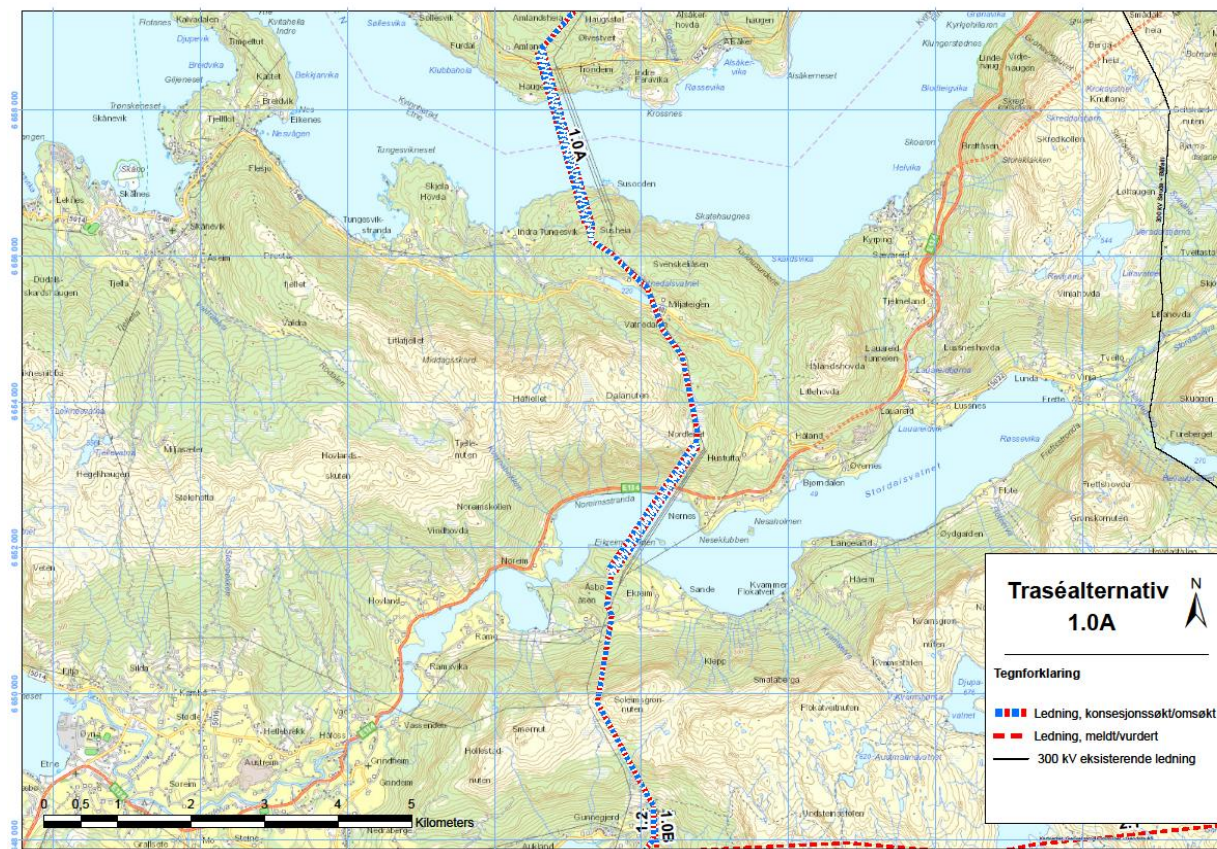
Alternativ 1.0A går ut øst for Blåfalli stasjon (se Figur 6), noe Statnett vurderer som beste tekniske løsning for ledningsføring inn til stasjonen. Videre vil alternativ 1.0A gå i parallell med eksisterende 300 kV-ledning Blåfalli-Sauda opp Veslafjellet og fortsette sørover forbi Bergstølsvatnet. Traséen er justert fra meldingen og går nå på vestsiden av eksisterende ledning, vest for Bergstølsvatnet i ca. 7,5 km. Dette for å redusere landskapspåvirkningen i området, samt for å unngå flere kryssinger av eksisterende ledning. I parallellføringen med eksisterende 300 kV-ledning vil ny ledning komme ca. 150 meter fra nærmeste bygning ved Vikastølen. 1.0 A vil passere hytte- og turområder på strekningen mellom Blåfalli og Seldalsvatnet. Ved Hagardskvilet svinger traséen sørvestover, og møter alternativ 1.1 ved Seldalsvatnet (se Figur 6). Langs Bergstølsvatnet vurderer Statnett på grunn av terrengmessige forhold å bruke mast med trekantoppheng.



Figur 7: Vestsiden av Bergstølvatnet sett fra sør. Eksisterende ledning mellom vannet og planlagt ledning.

Alternativ 1.1 går ut vest for Blåfalli stasjon, i et område hvor det er begrenset plass til ledningsføring som følge av flere eksisterende ledninger og kupert terreng (se Figur 6). Statnett har vurdert flere ulike traséføringer ut vest for stasjonen, og ble i utredningsprogrammet fra NVE bedt om å vurdere en justering for å unngå kryssing av Opstveitvatnet og legge ledningen bort fra bebyggelsen på Opstveit. For å komme ut av stasjonsområdet må alternativ 1.1 først følge eksisterende ledninger opp på Åsnibba. Videre følger de eksisterende ledningene en smal åsrygg med bratte sider, og her er det ikke plass til ny ledning. Den planlagte ledningen må derfor bryte av og spenne over Opstveitvatnet og i samme spennet krysse den eksisterende 66 kV-ledningen Blåfalli-Litledalen. Dette gjør at 1.1 vil komme høyt i terrenget over Opstveitvatnet, men vurderes likevel til å bli mindre dominerende enn ledningsføringen i traséen som først ble meldt. Det kupert terrenget gjør det ikke mulig å gå parallelt med 66 kV-ledningen de første 4,5 km. Traséen vil derfor gå noe høyere opp i lia enn eksisterende 66 kV på strekningen Opstveitvatnet – Ytre Matre. Fra Ytre Matre følges 66 kV ledningen parallelt, med ny 420 kV ledning på østsiden av denne. Alternativ 1.1 fortsetter relativt rett sørover mot Åkrafjorden til den møter alternativ 1.0A ved Seldalsvatnet. Både ved Matersdalen og ved Ytre Matre vil ledningen gå i nærheten av fastboende.

Traséen i alternativ 1.0A er ca. 0,9 km lengre sammenlignet med alternativ 1.1 mellom Blåfalli og Seldalsvatnet. På tross av kortere strekning i 1.1., vurderer Statnett at det er uvesentlige økonomiske forskjeller mellom alternativene, grunnet at traséen i alternativ 1.1 må bygges i et mer kupert og utfordrende terreng. Det vurderes som aktuelt å bruke aluminiumsmaster på kortere deler av strekningen nordover fra Litledalen og mer aktuelt å bruke på 1.0A enn 1.1 ut fra landskapshensyn.



Figur 8: Kartutsnitt av omsøkte alternativ 1.0A mellom Åkrafjorden og Litledalen.

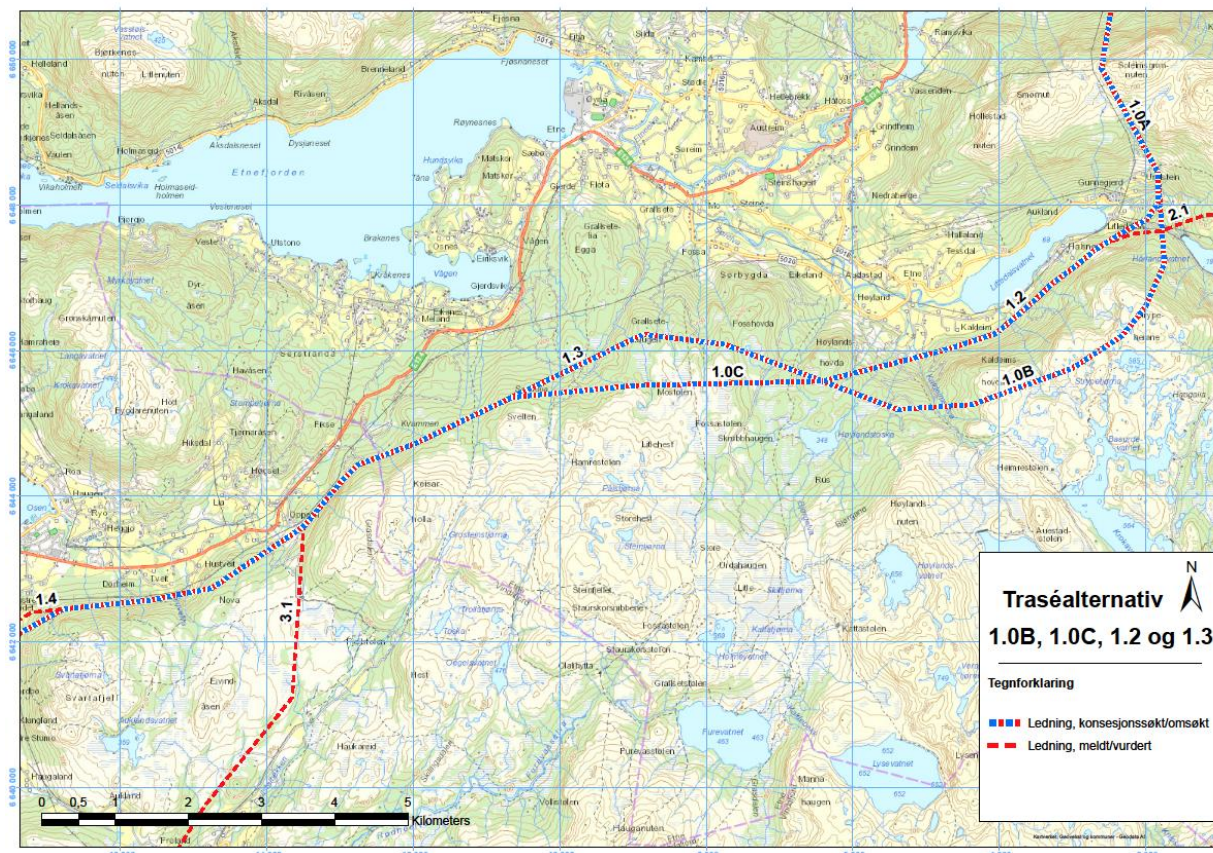
Fra Seldalsvatnet til Litledalen fortsetter alternativ 1.0A som det eneste omsøke alternativ på strekningen (Figur 8). Ved Seldalsvatnet krysser traséen eksisterende 66 kV og fortsetter i parallell på vestsiden av denne. Mellom Amland og Susheia vil ny ledning krysse Åkrafjorden med et fjordspenn på ca. 2,0 km, her også vest for eksisterende 66 kV-fjordspenn. Fjordspennet i 1.0A krysser også over fylkesvei 40, Åkraveien. Det vil kreve kjørbær adkomst til fjordspennmastene på en side av fjorden, og det omsøkes permanent vei på nordsiden av fjordspennet for sikker adkomst i driftsfasen.

Mellom Åkrafjorden og Litledalen fortsetter ledningstraséen i parallell på vestsiden av eksisterende 66 kV. Dette delstrekket går i kupert terreng, og med til dels bratte dalsider, og krysser det vernede Etnevassdraget. Fra meldingen er traséen justert til å gå i parallell med eksisterende 66 kV rundt Dalanuten for å samle inngrepene. Videre er kryssing av E134 og Stordalsvatnet er også lagt parallelt med eksisterende 66 kV, hvor det blir et ca. 2 km langt kryssningsspen. Etter kryssing av Stordalsvatnet legges ny trasé på østsiden av eksisterende 66 kV, der 66 kV-ledningen krysses ved Åsbøåsen. Ny ledning vil da trekkes noe lenger bort fra bebyggelsen langs Kvamsvegen, og fortsetter langs eksisterende 66 kV trasé til Undstein i østenden av Litledalsvatnet.

Begge alternativene er vurdert å gi negative miljøkonsekvenser, se kap. 7 og Vedlegg 2. Det er i hovedsak konsekvenser forbundet med hogst i ryddebelte som slår negativt ut for temaene naturmangfold og landskap. De miljømessige forskjellene mellom alternativene er vurdert som liten.

Statnett omsøker alternativ 1.0A som prioritert alternativ på strekningen Blåfalli – Litledalen, mens alternativ 1.1 omsøkes som sekundært alternativ for delstrekningen Blåfalli – Seldalsvatnet.

4.2.2.2 Litledalen – Ølen



Figur 9: Kartutsnitt av omsøkte alternativ 1.0B, 1.0C, 1.2 og 1.3, mellom Littledalen og Ølen.

Gjennom Littledalen passerer eksisterende 66 kV-ledninger på nordsiden av Littledalsvatnet. Grunnet det åpne landskapet og nærhet til bebyggelse, har Statnett vurdert det som en bedre løsning å legge ny 420 kV-ledning sør for Littledalsvatnet. Fra meldingen kom det flere høringsuttalelser på traséen langs Littledalsvatnet og på ledningsføringen vestover forbi Sørbygda. I samarbeid med berørte grunneiere og Etne kommune er traséene på strekningen justert lenger sør og opp i lia, i tillegg er det utarbeidet to nye traséer som også omsøkes (1.0B og 1.3). Justeringene medfører kortere parallellgang med eksisterende 66 kV-ledninger på strekningen Littledalen-Ølen, enn hva som tidligere ble skissert i meldingen.

Alternativ 1.2 tilsvarer meldte trasé 3.0 i meldingen, med noen justeringer. Traséen går fra Undstein, langs Littledalsvatnet i overkant av Halsnes og Kaldeim, og møter alternativ 1.0.B sør for Høylandshovda (se Figur 9). Etter høringsinnspill og anmodning fra NVE er alternativ 1.2 lagt lenger unna bebyggelsen langs Littledalsvatnet, ca. 100 meter fra nærmeste hus på Halsnes, og i underkant av 200 meter fra nærmeste gård ved Kaldeim. Statnett har vurdert mulighetene for å legge traséen enda høyere opp i dalsida, men på grunn av det bratte terrenget vurderes det som risikofylt og byggeteknisk krevende å justere traséen lenger opp enn hva som foreligger i omsøkte alternativ 1.2.

Alternativ 1.0.B går fra Undstein og opp på fjellet, over Strypeheiane og Kaldeimshovda, før den møter alternativ 1.2 sør for Høylandshovda (se Figur 9). Ved å gå over fjellet er trasé 1.0.B trukket bort fra bebyggelsen og det kulturhistoriske miljøet i Etne som er vernet som "kulturlandskap av særlig nasjonal verdi". Imidlertid vil 1.0B komme tettere inn på turterreng i område. Alternativ 1.0.B medfører en noe lengre trasé (ca. 1,1 km) enn alternativ 1.2, noe som utgjør en merkostnad på ca. 7 MNOK. Alternativet vurderes av Statnett allikevel å være bedre teknisk og driftsmessig.

De to traseene vurderes som likestilt med tanke på konsekvenser for naturmangfold og kulturminner. Landskapsmessig, og ut fra vurderinger knyttet til friluftsliv, er alternativ 1.0.B rangert som den beste i konsekvensutredningene.

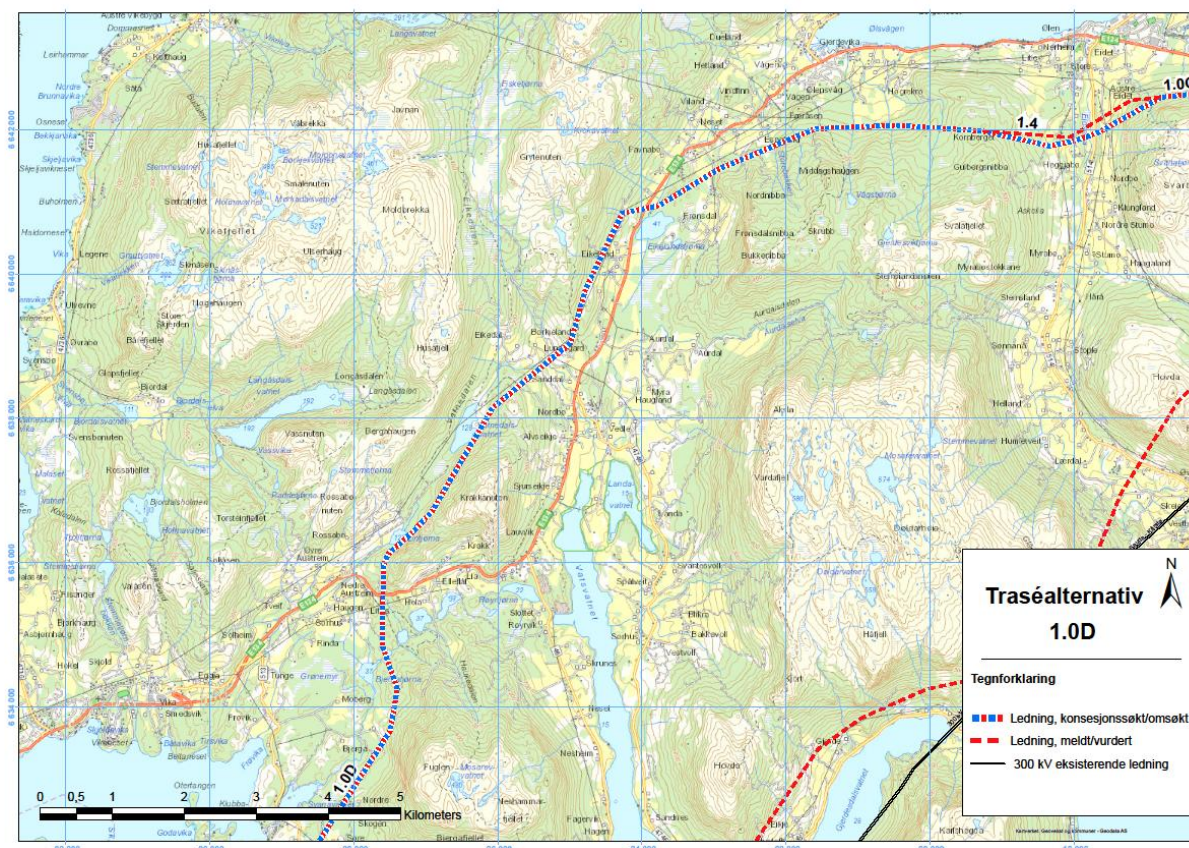
Statnett omsøker alternativ 1.0B som prioritert alternativ på strekningen mellom Litledalen og Høylandshovda. Alternativ 1.2 omsøkes med sekundær prioritet.

Alternativ 1.0.C forbi Sørbygda/Etne går over Mostølen, mens alternativ 1.3 går i en bue rundt Grallsetehaugen før den møter 1.0C ved Sandalia (Figur 9). Alternativ 1.3 medfører flere vinkler på ledningen og ca. 300 m lengre trasé enn prioriterte alternativ 1.0C, noe som utgjør en merkostnad på ca. 2 MNOK. Alternativ 1.3 vil også komme inn over stiene på turstiene fra Trommedalen i større grad enn det søndre alternativet 1.0C.

Fra Sandalia til Ølen fortsetter 1.0C sørvestover som eneste omsøke alternativ. Traséen møter eksisterende 66 kV-trasé sør for skytebanen på Fikse, hvor traséen etter høringsinnspill er justert lenger unna skytebanen enn hva som tidligere ble meldt. Traséene fortsetter parallelt i lia frem til Ølen transformatorstasjon, der underliggende nett går inn til stasjonen, mens ny 420 kV passerer forbi.

Statnett omsøker alternativ 1.0C som prioritert alternativ mellom Høylandshovda og Ølen. Alternativ 1.3 omsøkes med sekundær prioritet for strekningen Høylandshovda-Sandalia.

4.2.2.3 Ølen – Skjoldastraumen



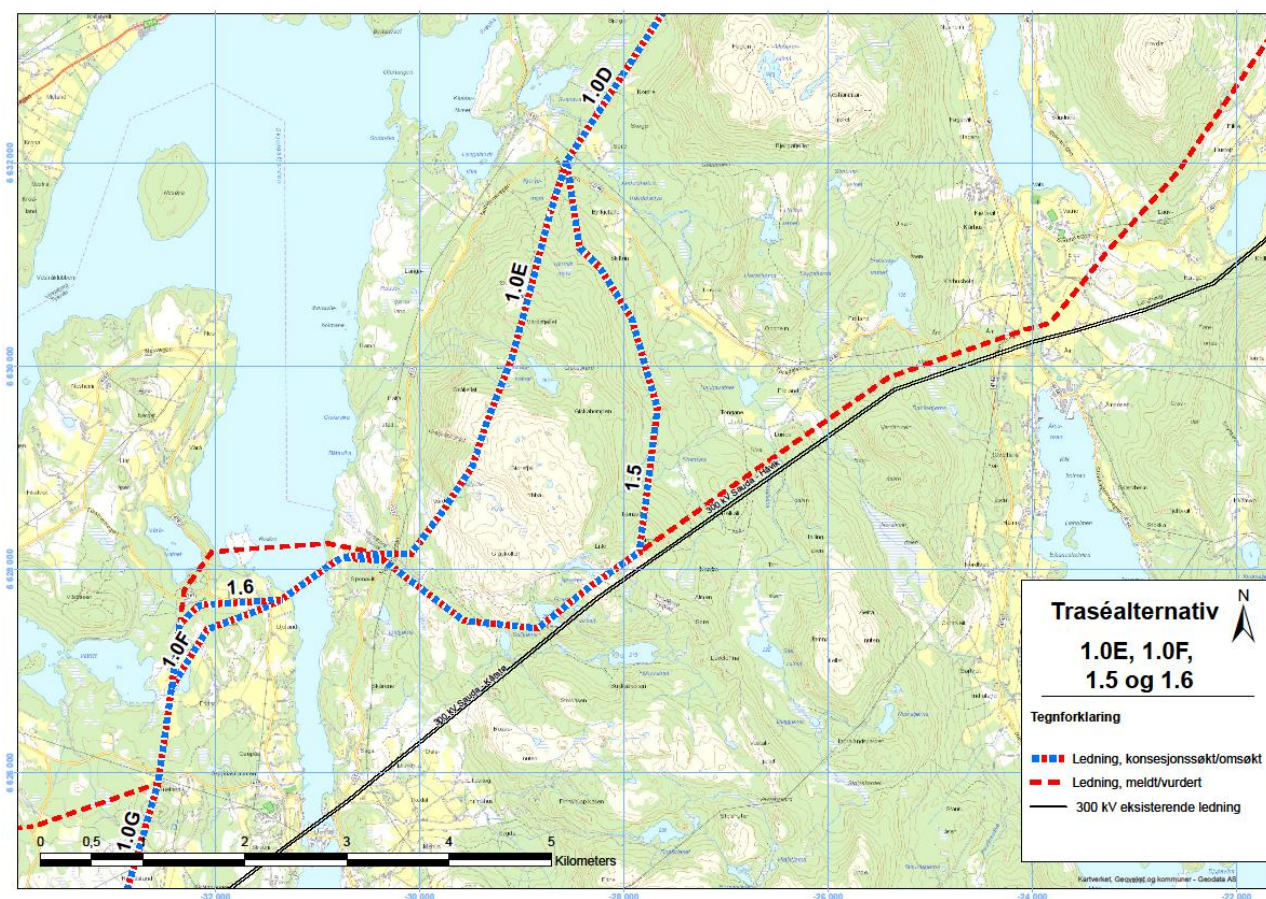
Figur 10: Kartutsnitt av omsøkte alternativ 1.0D mellom Ølen og Dalsdal.

Ved Ølen transformatorstasjon sør for Ølen vil ny 420 kV-ledning bøye av sørover fra parallellføring med eksisterende 66 kV, og krysse dalen og Sandeidvegen ca. 700 meter sør for transformatorstasjonen. Det ligger et regulert industriområde på Nerheim, og Vindafjord Kommune har

her kommet med innspill på ønsket ledningstrasé. Traséen er justert noe på bakgrunn av innspill, men det er også behov for å sikre avstand til bebyggelse i området. Omsøkt alternativ 1.0D er derfor lagt i ytterkant lengst sør i næringsområdet (se Figur 10). Traséen ligger da ca. 100 meter fra bebyggelse på Heiabø. Det ble også vurdert en alternativ traséføring lenger inn på næringsområdet for å se på mulighetene for å komme lenger unna bebyggelse, dette alternativet beskrives i kap. 5.1.2 men omsøkes ikke.

Videre fra Nerheim fortsetter trasé 1.0D som eneste omsøkte alternativ rett vestover, der den går inn i parallell trasé med konsesjonsgitte 66(132) kV-ledninger Ølen-Våg-Bratthammar sørvest for Nerheim næringsområde. Traséene fortsetter parallelt sørvestover, hvor de krysser en lokal/regionalt viktig trekkerte for fugl samt E134 ved Eikelandstjørna og fortsetter i parallell videre sørvestover gjennom Vatnedal. Nærme Lintjørna svinger planlagt 420 kV-ledning sørover og bort fra 66 kV, i retning Storefjellnibba ved Skjoldastraumen.

Statnett omsøker alternativ 1.0D som eneste traséalternativ mellom Ølen og Dalsdal.



Figur 11: Kartutsnitt av omsøkte alternativ 1.0E, 1.0F, 1.5 og 1.6, mellom Dalsdal og Erlandstjørna.

Ved Dalsdal fortsetter alternativ 1.0E etter 1.0D i sørvestlig retning, og går på vestsiden av Storefjellnibba (Figur 11). Etter høringsinnspill fra meldingen er traséen lagt lengre opp i dalsiden øst for fv513. Dette gir økt avstand til strandsonen med eksisterende og planlagte hyttefelt ved Giskavik/Hamn. Denne justeringen gjør alternativ 1.0E mer synlig fra større deler av områdene rundt indre del av Skjoldafjorden.

Som et alternativ til 1.0E har Statnett utredet alternativ 1.5 med traségang øst for Storefjellnibba, som omsøkes med sekundær prioritet på strekningen. Sammenlignet med 1.0E, går 1.5 lavere i terrenget. Alternativet vil delvis gi parallellføring med eksisterende ledninger Sauda – Håvik/Kårstø, hvor utredet

alternativ har 80-100 m avstand til eksisterende ledninger til grunn med hensyn til forsynings sikkerheten (se kap. 4.6). Miljømessig er alternativ 1.5 vurdert som noe bedre enn 1.0E. Traseen vil gi mindre konsekvenser for fugl og rangeres også bedre med tanke på konsekvenser på landskap og friluftsliv. Alternativ 1.5 vil bli ca. 2,6 km lengre enn 1.0E, noe som gir en merkostnad på ca. 16 MNOK.

Statnett omsøker alternativ 1.0E som prioritert alternativ på strekningen Storefjellnibba – Sponavik, hvor traséen vil gå på vestsiden av Storefjellnibba. Alternativ 1.5 omsøkes med sekundær prioritet.

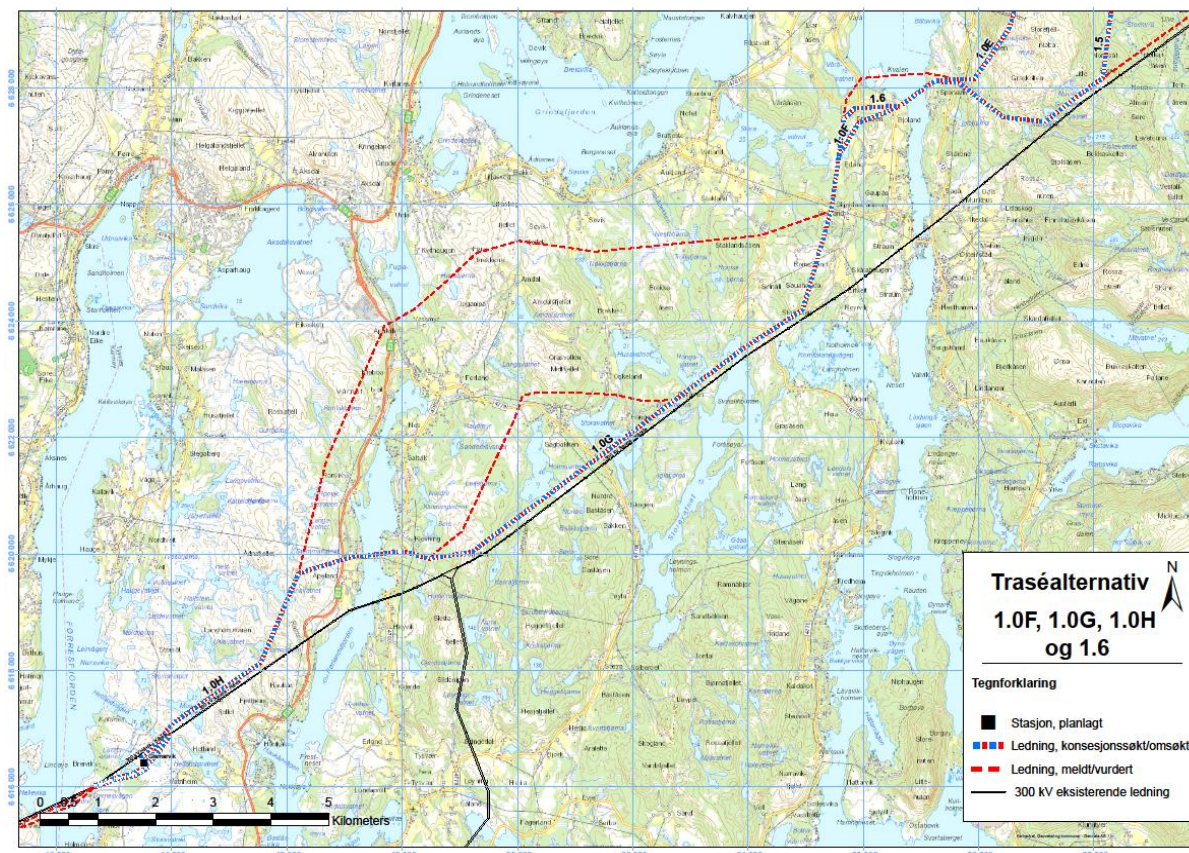
Etter meldingen kom det flere høringsinnspill for kryssing Skjoldastraumen. Basert på innspill og egne vurderinger har Statnett undersøkt og utredet flere alternative traséer for kryssing av Skjoldastraumen som ikke omsøkes (se kapittel 5). For kryssing av Skjoldastraumen omsøker Statnett kun ett alternativ (1.0F).

Alternativ 1.0F krysser Skjoldastraumen fra nordsiden av hyttefeltet i Sponavika, og kommer inn på vestsiden av Skjoldastraumen mellom gården på Bjoland og bebyggelsen på Revsnes (se Figur 11). Ledningen vil ligge ca. 100-120 meter fra bebyggelse, mens den vil komme ca. 60-65 meter unna en driftsbygning på Bjoland. Alternativet fortsetter rundt vestsiden av Freiåsen og Erlandstjørna, og videre sørover på vestsiden av Dualandsåsen ned mot eksisterende 300 kV-ledninger Sauda – Håvik/Kårstø. Alternativ 1.0F vurderes i konsekvensutredningene å ha middels til store negative konsekvenser for tema kulturminne/kulturmiljø da alternativet kommer i direkte konflikt med registrerte kulturmiljøer på Freiåsen.

Alternativ 1.6 er derfor utredet og omsøkes for å unngå å direkte konflikt med kulturmiljøer på Freiåsen. Istedenfor å gå over Freiåsen, går ledningstraséen i 1.6 vestover fra mastepunktet ved Bjoland og går rundt Kringelåsen, før den går rett sør og møter 1.0F ved Erlandstjørna. Alternativet unngår direkte konflikt med to registrerte kulturmiljøer på Freiåsen, men vil på en annen side komme nærmere bebyggelse ved Nesvegen. Ledningen vil da komme ca. 30 meter fra bygningens yttervegg.

Statnett omsøker alternativ 1.0F som prioritert alternativ på strekningen mellom Sponavik og Erlandstjørna. Alternativ 1.6 omsøkes med sekundær prioritet.

4.2.2.4 Skjoldastraumen – Gismarvik



Figur 12: Kartutsnitt av omsøkte alternativ 1.0F, 1.0G, 1.0H og 1.6, mellom Skjoldastraumen og omsøkt ny transformatorstasjon på Gismarvik.

Alternativ 1.0G fortsetter fra alternativ 1.0F/1.6 i sørgående retning, over Dueland, til Steinåsen (se Figur 12). Mellom Steinåsen og Valdersfjellet går alternativ 1.0G med 80-100 meters avstand til eksisterende 300 kV-ledninger Sauda – Håvik/Kårstø. Alternativ 1.0G kommer i konflikt med to fritidsboliger, og det påpekes i KU at alternativet gir stor negativ konsekvens for naturmangfold. De negative konsekvensene for naturmangfold kan reduseres ved begrenset hogst i dette området. Det har også blitt utredet et alternativ for justering av 1.0G rundt Sagbakken, samt et alternativ hvor ledningen går vestover fra Dueland til Apalvik ved Fuglavatnet før den går i sørgående retning og møter 1.0G ved Apeland. Disse alternativene beskrives i kapittel 5 men omsøkes ikke.

Fra Valdersfjellet vil ledningen i alternativ 1.0G gå vestover forbi Klovning, og ikke lenger følge eksisterende 300 kV-ledninger sørvest. Dette kommer av at planlagt ledning ikke kan krysse Førlandsfjorden i parallell med eksisterende 300 kV uten å innløse bolighus. Det omsøkes en kryssing nord for Klovningholmen mot Apeland, der eksisterende 66 kV ledning krysser i dag.

Statnett omsøker alternativ 1.0G som prioritert alternativ på strekningen mellom Erlandstjørna og Apeland.

Fra Apeland på vestsiden av Førlandsfjorden vil ny ledning (alternativ 1.0H) gå sørvest, krysse østenden av Ådnavatnet og møte eksisterende 300 kV og Haugaland Kraft Netts 132 (66) kV-ledning ved Ramslietjørn (se Figur 12). Ledningene fortsetter i parallell inn mot ny Gismarvik stasjon. Mastehøyde til 1.0H avhenger av Haugaland Kraft Netts ledningsføring forbi ny Gismarvik stasjon.

Statnett omsøker alternativ 1.0H som eneste omsøkte traséalternativ mellom Apeland og til ny Gismarvik transformatorstasjon.

4.2.3. Transformator- og koblingsanlegg

4.2.3.1 Ny Gismarvik transformatorstasjon

Ny Gismarvik transformatorstasjon omsøkes i den nordligste enden av Haugaland Næringspark på Gismarvik i Tysvær kommune. Haugaland Næringspark er et 5000 dekar stort regulert industriområde, beliggende nært E39. Eksisterende 300 kV-ledninger ut fra Håvik mot hhv. Sauda og Kårstø passerer like nord for næringsparken og området er derfor vurdert til å være godt egnet som tomt for en ny transformatorstasjon.

Området for omsøkt Gismarvik transformatorstasjon er regulert som industriområde, men er ikke utbygd, og preges av et åpent landskap med kystlynghei og flere små vann. Visualisering av ny Gismarvik stasjon er vist i Figur 13, Figur 15 og Figur 16.



Figur 13: Oversiktsbilde fra sør med visualisering av ny transformatorstasjon på Gismarvik. Til venstre i bildet ligger den eksisterende veien i næringsparken som går ned til kaianlegget.

Ny Gismarvik transformatorstasjon vil bli bygget som et tradisjonelt luftisolert 420 (300) kV-anlegg. Dagens eksisterende 300 kV-ledninger, hhv. Sauda-Håvik og Kårstø-Håvik, vil legges inn i stasjonen. Den planlagte ledningen fra Blåfalli bygges for 420 kV, men vil driftes på 300 kV.

Gismarvik transformatorstasjon planlegges med to utbyggingstrinn. Første utbyggingstrinn omsøkes nå og omfatter bygging og drift av stasjonen på 300 kV inkludert tilrettelegging for fremtidig 420 kV. 2. utbyggingstrinn vil omfatte utvidelse av stasjonen med flere felt, oppgradering til drift på 420 kV og mulig SVS-anlegg. Statnett omsøker her tiltak som angår første utbyggingstrinn, inkludert avsatt areal som legger til rette for 2. utbyggingstrinn. Det vil bli lagt til rette for transformering til regionalnettet med en 300/132 kV transformator med mulig senere utvidelse til to transformatorer. Statnett omsøker samla å erverve 238 dekar areal til ny transformatorstasjon, hvorav første utbyggingstrinn av transformatorstasjonen utgjør ca. 50 dekar. Det samla arealet inkluderer også nødvendig ledningstraséer til stasjonen der disse berører næringsparkens areal.

Statnett omsøker ny Gismarvik transformatorstasjon med følgende anlegg:

420 (300) kV Statnett standard dobbel samleskinne med plass til 11 felt hvor

- 4 stk. felt for ledningene Sauda-Håvik og Kårstø-Håvik
- 1 stk. felt for ny ledning fra Blåfalli
- 1 stk. felt for regionalnettransformator T1

April 2020

Konsesjonssøknad. Ny 420 kV-ledning Blåfalli – Gismarvik

- 5 felt ubestykkes
- Stasjonen bestykkes også med:
- 1 stk. regionalnettransformator 300 MVA
 - 1 stk. 132 kV felt for regionalnettransformator T1
 - Statnett standard kontrollhus (inntil 500m²)
 - Lagerbygg (inntil 150 m²)

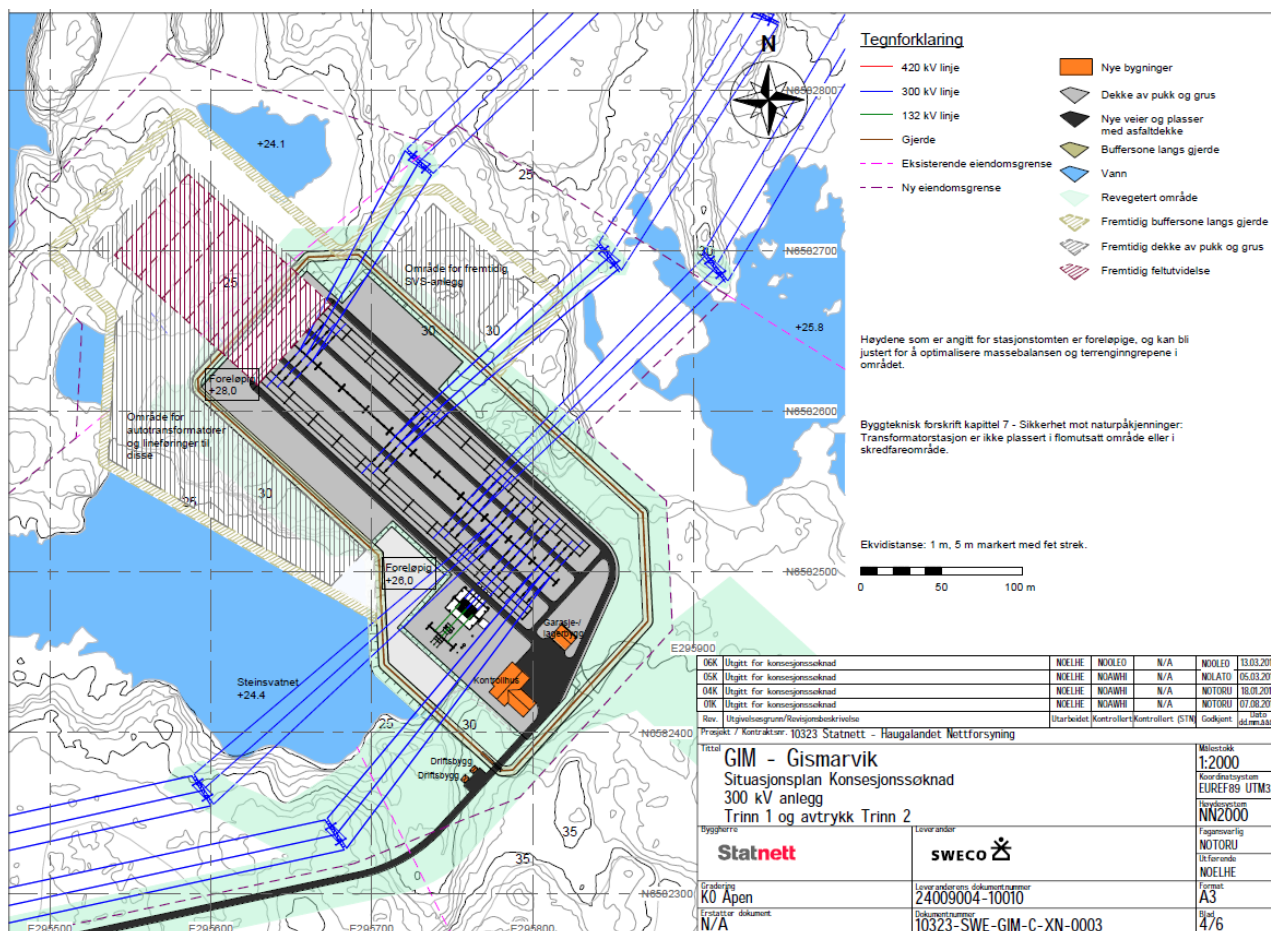
Areal til mulig fremtidig utvidelse for:

- SVS anlegg med transformator
- Felt for fremtidig utvidelse av anlegget og til neste trinn av nettutvikling på Haugalandet

I tillegg omsøker Statnett på vegne av Haugaland Kraft Nett for følgende anlegg:

- Kabling og tilknytning på vegne av Haugaland Kraft Nett (HKN) mellom ny 132kV-stasjon og Statnetts 420 (300) kV Gismarvik stasjon. Kabeltrasé planlegges i tilknytning med veitrasé inn til stasjonen (se Figur 19).

Ny Gismarvik stasjon er planlagt med rom for fremtidig utvidelse mot nordvest for å få plass til flere ledningsfelt og autotransformatorer som muliggjør både 300 kV og 420 kV drift (Figur 14). Deler av arealet som en fremtidig utvidelse av stasjonen vil beslaglegge ligger utenfor næringsparken (ca. 30 dekar), og beslaglegges i dag av eksisterende ledningstrasé. Høydekotene som er angitt for stasjonstomten er foreløpige og kan bli justert for å optimalisere massebalansen og terrenginngrepene i området.



Figur 14: Situasjonsplan for ny Gismarvik stasjon hvor mulig fremtidig utvidelse er vist med skravur. Foreligger også som Vedlegg 5a.



Figur 15: Visualisering av ny 300 kV Gismarvik stasjon sett fra vest, med Langavatnet i forgrunnen og Steinsvatnet nærmest stasjonen.



Figur 16: Visualisering av ny Gismarvik stasjon sett fra småbruket Vatnheim som ligger øst for stasjonen.

I tillegg til det elektriske utendørsanlegget, vil ny Gismarvik stasjon ha et kontrollhus og et lagerbygg/garasje. Kontrollhuset vil ha én etasje, og tilrettelegges for å også ha plass til fremtidige utvidelser av stasjonen. Bygget kan følgelig få et areal på inntil 500 m², og Figur 17 viser typisk utforming og materialbruk for et kontrollhus av denne størrelsen. Lagerbygg med garasje etter Statnetts standard er på en etasje, med et areal på inntil 150 m².

Målsatte fasadetegninger for de omsøkte byggene er vedlagt, Vedlegg 6a og Vedlegg 6b. Generelt vil byggene ha ubehandlede betongoverflater eller tilsvarende vedlikeholdsfrie overflater på alle yttervegger, med rød kontrastfarge på dører, porter og vinduer. Takflatene vil ha mørk grå eller sort farge.



Figur 17: Eksempel på et Statnett standard kontrollhus, her fra Hofstad transformatorstasjon

Det vil støpes betongsjakter rundt transformatorene, med rom for oljeoppsamling og oljeutskiller for å hindre utslipp ved akutte hendelser. Arealet for hver transformersjakt er på inntil 410 kvm. Det er satt av plass på stasjonsområdet for et fremtidig kompenseringssystem (SVS) med eget kontrollhus, men anlegget omsøkes ikke per nå. Figur 18 viser eksempel på utforming av transformersjakter. Vedlegg 6c inneholder fasadetegninger for transformersjakt Gismarvik.

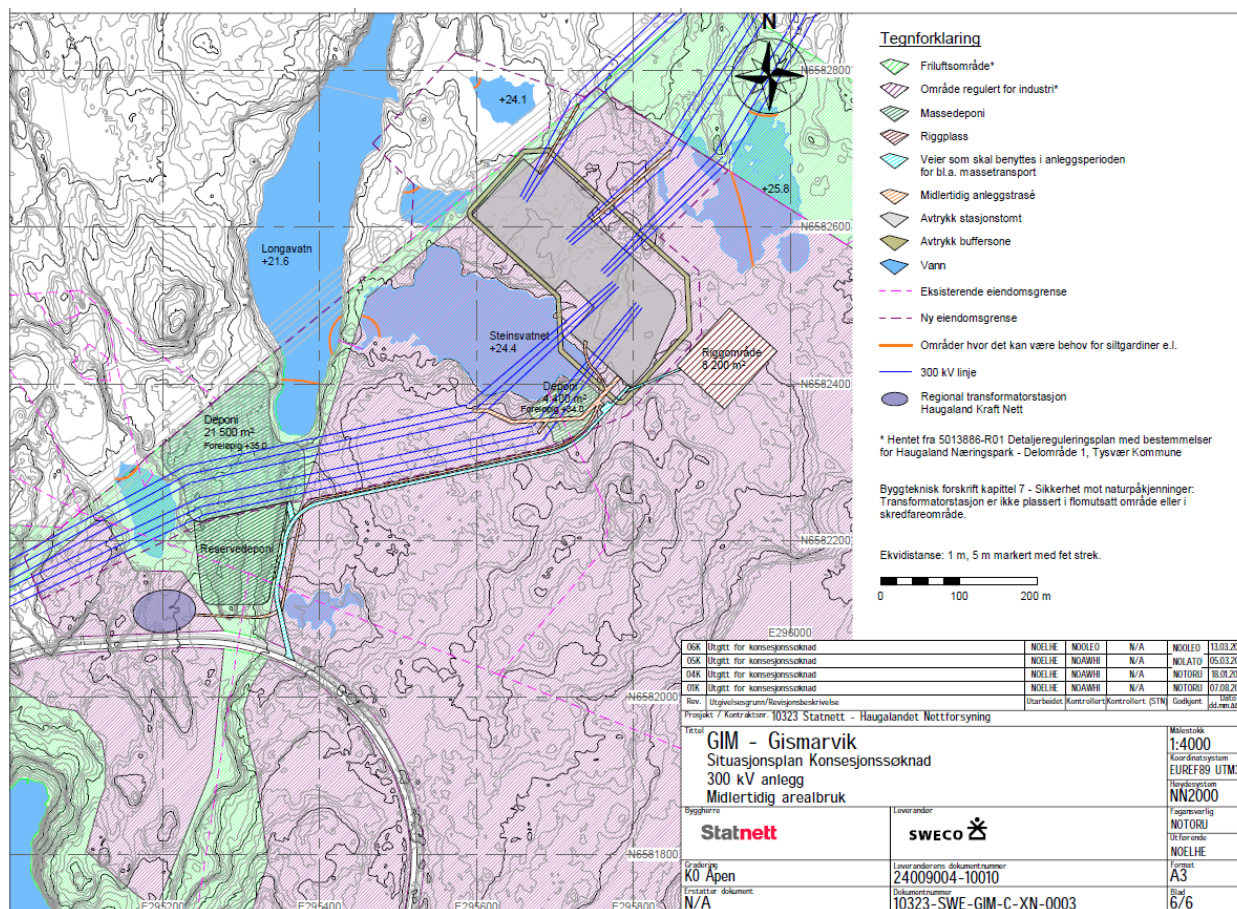


Figur 18: Eksempel på transformersjakter i betong.

Deponier for løsmasser legges i områder i næringsparken som er godkjent for dette (se Figur 19). Eventuelle overskuddsmasser av sprengstein vil bli håndtert i samråd med Haugaland Næringspark. Om de ikke har bruk for sprengstein, kan disse massene også bli lagt i deponi.

Arealbruksplanen (Figur 19) viser omsøkt erverv av ny eiendom, vei inn til stasjonsområdet og områder for deponi og riggplass i anleggsfasen. Statnett presiserer at hele det omsøkt ervervede området kan bli benyttet som anleggsområde i anleggsperioden. Øvrig midlertidig arealbruk til anleggsarbeid vil planlegges mer i detalj frem mot anleggsstart, og beskrives og vises på kart i en miljø-, transport- og anleggsplan (MTA).

Vei inn til transformatorstasjonen er planlagt med en veibredde på inntil ca. fem meter. Transformatortransport stiller strenge krav til stigning og kurvatur på veibanen, og vegbanen vil bli asfaltert.



Figur 19: Arealbruksplan (foreligger også som Vedlegg 5a) som viser omsøkte stasjonstomt for ny Gismarvik transformatorstasjon, inkludert adkomstveg, massedeponiområde, midlertidig riggområde og anleggstrasé til endemaster. Figuren viser også planlagt område for HKNs regionalnettstasjon, samt planlagt kabeltrasé hvor Statnett omsøker permanent kabel på vegne av HKN (angitt som midlertidig anleggstrasé i figuren). Avsatt areal for fremtidig utvidelse av stasjonen er inkludert innen ny omsøkt eiendomsgrense, og kan sees i sammenheng med Figur 14 hvor mulig fremtidig utvidelse av stasjonen er vist med skravur.

Midlertidig anlegg for innkobling av eksisterende nett i ny Gismarvik stasjon.

Ved innkobling av eksisterende 300 kV-ledninger (Sauda-Håvik og Kårstø-Håvik) i ny Gismarvik stasjon, og testing i forbindelse med idriftsetting av stasjonen, må det etableres midlertidig anlegg på begge sider av ny stasjon, se Figur 20. Dette for å sikre forsyningssikkerheten i området i denne fasen.

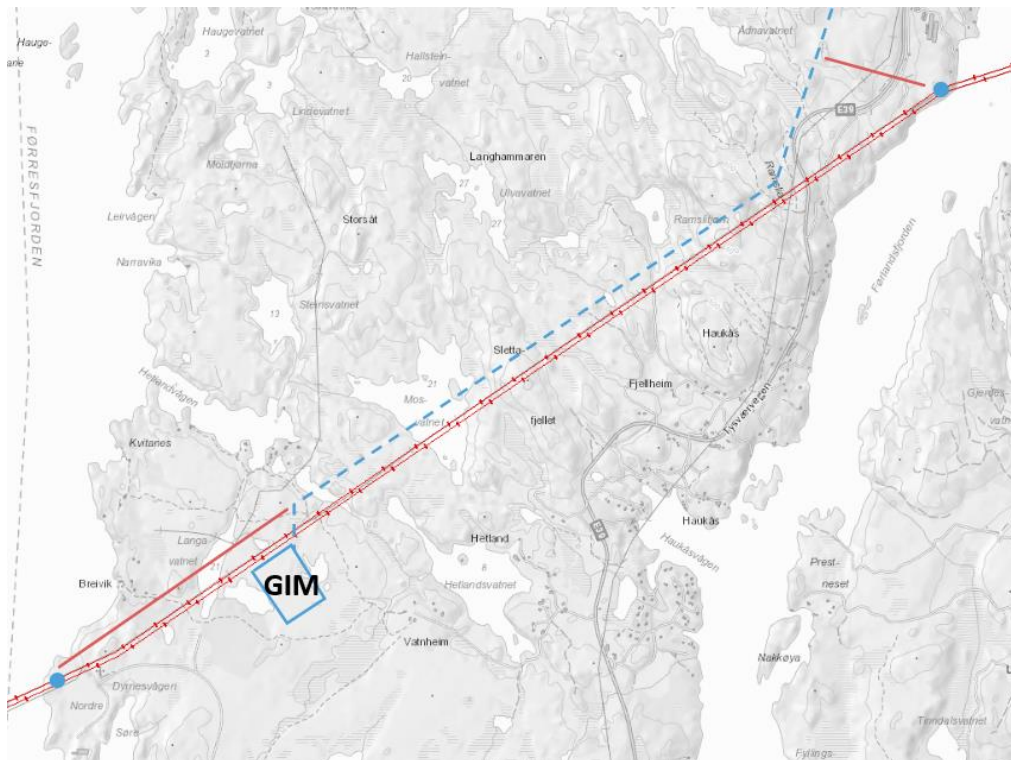
Statnett omsøker følgende midlertidig anlegg i området rundt Gismarvik:

- Midlertidig bryteranlegg, på vest og østsiden for ny stasjon
- To midlertidige ledninger, inkludert midlertidige mastepunkt, mellom bryteranlegg og ny 420 kV-ledning. En vest og en øst for ny stasjon

Det midlertidige anlegget innebærer 3-4 nye midlertidige master på øst- og vestsiden av stasjonen, ca. 1300 meter midlertidig ledning vest for stasjonen, og ca. 500 m midlertidig ledning nær Haukås øst for ny stasjon. Midlertidige strekk vil rives etter ferdigstillelse begrenser seg derfor til to seksjoner markert

med heltrukket rødt i Figur 20. Arealet vil tilbakeføres til opprinnelig stand etter at nytt anlegg er satt i drift.

Denne midlertidige løsningen er ikke detaljprosjektert, og det kan forekomme endringer som følge av videre prosjektering.



Figur 20: Midlertidige anlegg i forbindelse med innfasing av Gismarvik stasjon. Tykke, heltrukne røde linjer viser midlertidige ledninger, og blå punkter viser tilknytningspunkter vest og øst for stasjonen som også vil inkludere bryteranlegg

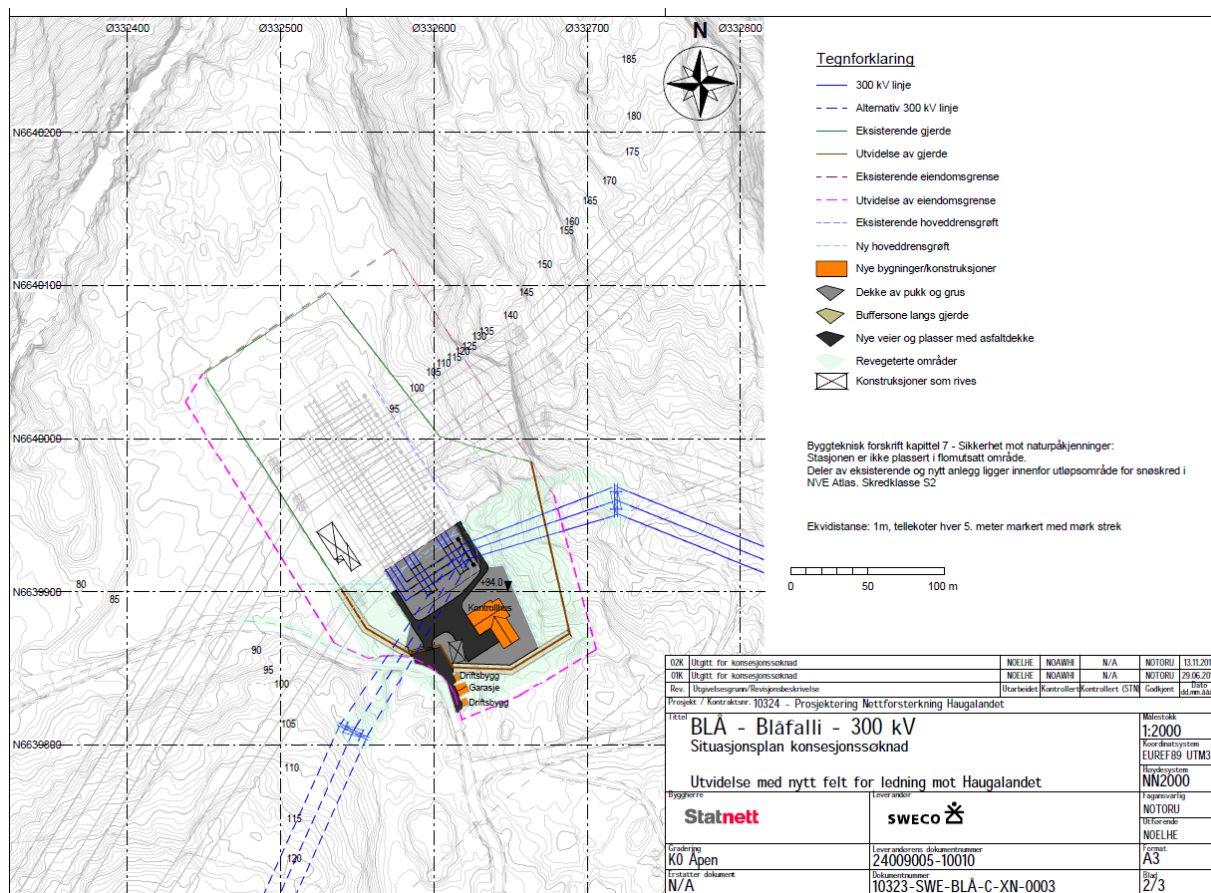
4.2.3.2 Utvidelse Blåfalli koblingsstasjon

Blåfalli koblingsstasjon ble idriftsatt i 1965, og er en viktig transittstasjon nord-sør i sentralnettet mellom Sauda og Mauranger. Det er i dag ingen transformering i Blåfalli, og stasjonen omtales derfor som en koblingsstasjon.

Det søkes om å utvide Blåfalli stasjon med et nytt bryterfelt på sørsiden av eksisterende koblingsanlegg for ny ledning til Haugalandet (Figur 21). Ettersom dagens kontrollanlegg er av eldre dato, og må reinvesteres innen 2024, vil det også anlegges nytt kontrollhus med kontrollanlegg ved stasjonen. Eksisterende kontrollhus og et garasjebygg vil bli revet. Nytt garasjebygg vil bli satt opp på utsiden av stasjonsgjerdet. Det søkes om å utvide dagens stasjonstomt med ca. 12 da, som vist i Figur 21.

Statnett omsøker følgende anlegg i eksisterende Blåfalli koblingsstasjon:

- 1 stk. nytt 300 kV bryterfelt for ledning til Haugalandet
- Nytt kontrollanlegg
- Statnetts standard kontrollhus (opp til 500 m²)
- Nytt garasjebygg (opp til 60 m²)
- Riving av eksisterende kontrollhus og garasjebygg



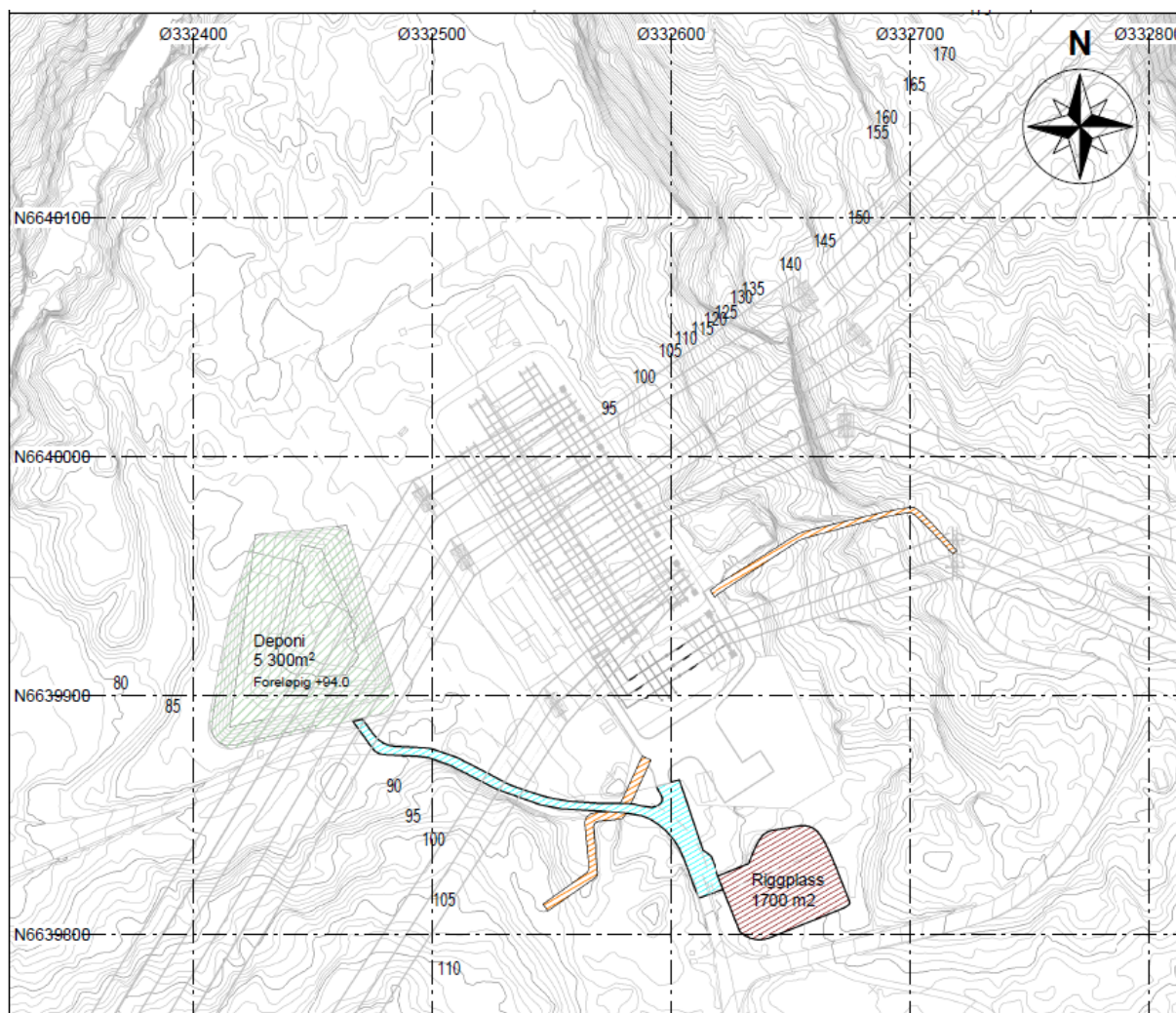
Figur 21: Situasjonsplan (foreligger også som Vedlegg 5b) som viser eksisterende anlegg ved Blåfalli koblingsstasjon i grått, mens omsøkte utvidelse av eiendom, nytt bryterfelt og nytt kontrollhus er skissert i farger.



Figur 22: Oversiktsbilde over Blåfalli koblingsstasjon sett fra sør, med visualisering av omsøkte utvidelser med nytt bryterfelt og nytt kontrollhus.

Kontrollhuset baserer seg på Statnetts standard og utgjør et bygg på én etasje. Kontrollrommet er utvidet som følge av antall fremtidige felt, og bygget kan følgelig få et areal på opp til 500 m². Garasjebygg på én etasje, med et areal på opp til 60 m². Målsatte fasadetegninger for omsøkte bygg er vedlagt søknaden (Vedlegg 6d og Vedlegg 6e). Arealet rundt nytt kontrollhus opparbeides og tilsås.

Arealbruksplanen viser vei inn til stasjonsområdet og områder for permanent deponi, og riggplass i anleggsfasen. Statnett presiserer at hele det omsøkt ervervede området kan bli benyttet som anleggsområde i anleggsperioden.



Figur 23: Arealbruksplan (foreligger også som Vedlegg 5b) som viser planlagte anleggsområder ved Blåfalli stasjon. Dette inkluderer adkomstveg til massedeponi, massedeponiområde, midlertidig riggområde og anleggsstrasé til endemast.

4.3. Anleggsarbeid og transport

De omsøkte tiltakene gjør det nødvendig for Statnett å få tilgang til ledningstraseen via veier og terrengtransport, samt arealer til midlertidige anleggsplasser i anleggsfasen.

Før anleggsarbeidet starter kan NVE sette som vilkår at Statnett utarbeider en miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan). MTA-planene stiller konkrete krav til utførelse av byggearbeidene og skal blant annet sikre at det tas nødvendig hensyn til omgivelsene, både i bygge- og driftsfasen. Planene skal godkjennes av NVE før byggestart.

Statnett omsøker anleggsområder og veier som vist i tabellene i følgende delkapitler, og som vist på kart i Vedlegg 1.

4.3.1. Anleggsplasser

Anleggsplasser er en felles benevnelse for plasser som kan brukes til brakkerigg, oppstilling av vinsjer og linetromler, premontering av stål, utflygning av personell, betong, stål etc., tanking av helikoptre og anleggsmaskiner, lagerplass, opplagsplass for tømmer og andre formål til byggearbeidet. De fleste plassene vil ha kombinerte formål, og det må forventes helikoptertrafikk i tilknytning til alle anleggsplassene.

Anleggsplassene er enten eksisterende plasser eller plasser som må opparbeides eller utvides. Nye anleggsplasser vil som hovedregel være midlertidige tiltak som skal tilbakeføres. Anleggsplassenes størrelser varierer. Generelt varierer størrelsene på anleggsplasser fra ca. 0,5 daa (f.eks. helikopterlandingssteder), til >15 daa (f.eks. hovedlagre).

Den enkelte anleggsplass er vist med et symbol på vedlagte trasèkart, se Vedlegg 1. Nøyaktig avgrensning vil bli avklart og kartfestet i senere MTA-plan.

Tabell 2: Liste over omsøkte anleggsplasser, beskrivelse av type tiltak, størrelse inntil nevnt dekar. Tiltakene med tilhørende ID-nummer vises på kart i Vedlegg 1.

ID	Tiltak	Størrelse	Kommentar
B1	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	Dyrka mark
B10	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 43 da	Dyrka mark
B103	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 1 da	
B104	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	
B105	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 3 da	
B106	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 19 da	
B108	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 12 da	
B109	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 11 da	
B11	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B110	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 7 da	
B111	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B12c	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 20 da	Dyrka mark / Fjellhaugen skisenter
B12a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B12b	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 7,5 da	
B13	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 8 da	Dyrka mark
B14	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6,5 da	Dyrka mark
B15	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B150	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	
B151	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	
B152	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 16,5 da	
B152a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2,5 da	
B153	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2,5 da	
B155	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 18 da	Dyrka mark
B156	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 16 da	Dyrka mark
B157	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 26 da	Dyrka mark
B158	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	
B16	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 3 da	Dyrka mark
B160	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 10,5 da	
B17	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	Dyrka mark
B18	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	Dyrka mark
B19	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 7,5 da	Dyrka mark
B2	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 10 da	Dyrka mark

B20	Omsøkes som permanent plass	Inntil 20 da	
B3	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 1 da	
B30	Omsøkes som permanent plass	Inntil 6,5 da	
B31	Omsøkes som permanent plass	Inntil 1,5 da	
B32	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4,5 da	Dyrka mark
B32b	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	Dyrka mark
B33	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	Dyrka mark
B34	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 17 da	Dyrka mark
B35	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 38 da	Dyrka mark
B36	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	
B37	Omsøkes som permanent plass	Inntil 5,5 da	Fjordspenn
B4	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 8 da	
B40	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 14,5 da	Dyrka mark
B41	Omsøkes som permanent plass	Inntil 9 da	
B42	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B43	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 3 da	
B44	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 40 da	Dyrka mark
B45	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B46	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 24 da	Dyrka mark
B47	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 13 da	Dyrka mark
B48	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 37 da	Dyrka mark
B49	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	
B5	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 9 da	Dyrka mark
B50	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B50b	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 3 da	
B51	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 13 da	
B53b	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 18 da	Dyrka mark
B53	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 9 da	Dyrka mark
B54	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 3 da	
B54a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 1 da	
B55	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B56	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 66 da	
B58	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	
B59	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 22 da	
B6	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B60	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 16 da	
B61	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 29 da	
B62	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 23 da	
B63	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 43 da	Dyrka mark
B64	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	
B64a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	
B65	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 29 da	
B66	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B67	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 51 da	Dyrka mark

B68	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 13 da	
B69	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 12 da	Dyrka mark
B70	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 8 da	Dyrka mark
B71	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 11 da	
B72	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 8 da	Dyrka mark
B73	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 8 da	Dyrka mark
B74	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 11 da	Dyrka mark
B75	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 23 da	Dyrka mark
B75a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 2 da	
B76	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 10 da	Dyrka mark
B77	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	Dyrka mark
B78	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 32 da	Dyrka mark
B79	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 9 da	
B8	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 20 da	Dyrka mark
B80	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	
B81	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	
B82	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 52 da	Dyrka mark
B83	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 9 da	
B84	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	
B84a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 1 da	
B85	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 97 da	Dyrka mark
B85a	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	
B85b	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	
B86	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 5 da	
B87	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 10 da	Dyrka mark
B88	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 9 da	
B89	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 25 da	Dyrka mark
B9	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 43 da	Dyrka mark
B90	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 19 da	
B91	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 7 da	
B92	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 21 da	Dyrka mark
H1	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 13 da	
H2	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 118 da	Havneområde
H3	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 43 da	Havneområde
H4	Midlertidige tiltak kan bli nødvendig	Inntil 25 da	Havneområde
H5	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 17 da	Havneområde
H6	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 4 da	Ferjekai
H7	Midlertidig tiltak kan bli nødvendig	Inntil 6 da	Kaianlegg

4.3.2. Transport

Statnett omsøker veiltak for bygging og drift av ny 420 (300) kV ledningen mellom Blåfalli og Gismarvik, samt veiltak for bygging og drift av ny stasjon på Gismarvik og utvidelse av Blåfalli stasjon.

Tabell 3 viser omsøkte permanente veiltak, Tabell 4 viser omsøkte midlertidig bruk og mulig oppgradering av eksisterende vei, og Tabell 5 viser oversikt over omsøkte midlertidige veier for anlegg- og terrengtransport. ID i tabellene henviser til tilsvarende nummer på kart (se Vedlegg 1) for den enkelte vei. Statnett omsøker bruk/oppgradering/anleggelse av de ulike veiene i tråd med beskrivelsen i kolonnen "bruk av vei".

Tabell 3: Liste oversikt over omsøkte nye permanente veier. Tiltakene med tilhørende ID-nummer vises på kart i Vedlegg 1.

ID	Type	Bruk av vei
V8	Veiklasse 4	Permanent veg
V4b		Permanent veg
V15		Permanent veg
V13d		Permanent veg
V13a		Permanent veg
V11a		Permanent veg

Tabell 4: Liste over eksisterende veier som omsøkes for bruk og mulig tiltak for oppgradering. De mulige tiltakene for oppgradering omsøkes som permanente, uten tilbakeføring etter fullført bruk. Tiltakene med tilhørende ID-nummer vises på kart i Vedlegg 1.

ID	Type	Bruk av vei
1		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
12B		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V1		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V10		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V11		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V12		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V126a		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V12a		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V13		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V13b		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V13c		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V14		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V16		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V17		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V18		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V19		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V19a		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V2		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V20		Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V21		Bruk og mulig tiltak for oppgradering

V22	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V22a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V23	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V23a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V23c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V24	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V24a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V24b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V24c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V24d	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V25	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V26	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V27	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V27b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V29	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V3	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V30	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V32	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V32a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V33	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V33a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V33b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V34	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V34a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V34b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V35	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V35a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V36	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V37	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V37a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V38	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V38a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V39	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V39B	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V4	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V40	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V40a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V40b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V40c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V41	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V41a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V41b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering

V41c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V41d	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V41e	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V42	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V43	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V43b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V44	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V44a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V45	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V46	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V46a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V46b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V47	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V47a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V47b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V47c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V47d	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V49	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V4a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V5	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V50	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V52	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V53	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V54	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V55	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V56	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V57	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V6	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V61	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V61a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V61b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V61c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V62	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V63	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V63a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V63b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V63c	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V63d	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V64	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V64a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V65	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V65a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V65b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V66	Bruk og mulig tiltak for oppgradering

V67	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V68	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V68a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V6a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V6b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V7	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V70	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V71	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V72	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V74	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V75	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V77	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V78	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V78b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V79	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V7a	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V7b	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V87	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V88	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V88B	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V88C	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V89	Bruk og mulig tiltak for oppgradering
V89B	Bruk og mulig tiltak for oppgradering

Tabell 5: Liste over omsøkte tiltak for midlertidige anleggsveier og terrengtransport. Statnett tar sikte på å tilbakeføre disse områdene til deres opprinnelige bruksformål, så langt det lar seg gjøre. Tiltakene med tilhørende ID-nummer vises på kart i Vedlegg 1.

ID	Type	Bruk av vei
V6c		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V6a		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V16		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V18a		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V19b		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V23b		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V23d		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V26b		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V27a		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V28		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V33c		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V42a		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V43a		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V49a		Midlertidig anleggsvei/terrengtransport

V49c	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V51	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V55a	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V55B	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V67a	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V72a	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V73	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V74a	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V76	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport
V78c	Midlertidig anleggsvei/terrengtransport

4.3.3. Deponi

Statnett omsøker permanente deponi i forbindelse med utvidelse av eksisterende Blåfalli stasjon og for etablering av ny Gismarvik stasjon. For Blåfalli stasjon søkes det å etablere et permanent deponi utenfor stasjonseiendommen. For ny Gismarvik stasjon etableres det deponi innenfor omsøkt ervervet eiendom, samt et deponiområde utenfor omsøkt ervervet grunn men innenfor området regulert til Haugaland Næringspark.

Tabell 6: Liste over omsøkte deponi i tilknytning utvidelse av Blåfalli koblingsstasjon og ny Gismarvik transformatorstasjon.

Plassering	Størrelse	Kommentar
Blåfalli	Inntil 5,3 da	Planlagt permanent deponi utenfor omsøkt ervervet eiendom.
Gismarvik	Inntil 4,4 da	Planlagt permanent deponi innenfor omsøkt ervervet eiendom.
Gismarvik	Inntil 21,5 da	Planlagt permanent deponi innenfor omsøkt ervervet eiendom.
Gismarvik	Inntil 12 da	Planlagt permanent deponi innenfor Haugaland Næringspark sitt regulerte planområde

4.4. Sikkerhet og beredskap

Ny 420 kV Blåfalli – Gismarvik vil være eksponert for ulike risikoforhold på ulike strekninger. Det er gjort vurderinger av klimaeffekter som vind- og islaster i høyreliggende områder, samt risiko for snøskred, steinsprang og jord- og flomskred. Det er korte strekninger som ligger høyt uten veitilgang, men traséen anses ikke som særskilt problematisk for sikker bygging og tilgang i driftsfasen.

Tilgang til anlegget er analysert i samarbeid med driftspersonell som har ansvar for drift av dagens ledning. Omsøkte løsninger vil ivareta behov for tilkomst og muligheter for vedlikehold. Der ledningen går i parallell med eksisterende 300 kV-kraftledninger, er det prioritert å øke avstanden mellom ny og eksisterende ledninger for en bedret forsyningssikkerhet, men også av hensyn til sikkerhet for driftspersonell. I utbyggingsfasen vil dette også føre til lavere risiko for at maskiner, utstyr, helikopterlast kommer innenfor risikoavstanden til strømførende ledninger. Det vil også redusere behovet for utkobling av eksisterende ledninger mens byggingen pågår. Samme fordel oppnås i driftsfasen ved vedlikeholds- / reparasjonsarbeider.

Det er planlagt for brannberedskap ved ny Gismarvik stasjon ved at en ny vannledning legges ut fra den kommunale vannledningen som går gjennom næringsparken. Det vil bli etablert tilstrekkelig antall brannvannsuttak og oppstillingsplasser for brannbil. Blåfalli har i dag tilgang til slokkevann med brannvannstank og pumpeanlegg.

4.5. Sikkerhet mot flom og skred

Det er gjennomført skred- og rasvurderinger av hele traséen, og det er ikke identifisert særskilte områder som kan være utsatt for flom og skred. En luftledning eksponeres for vær og vind, noe som vil resultere i feil og behov for utkoblinger av luftledningen. De fleste feilene er forbigående, slik at ledningen raskt kan kobles inn igjen. Ved større skader på ledningen sørger Statnett sin beredskap for at permanente eller midlertidige reparasjoner foretas slik at ledningen kan kobles inn så raskt som mulig.

Ledningen går i områder med moderate klimalaster, men av sikkerhets- og beredskapshensyn mot sårbar industri må vi øke avstanden ved parallellføringer til de to eksisterende 300 kV-ledninger Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø fra 20 til ca. 100 m. De to eksisterende ledningene er hovedforsyningen til Håvik og Kårstø, og står svært tett i dag. Hendelser på den ene vil derfor med stor sannsynlighet påvirke den andre. Økt avstand reduserer risiko for samtidig utfall av tre forsyninger til Håvik og Kårstø ved hendelser, det være seg om det er ytre påvirkning eller ved vedlikehold. Ut fra Blåfalli stasjon i alt 1.0A vil ny ledning gå i parallell med normal avstand, da eksisterende 300 kV Blåfalli – Sauda ikke er like sentral for forsyningssikkerheten som ledningene ut til Håvik og Kårstø.

Basert på utformingen av terrenget og nærheten til sjø, er det konkludert med at det ikke er noen fare for flom eller skred for Gismarvik transformatorstasjon. For utvidelsen av Blåfalli koblingsstasjon er skred- og flomfaren blitt vurdert av Norges Geotekniske Institutt (NGI). Rapporten konkluderer med at omsøkte endringer ikke vurderes å være i konflikt med faresoner for skred eller flom.

4.6. Systemløsning

Følgende delkapitler beskriver Statnetts vurderinger og nettutviklingsplan for Haugalandet.

4.6.1. Trinn 1-tiltakene hever nettkapasiteten, men det er fortsatt ikke reserveforsyning

Høsten 2018 satte Statnett inn to 100 MVar kondensatorbatterier på ledningene Sauda-Håvik og Håvik-Spanne. I løpet av 2020 skal også SKL-ringen være temperaturoppgradert. Dette danner første trinn av nettutviklingen på Haugalandet. Noe som vil gi N-1 kapasitet i SKL-snittet til forbruket som er gitt nettilknytning, men fremdeles vil det mangle reserveforsyning ved alle planlagte driftsstanser. Om feil på nettet sammenfaller i tidsrommet for planlagte driftsstanser, kan dette medføre strømavbrudd. På bakgrunn av et stort reinvesterings- og fornyelsesbehov på Haugalandet, forventer Statnett at utkoblingsbehovet vil holde seg høyt i årene som kommer.

4.6.2. Ytterligere forbruksvekst i industrien vil svekke forsyningssikkerheten

Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer industriforbruk på Haugalandet slik nettkapasiteten foreligger i dag. Samtidig kjenner Statnett til planer om rundt 1700 MW økt industriforbruk.

Forsyningssikkerheten på Haugalandet svekkes gradvis i takt med økende forbruk. Elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW) og etablering av 100 MW nytt forbruk i næringsparken gjør at nettet i fravær av tiltak, driftes utenfor N-1 deler av året. I et scenario hvor gassprosesseringsanlegget elektrifiseres og det etableres rundt 500 MW nytt forbruk i Haugaland næringspark, vil nettet driftes uten N-1 hele året. At mer forbruk må ligge på systemvern samtidig som vi må koble ut forbruk før planlagte driftsstanser, vil medføre en økt sannsynlighet og økte konsekvenser for strømavbrudd. Flyten vil videre nærme seg N-0 grensen i nettet. Ved enkeltfeil vil utfall av ledninger da medføre både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende ledninger. De økonomiske konsekvensene er nærmere beskrevet i kapittel 4.7 Teknisk/økonomisk vurdering.

4.6.3. Ny ledning hever N-1 kapasiteten og tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk

En ny ledning hever N-1 kapasiteten i SKL-snittet med rundt 500 MW og tilrettelegger for tilsvarende størrelse av nytt industriforbruk. Med ny ledning og en vekst i industriforbruket på 500 MW vil

driftssituasjonen i nettet være omtrent som i dag, hvor vi har N-1 kapasitet i SKL-snittet men mangler reserve under alle planlagte driftsstanser.

4.6.4. En ny ledning inngår i den langsiktige nettutviklingen på Haugalandet

I kapittel 4.1 så vi at tidligere KVV anbefalte en trinnvis utvikling av nettet på Haugalandet. Da KVV for Haugalandet ble utarbeidet vurderte Statnett at en ny ledning ville gi nok kapasitet til å forsyne alt eksisterende og nytt forbruk. På nåværende tidspunkt foreligger det mer informasjon om forbruket. Som nevnt kjenner Statnett til planer om rundt 1700 MW mer forbruk enn hva det er plass til i nettet, mot 400 MW tidligere nevnt i KVV-en.

Selv om forbruksplanene på nåværende tidspunkt gir et langt høyere forbruk enn hva som forelå når KVV-en ble utarbeidet, vurderer Statnett fortsatt ny ledning som det beste andre trinnet av nettutviklingen på Haugalandet. Tiltaket om en ny ledning gir muligheter for å trinnvis kunne bygge ut nettet i regionen, i takt med forbruksøkningen på Haugalandet. Videre er det nødvendig å ha på plass den nye ledningen, som nå omsøkes, før SKL-ringen oppgraderes til 420 kV.

Statnett jobber i tillegg til omsøkte tiltak, videre med nettutvikling i regionen. Det er flere mulige strategier for en videre oppgradering av nettet i regionen, både med hensyn til tidspunkt og gjennomføring.

4.6.5. En ny ledning bør bygges for 420 kV, men ledningen fra Blåfalli bør driftes på 300 kV

En ny ledning til Haugalandet vil bli bygget for 420 kV. Det gir mulighet for større overføringskapasitet på sikt når SKL-ringen er oppgradert til 420 kV, og forskjellen i ledningskostnad mellom å bygge for 300 kV og 420 kV er liten.

De planlagte forbruksøkningene på Haugalandet medfører imidlertid økte overføringstap og drift på 420 kV gir vesentlig lavere overføringstap enn drift på 300 kV. Vi finner at verdien av reduserte overføringstap (ca. 150 MNOK) overgår merkostnaden knyttet til stasjonskostnader ved 420 kV på ledningen fra Sauda (ca. 70 MNOK). En ny ledning fra Sauda bør derfor driftes på 420 kV.

Blåfalli stasjon og nettet rundt Blåfalli er i dag på 300 kV. Det er plass i dagens 300 kV-anlegg til å knytte til en ny ledning ved å utvide stasjonen med ett felt. 420 kV-drift på ledningen vil innebære store investeringer for å bygge om Blåfalli stasjon. I tillegg vil vi ikke få nyttiggjort 420 kV-kapasiteten før nettet rundt driftes på 420 kV. Som for Sauda-alternativet vil 420-kV drift imidlertid gi tapsbesparelser, men vi forventer ikke at disse overstiger merkostnadene knyttet til stasjonskostnader. En ny ledning fra Blåfalli bør derfor driftes på 300 kV.

4.6.6. Ny ledning fra Blåfalli gir en separat føringsvei inn til Haugalandet, som gir flere fordeler

Ny ledning fra Blåfalli gir en separat føringsvei inn til Haugalandet, som vil gi flere fordeler sammenliknet med Sauda-alternativet der tre ledninger vil gå ut fra samme stasjon og delvis i parallell.

For det første vil ny ledning fra Blåfalli gi lavere sannsynlighet for at flere ledninger faller ut samtidig, som følge av uforutsette hendelser. Til sammenligning vil Sauda-alternativet innebære en økt risiko for hendelser som vil kunne ta ut tre av fire ledninger inn til Haugalandet, eksempelvis ved utfall av Sauda stasjon. I verste fall kan en slik alvorlig feilhendelse gi utfall av hele SKL-ringen. Imidlertid er sannsynligheten for dette scenarioet lav. For det andre vil en separat føringsvei for ny ledning kunne gjøre det både teknisk enklere og økonomisk rimeligere i det senere arbeidet med å oppgradere de eksisterende 300 kV-ledningene Sauda-Håvik/Kårstø. Og for det tredje gir en ny ledning med separat føringsvei betydelig mindre arbeid nær spenningsnett anlegg, som videre vil gi lavere risiko for hendelser knyttet til person- og elsikkerhet både i anleggsfasen og i driftsfasen.

På en annen side vil løsningen Sauda-Gismarvik gi høyere overføringskapasitet (N-1-1 kapasitet) og dermed færre feilkombinasjoner som gir avbrudd under planlagte driftsstanser.

Det vil fortsatt være flere utfordringer med stort reinvesteringsbehov i transmisjonsnettet mellom Håvik – Spanne - Husnes og sårbarhet for feil på ledningen mellom Sauda-Kårstø– Håvik.

4.7. Teknisk/økonomisk vurdering

Følgende delkapitler beskriver hovedfunnene fra den samfunnsøkonomiske analysen om økt industriforbruk på Haugalandet (se Vedlegg 4). Kapittel 4.7 bør sees i sammenheng med kapittel 4.6 om systemløsning.

4.7.1. Avbruddskostnadene stiger raskt med andel tid nettet driftes uten N-1

I sin prosessledende uttalelse for KVV Haugalandet (OED 2016), ba OED Statnett om å redegjøre for de samfunnsøkonomiske virkningene av å knytte til forbruk uten N-1 forsyningssikkerhet. Vi finner at avbruddskostnadene stiger raskt med andel tid nettet driftes uten N-1. Forventede avbruddskostnader øker fra rundt 20 til 100-600 MNOK dersom gassprosesseringsanlegget elektrifiseres og næringsparken øker forbruket med 100-300 MW. I et scenario hvor vi får tilknytning av 500 MW nytt forbruk i næringsparken og økt uttak fra gassprosesseringsanlegget, vil nettet driftes utenfor N-1 hele året og flyten vil nærme seg N-0 grensen. Ved flyt nær N-0 grensen vil utfall av enkeltledninger medføre både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende ledninger.

4.7.2. Ny ledning fra Blåfalli og Sauda har like stor investeringskostnad

Forventet kostnad ligger på 1170-1400 MNOK i begge alternativ, målt i reelle 2019-kroner. Av dette utgjør ny ledning nærmere 60 prosent av kostnadene, mens ny stasjon i Gismarvik og utvidelse i Blåfalli utgjør resterende.

4.7.3. Blåfalli rangeres foran Sauda

Vi har lagt til grunn at en ny ledning tilrettelegger for 340 MW nytt forbruk i Haugaland Næringspark og elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW). Nytt industriforbruk vil gi økt verdiskaping. Elektrifisering reduserer klimagassutslipp i Norge og bidrar positivt til norske klimamål.

I dag vet vi ikke hva slags type forbruk som vil etablere seg i næringsparken og det er vanskelig å vurdere hva den samfunnsøkonomiske verdien av elektrifisering er. Vi har derfor ikke verdsatt verdien av forbruket i analysen, men i stedet anslått hva denne verdien må være for at tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det vil si at vi i praksis har gjort en nullpunktsanalyse. Som vist i Tabell 7 under, må verdien av forbruket overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal ha nøytrale prissatte virkninger. Vi har ikke grunnlag for å vurdere om verdiskapingen vil være større eller mindre enn dette. Hvis forbruksveksten blir høyere enn 500 MW legger tiltaket i tillegg til rette for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer (realopsjon).

Det er lite som skiller utbyggingsalternativene fra hverandre. En ny ledning fra Sauda kommer bedre ut i forventede prissatte virkninger, på grunn av lavere tapskostnader. Begge utbyggingsalternativ innebærer en lang ny ledning i ny trasé og har middels negative natur- og miljøvirkninger (--) sammenliknet med nullalternativet.

Fordi forskjellen i lønnsomhet er relativt liten, kan endringer i usikre forhold påvirke rangeringen. Noen forhold styrker lønnsomheten i favør av Sauda, mens andre styrker Blåfalli. Usikkerheten gir derfor ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen. Sauda har i alle analyserte tapsscenario, lavere tapskostnader enn Blåfalli. Som en følge av de høye forbruksplanene i området, kan det imidlertid hende at vi får en tidligere oppgradering av SKL-ringen til 420 kV. Dette vil redusere forskjellen i tapskostnader. Ny ledning fra Blåfalli gir en separat føringsvei inn til Haugalandet og dermed lavere sannsynlighet for hendelser som tar ut flere ledninger samtidig. Det gir også mindre arbeid nær spenningsatte anlegg. Dette vil trolig også kunne gjøre det enklere og dermed billigere å oppgradere Saudaledningene, som på grunn av de høye forbruksplanene kan komme tidligere enn på reinvesteringstidspunktet. Sauda-Gismarvik gir på den andre siden høyere overføringskapasitet og dermed færre feilkombinasjoner som gir avbrudd under planlagte driftsstanser.

Samlet sett rangerer Statnett Blåfalli foran Sauda som startpunkt for ny ledning for å redusere risikoen for hendelser som gir utfall av tre av fire ledninger inn til Haugalandet samt for å minimere risikoen for personellskader i bygge- og driftsfasen.

Tabell 7: Den nye ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk. Statnett har ikke verdsatt verdien av det nye forbruket. Derfor har vi ikke grunnlag for å rangere nullalternativet. Samlet sett rangeres Blåfalli foran Sauda.

Nåverdier [2019-kr]	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Prissatte virkninger [MNOK]			
Investering	0	-1 070	-1 070
Reinvestering	-40	-40	0
Avbrudd	-20	-30	-30
Tap	0	-760	-990
Drift- og vedlikehold	0	-70	-50
Sum prissatte virkninger	-60	-1 970	-2 140
<i>Differanse</i>	<i>0</i>	<i>-1 910</i>	<i>-2 080</i>
Rangering prissatte virkninger	/	1	2

Ikke-prissatte virkninger			
Natur- og miljø	0	--	--
Rangering ikke-prissatte virkninger	/	1	1

Vurdering av usikkerhet

Forskjellen i lønnsomhet er liten. Noen forhold styrker lønnsomheten i favør av Sauda, mens andre styrker Blåfalli. Avbruddsrisikoen er relativt lik i alle alternativ. Sauda-Gismarvik innebærer imidlertid risiko for hendelser som tar ut tre av fire forbindelser inn til Haugalandet. Dette alternativet gir derimot høyere overføringskapasitet og dermed færre feil som gir avbrudd. Usikkerheten gir ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen.

Hvis forbruksveksten blir høyere enn 500 MW legger begge alternativ til rette for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer (realopsjon).

Rangering usikkerhet	/	1	1
Samlet rangering samfunnsøkonomisk analyse	/	1	2

Øvrige beslutningsrelevante forhold

Statnett har inngått utredningsavtale med Gassco (160 MW) og Haugaland næringspark (100 MW). Ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk og er det naturlige neste trinnet av nettutviklingen for å møte de høye forbruksplanene i området (ca. 1700 MW). Det er gjort en nullpunktsanalyse som viser at verdien av forbruket må overstige 2 mrd. nok for at tiltaket skal være rasjonelt. Verdien av forbruket er ikke verdsatt i analysen, men vi har ikke grunnlag for å si at verdien vil være lavere enn 2 mrd. nok. Det er derfor rasjonelt å gå videre med planleggingen av ledningen og søke konsesjon.

Blåfalli-Gismarvik gir en separat føringsvei inn til Haugalandet og mindre arbeid nær spenningssatte anlegg. Statnett vektlegger å redusere risikoen for hendelser som gir samtidig utfall av tre av fire ledninger inn til Haugalandet og -risikoen for personellskader. Vi rangerer derfor Blåfalli foran Sauda.

Helhetsvurdering	/	2	1
-------------------------	----------	----------	----------

4.7.4. Tiltaket øker nettariffen og gir en omfordelingseffekt fra industrien til alminnelig forbruk. Behovet for ny ledning inn til Haugalandet er drevet av planer om forbruksøkning hos et fåtall store forbrukerkunder. Det er også disse som får mesteparten av nytten i form av økt verdiskaping.

Fra 1. januar 2019 skal nettkunder som utløser investeringer betale anleggsbidrag, også i regional- og transmisjonsnettet. Statnett plikter derfor å kreve anleggsbidrag fra industriaktørene på Haugalandet som utløser tiltaket. En ny ledning fra Sauda eller Blåfalli ville isolert sett gitt en årlig økning i tariffen på rundt 125 MNOK. Fordi det skal kreves anleggsbidrag, blir imidlertid beløpet lavere. Opptil 50 prosent av kostnaden vil kunne kreves inn gjennom anleggsbidrag, gitt at hele den økte kapasiteten fra tiltaket utnyttes innenfor en periode på ti år.² Resten av kostnaden vil kreves inn gjennom transmisjonsnettstariffen på vanlig måte.

Av økningen i tariffgrunnlaget (etter anleggsbidrag) vil alminnelig forbruk dekke mesteparten. Vi får dermed en omfordeling fra industrikunden(e) som utløser tiltaket, til alminnelig forbruk. Denne omfordelingen er imidlertid mindre enn den ville vært i fravær av det nye anleggsbidragsregelverket.

5. Vurderte, ikke omsøkte, alternativer

I dette kapittelet presenteres alternativer som, til ulikt nivå, har blitt utredet og vurdert, men som Statnett ikke ønsker å omsøke ut fra informasjon vi har tilegnet oss. Begrunnelsen for at alternativene ikke omsøkes varierer mellom alternativene og er beskrevet i de følgende punktene. Øvrige vurderte løsninger som ble avskrevet i tidligere fase er beskrevet i meldingen av august 2017. Videre har Statnett ikke gått videre med vurderingene av alternativ 4.1, 4.1a og 4.2, som følger av NVEs uttalelser i utredningsprogrammet av 2018.

5.1. Ølen - Skjoldastraumen

5.1.1. Oppeim – Sandeid - Skjoldastraumen (Alternativ 3.1 fra melding)

Meldte trasé 3.1 svinger sørover fra Oppeim over fjellet mot Sandeid, for så å gå delvis i parallell med eksisterende 300 kV ledningene Sauda-Håvik/Kårstø. Mellom Oppeim og Sandeid går traséen gjennom utfartsområdet inn mot turistforeningshytta Olalia, og det kom flere innspill om å justere denne.

Mye bebyggelse gjør det utfordrende å finne gode ledningstraséer ved områdene Sandeid og Vats. Ved Sandeid må ny ledning legges opp på fjellet ved Ramnafjell og Vidhovda. Eksisterende 300 kV-ledninger går lenger nede i bygda, og en ny trasé her vil derfor medfører flere spredte inngrep i området, samt ny ledning i delvis utfordrende fjellterreng. Videre vestover fra Sandeid vil det ikke være mulig å følge eksisterende 300 kV-trasé langs Gjerdesdalsvatnet, og ny ledningstrasé er derfor skissert på nordvestsiden av vannet. Gjennom Vats og Åm er det mye bebyggelse omkring eksisterende 300 kV-ledninger, og det er utfordrende å finne en ny ledningstrasé som ikke vil medføre innløsning av enkelte eiendommer og ellers vesentlig ulempe for andre berørte eiendommer.

På grunn av overnevnte forhold vil det ikke være mulig å gjennomføre en god parallellføring av inngrep mellom Sandeid og Skjoldastraumen, og det er ikke identifisert noen vesentlige fordeler ved å legge ny trasé fra Ølen via Sandeid til Skjoldastraumen sammenlignet med omsøkte trasé over Ølensvåg og Eikeland (se beskrivelse i kapittel 4.2.2.3). På dette grunnlag har Statnett valgt å ikke omsøke ny ledningstrasé fra Ølen – Sandeid – Skjoldastraumen, beskrevet som alternativ 3.1 i meldingen fra 2017.

5.1.2. Alternativ traségang forbi Ølen næringsområde (justert alternativ til omsøkt alternativ 1.0D)

For traséføring forbi Ølen næringsområde ble det vurdert et alternativ (se Figur 10) som går lenger inn på det regulerte næringsområdet, enn hva omsøkte alternativ 1.0D gjør (se beskrivelse i kap. 4.2.2.3). Alternativ 1.4 ble vurdert som en justering for å komme lenger unna bebyggelsen sør for ledningen, ved Heiabø. Sammenlignet med 1.0D, medfører alternativ 1.4 medfører større grad av konflikt med

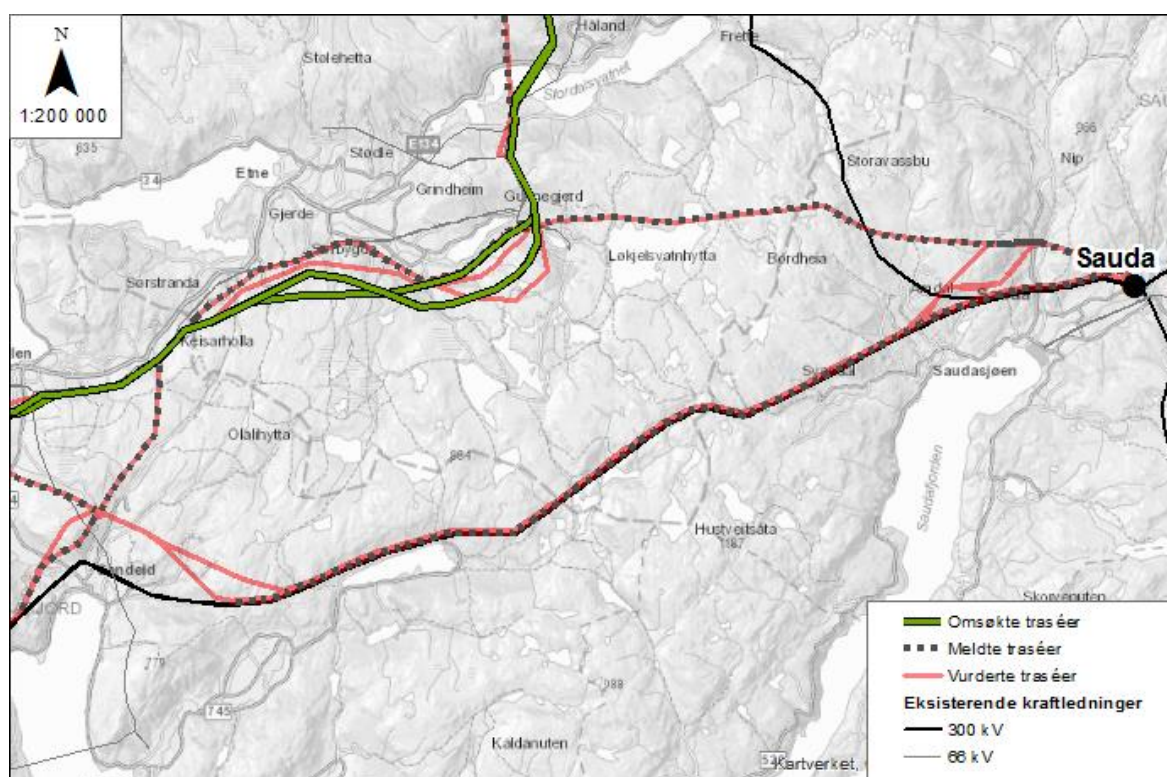
² Nettselskapet skal også fastsette og kreve inn anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i et anleggsbidragsfinansiert anlegg i en tidsperiode på ti år fra kunden som utløste investeringen får tilknytning eller økt kapasitet.

gjeldende reguleringsplan ved at traséen i stor grad var ville komme over regulert veitrasé inne på næringsområdet. På grunnlag av konflikt med gjeldende reguleringsplan, samt at omsøkte alternativ 1.0D vil ligge i underkant av 100 meter fra nærmeste bygning, har Statnett valgt å ikke omsøke dette omtalte alternativ 1.4.

5.2. Ut fra Sauda

Statnett meldte to alternative traséer ut fra Sauda stasjon; 2.0 og 2.1. Disse er konsekvensutredet og vurdert, men omsøkes ikke.

Statnett legger vurderinger for økt forsyningssikkerhet, i form av lavere risiko for hendelser som vil ta ut flere ledninger inn til Haugalandet, samt lavere risiko for personellskader til grunn når vi velger å omsøke ny ledning ut fra Blåfalli stasjon og ikke fra Sauda stasjon. Se kapittel 4.6 og 4.7 for mer utdypende beskrivelse av vurderingene Statnett legger til grunn i beslutningen om å ikke omsøke ny ledning ut fra Sauda stasjon.



Figur 24: Kartutsnitt av tidligere meldte og vurderte ledningstraséer med startpunkt i Sauda stasjon.

5.2.1. Sauda – Ølen (Alternativ 2.0 fra melding)

I meldingen ble et alternativ for ny ledning som gikk ut fra Sauda stasjon og fulgte de eksisterende 300 kV-ledningene i parallell frem til Førlandsstølen før Sandeid, presentert som alternativ 2.0. Grunnet bebyggelse vil det ikke være mulig å legge ny trasé parallell med eksisterende ledninger gjennom Sandeid. For å unngå bebyggelse i Ingeriddalen, må traséen dreies i en nordvestlig retning like vest for Førlandsstølen og gå opp mot Børrefjellet. Videre vil ny ledning føres bort til Ramnafjellet, rundt Vidhovda, hvor meldte trasé 2.0 møter meldte trasé 3.1.

Alternativ 2.0 ut fra Sauda stasjon ble tidlig pekt ut som en potensiell god løsning ved at man så mulighetene for å kunne samle nytt og eksisterende inngrep. Senere har videre arbeid pekt på utfordringer ved å skulle legge ny ledning i parallell til de to eksisterende ledningene (Sauda – Håvik/Kåstø) med en normalavstand på ca. 20 m, samt utfordringer ved å føre tre av fire ledninger til

Haugalandet ut fra samme stasjon (se kapittel 4.6 og 4.7). På bakgrunn av dette har Statnett valgt å ikke omsøke meldte alternativ 2.0.

5.2.2. Justering av alternativ 2.0 ut fra Sauda stasjon

Alternativ 2.0 i meldingen innebar ny ledning fra Sauda transformatorstasjon mot Gismarvik i parallell med dagens 300 kV-ledninger Sauda – Håvik. Bebyggelse rundt dagens trasé gjør parallellføring vanskelig med mindre boliger innløses. I utredningsprogrammet ba NVE Statnett om å vurdere en justering av ledningsføringen til alternativ 2.0 ut fra Sauda stasjon, ved å se om ledningen kunne først følge mer traséføringen til alternativ 2.1. Dette for å unngå/øke avstanden til bebyggelse, spesielt på Amdal. Statnett mener at en slik justering av alternativ 2.0 kan være mulig ved at ny ledning kan gå et stykke opp i Åbudalen, krysse Nordelva like sør for hvor Tverråna kommer inn, og krysse dagens 300 kV Sauda-Blåfalli nordvest for Amdal (skissert i Figur 24). Vest for Risvollelva kan ledningen fortsette i parallell med eksisterende ledningen fra Sauda mot Sandeid. Siden Statnett valgte å legge bort alternativ 2.0 (se kap. 5.2.1), har vi videre valgt å ikke gjøre noe ytterligere vurdering knyttet til denne justeringen av alternativet ut fra Sauda stasjon.

5.2.3. Fjordspenn over Sandeidfjorden (Justering av alternativ 2.0 fra melding)

Det ble i utredningsprogrammet stilt krav om å vurdere en justert variant av trasé 2.0, med et luftledningsalternativ over Sandeidfjorden for å unngå bebyggelsen i Sandeid og Helgeland. En slik justering har blitt vurdert og beskrives her, men omsøkes ikke da Statnett likevel har valgt å ikke omsøke alternativ 2.0 ut fra Sauda stasjon.

Et nytt fjordspenn over Sandeidfjorden innebærer at ny ledning må krysse dagens 300kV-ledninger på hver side av fjorden. Kryssinger medfører sårbarhet for utfall i nettet, som for eksisterende 300 kV-ledninger har store konsekvenser for forsyningen til Haugalandet. På bakgrunn av dette har Statnett vurdert at enten ny eller eksisterende ledninger må legges i kabel ved krysningspunktene. En slik kabling vil medføre store tilleggskostnader, estimert til ca. 30 MNOK per kryssing.

På sørsiden av eksisterende 300 kV vil ny trasé gå vest for Lysenuten, og krysse fjorden ikke langt fra der eksisterende regionalnett krysser. Spannet vil være i overkant av 3,2 km, og må strekkes stramt. Videre vestover medfører denne traséen flere utfordringer. Ved Vats krever denne løsningen enten en omlegging av eksisterende 300 kV-ledningsnett i Vats, en ny kryssing under eksisterende 300 kV med kabling eller at ny trasé krysser Vatsfjorden. Ombygging eller kabling av eksisterende ledningsnett er som tidligere nevnt svært kostbart, og en kryssing av Vatsfjorden vil være problematisk på grunn av bebyggelse, og med tanke på seilingshøyde inn mot industrien i Vatsfjorden.

5.2.4. En ny kombinasjon av 2.0 og 3.1, der disse møtes i Sandeid

En kombinasjon av 2.0 og 3.1, der disse møtes nord for Sandeid, gir en økt trasélengde på ca. 7 km. Fortsetter en nord forbi Hovda i Sandeid, og rundt Døldarheia, vil det gi en ytterligere økning på ca. 2,3 km. Alternativet rundt Døldarheia er det alternativet som i minst grad vil samle seg med andre inngrep, som eksisterende kraftledninger eller planlagt E134. Legger en til grunn en kilometerkost på i overkant av 6 millioner, vil alternativet via Ølen bli ca. 45 millioner dyrere. Alternativet rundt Døldarheia vil få en mindre merkost, men vil i stor grad gå i ubebygde terreng. Statnett vurderer derfor denne kombinasjonen som uaktuell, samtidig som vi heller ikke søker ny trasé fra Sauda.

5.2.5. Sauda – Litledalen (Alternativ 2.1 fra melding)

Alternativ 2.1 i meldingen innebærer ny ledning fra Sauda transformatorstasjon og rett vestover over fjellet til Litledalen i Etne. Den vurderte traséen går over Nystølheia, og krysser over eksisterende 300 kV Sauda – Blåfalli som går i nord-sør retning nede i Nystøldalen. Alternativ 2.1 fortsetter over fjellområdene mot Litledalen, og passerer på nordsiden av Lyskilsvatnet. Denne traséføringen unngår konflikt med bebyggelse, men går derimot gjennom populære friluftsområder og passerer bl.a. Løkjelsvatnhytta tilhørende turistforeningen. Terrenget gjør at adkomst stedvis vil være vanskelig med

andre fremkomstmiddel enn helikopter og traséen kan måtte gå opp mot 1000 moh på det høyeste. Foreløpige vurderinger av klimalaster (is/vind) tilsier likevel at traséen skal være byggbar, i motsetning til andre traséer på strekningen som ble forkastet grunnet høye klimalaster. Statnett omsøker ikke dette alternativet siden Sauda ikke omsøkes som startpunkt for ledningen (se 5.2.1).

5.3. Skjoldastraumen – Gismarvik

5.3.1. Kryssing over Skjoldastraumen

Kryssing av Skjoldastraumen er krevende da særlig på grunn av den spredte bebyggelsen i området. I utredningsprogrammet ba NVE Statnett om å se på løsninger for kryssing av Skjoldastraumen som i størst grad kunne unngå bebyggelsen ved Nesvegen. Statnett har vurdert flere alternative traséer for kryssing av fjorden, både på nordsiden og sørsiden av selve Skjoldastraumen hvor dagens 300 kV-ledninger krysser fjorden.

Kryssing nord for eksisterende 300 kV-ledninger over Skjoldastraumen

Statnett har vurdert flere alternative traséer for kryssing av Skjoldastraumen nord for eksisterende 300 kV-ledninger, i tillegg til omsøkt alternativ (se beskrivelse i kap. 4.2.2.3). Blant annet ble to muligheter for kryssing av fjorden like sør for Statnetts omsøkt trasé 1.0F tidligere vurdert men forkastet, da ledningen ville komme i konflikt med flere registrerte kulturminner i området samtidig som den ville komme like nær bebyggelse som omsøkte alternativ 1.0F.

Tidligere høringsinnspill og uttalelser pekte også på en mulig kryssing nord for Sponavik over til Kvalen som en mulig justering av omsøkte alternativ 1.0F. Dette for å komme lenger unna bebyggelsen ved både Sponavik og ved Bjoland/Nesvegen. Statnett har vurdert dette alternativet. For å kunne krysse over til Kvalen har undersøkelsene vist at det er behov for en mastehøyde på ca. 50-55 m. En høy mast kan få utfordringer med vibrasjoner, og vil kreve mer vedlikehold i driftsfasen. Samtidig vil økt mastehøyde føre til økt synlighet fra omkringliggende områder rundt fjorden. Dette alternativet omsøkes derfor ikke.

Kryssing sør for eksisterende 300 kV-ledninger over Skjoldastraumen

Også ved en kryssing sør for eksisterende 300 kV-ledninger vil det være vanskelig å unngå at ny ledning havner i nærhet til bebyggelse. For å krysse sør for Skjoldastraumen, må ny ledning først krysse de to eksisterende ledningene fra Sauda. Det ble vurdert en kryssing av ledningene like ved kommunegrensen mellom Vindafjord og Tysvær kommune. Traséen ville da fortsette sørvest, gå på sørsiden av sendere ved Håland på Varahaugen, og fortsette ned mot fjorden og krysse mellom hyttefeltet ved Haflebekken og Hesthammarvika. På vestsiden av fjorden ville ledningen komme like nord for Øspevika. Traséen ville deretter fortsette opp til eksisterende 300 kV-ledninger, og igjen krysse disse et sted før Førlandsfjorden. Kryssingen av eksisterende ledninger to steder vil kreve kabling for å redusere risikoen for utfall av alle ledningene ved ulike hendelser. Statnett vurderer at kablingen vil kunne medføre en merkostnad på ca. 30 MNOK per kryssing. I tillegg kommer en merkostnad på lengre ledningsføring.

Vår vurdering er at ny ledning ved kryssing sør for eksisterende ledninger, vil komme like nær bebyggelse som den omsøkte løsningen (1.0F). Samtidig vil dette gi en økt merkostnad og risiko når det kommer til to kryssinger av eksisterende ledninger. En løsning hvor ny ledning krysser Skjoldastraumen sør for eksisterende 300 kV-ledninger omsøkes derfor ikke.

5.3.2. Dueland – Fuglavatnet – Apeland (vurdert alternativ 1.7)

I meldingen ble det presentert et alternativ som gikk fra Dueland via Fuglavatnet og til Gismarvik (alternativ 5.0 i meldingen). I etterkant av meldingen har dette alternativet blitt videre utredet og justert til å følge E39 i sørgående retning fra Fuglavatnet for så å møte omsøkte traséalternativ 1.0H ved Apeland. Justeringene langs E39 ble også tilpasset Vegvesenets planer om ny E39 i området. Statnett har fått flere innspill på at et traséalternativ om å gå via Fuglavatnet ikke er ønskelig da ny ledning kan komme i konflikt med planlagt næringsområdet i Aksdal og andre planer om etablering av bebyggelse ved Grinde. På bakgrunn av disse uttalelsene og at Statnett omsøker trasé 1.0G med parallell til eksisterende ledninger, omsøkes alternativet Dueland-Fuglavatnet-Apeland derfor ikke.

5.3.3. Justering av omsøkte alternativ 1.0.G ved Sagbakken

Statnett har tidligere vurdert en justering av omsøkte alternativ 1.0G hvor ledningen ville ha en omkrok via Sagbakken, for å unngå innløsning av en bolig og to fritidsboliger. Statnett vurderer at denne justeringen vil gi en dårligere og lengre ledningsføring sammenlignet med 1.0G, og gi en merkostnad på ca. 5 MNOK. Basert på dette har Statnett valgt å ikke omsøke ledningstrasé om Sagbakken.

5.4. Gismarvik – Håvik (Alternativ 6.0 fra melding)

I meldingen var ny stasjon på Håvik meldt som alternativ til ny stasjon på Gismarvik. Dette ville innebære at ny ledning måtte føres videre fra Gismarvik over Førresfjorden og Karmsundet til Håvik. Mye bebyggelse omkring eksisterende ledninger på strekningen mellom Gismarvik-Karmøy gjør at det vil være svært utfordrende å finne rom til ny ledning på strekning uten å innløse hus. I tillegg er det festet betydelig usikkerhet knyttet til kostnader og behov for tiltak ved en luftledning i parallell her. Det er derfor også vurdert muligheter for kabel på strekningen, som beskrevet i kap.5.5.2.

Det totale kostnadsbildet for ny stasjon og ledningsføring inn til Håvik har vist seg å være betydelig høyere enn ny stasjon på Gismarvik, og det er besluttet å ikke omsøke denne løsningen. Å avslutte ny ledning i ny stasjon på Gismarvik vurderes også til å være en mer fremtidsrettet løsning, da det gir flere fremtidige muligheter for nettutviklingen på Haugalandet.

5.5. Kabel

Utredningsprogrammet peker på at det skal vurderes sjøkabler. Statnett har gjort noen overordnede vurderinger av sjøkabler over Åkrafjorden og ved Karmsundet. Et innskutt kabelanlegg vil sammenlignet med luftledning alltid medføre en økt sårbarhet på grunn av introduksjon av et stort antall nye komponenter som hver enkelt utgjør en potensiell feilkilde. Luftledning kommer fordelaktig ut kostnadsmessig både ved utbygging og i driftsfasen.

5.5.1. Åkrafjorden

NVE ba oss utrede et alternativt løsningsvalg for ny kraftledning i luftspenn over Åkrafjorden som et innskutt sjøkabelanlegg. Ulike trasévalg for et innskutt sjøkabelanlegg har blitt vurdert både i parallell med eksisterende 300 kV kraftledning Sauda – Blåfalli, og der ny kraftledning er foreslått å krysse Åkrafjorden i parallell med eksisterende 66 kV-fjordspenn. Se skraverte felter i Figur 25.

Etablering av et innskutt sjøkabelanlegg på dette spenningsnivået medfører installasjon av inntil 9 sjøkabler med tilknyttede landanlegg på hver side av fjorden. I landanlegget etableres det en muffestasjon for å besørge overgangen mellom kabel og luftledning. Her inngår det kabelmuffer, samleskinner, avledere, kontrollbygg m.m. Sjøkablene som føres inn på land føres typisk i kabelkulverter med tilhørende avhenging, beskyttelse m.m.

Ved dagens fjordkryssing for eksisterende 300kV kraftledning Sauda – Blåfalli er terrenget over sjø til dels svært bratt. Det er vurdert at å etablere landanlegg på begge sider av fjorden vil medføre relativt store og synlige inngrep i terrenget. Kartstudier tyder på at topografien under vann sannsynligvis er akseptabel for å kunne gjennomføre installasjon av sjøkabler, noe som taler til fordel for å krysse fjorden her. En videre trasé for luftledning på sørsiden av Åkrafjorden mot Gismarvik vil berøre friluftsområder enten på nord eller sørsiden av Stordalsvatnet, og vurderes å medføre større negative konsekvenser enn omsøkte trasé 1.0.

I området hvor ny kraftledning er foreslått å krysse Åkrafjorden er terrenget langs fjorden mindre utfordrende, men etablering av landanlegg vil også her synes godt i terrenget. Sjøkartene viser en dybde inntil ca. 500 meter i dette området, noe som indikerer at installasjon av sjøkabler vil bli krevende. En videre utredning forutsetter en havbunnskartlegging for å kunne fastslå gjennomførbareheten.

For Åkrafjorden får vi et estimat på 600 – 700 MNOK med usikkerhet +/- 50% for et løsningsvalg som innebærer sjøkabel.



Figur 25: Kartutsnitt av vurderte felt for sjøkabelanlegg over Åkrafjorden.

Et innskutt kabelanlegg vil sammenlignet med luftledning alltid medføre en økt sårbarhet på grunn av introduksjon av et stort antall nye komponenter som hver enkelt utgjør en potensiell feilkilde. Luftledning kommer fordelaktig ut kostnadmessig både ved utbygging og i driftsfasen. Til tross for at et innskutt kabelanlegg er vurdert som en teknisk gjennomførbar løsning, er vår konklusjon at dette alternativet ikke bør utredes videre.

5.5.2. Karmsundet

Det ble i utredningsprogram fra NVE stilt krav om utredning av sjøkabel over Karmsundet som et alternativ til luftledning på strekningen mellom Gismarvik og Håvik stasjon. Som beskrevet i kap. 5.4, omsøkes ikke ny stasjon på Håvik, da ny stasjon på Gismarvik er vurdert å være det beste alternativet.

6. Formelle forhold

6.1. Gjeldende konsesjoner

De omsøkte tiltakene berører følgende av Statnetts anlegg: Blåfalli koblingsstasjon og ledningsforbindelsene Sauda-Kårstø og Sauda-Håvik. I tillegg berører tiltakene Haugaland Kraft Nett AS sin 132 kV ledning Klovning-Haugaland næringspark.

6.2. Samtidige søknader

Haugaland Kraft Nett AS 66(132) kV-ledning Ølen – Våg – Bratthammar

6.3. Eier- og driftsforhold

Statnett skal eie og drive ledningen og stasjonsanleggene. Kabel ut fra ny Gismarvik stasjon ut til underliggende nett eies og drives av Haugaland Kraft Nett.

6.4. Andre nødvendige tillatelser

6.4.1. Undersøkelser etter kulturminneloven

Behov for registreringer av stasjonsområder samt ledningstraseer, mastepunkter, transportveier og rigg-/vinsjeplasser vil bli avklart med kulturminnemyndighetene, slik at undersøkelsesplikten etter kulturminnelovens § 8 og 9 oppfylles før anleggsstart. Eventuelle funn av kulturminner kan gjøre det nødvendig å justere masteplasser og kabeltrasé.

6.4.2. Forhold til naturmangfoldloven

Forholdet til naturmangfoldlovens §§ 8-10 er håndtert i søknaden. Det legges frem kunnskapsgrunnlag om naturmangfoldet langs kraftledningen som grunnlag for en beslutning, det er foreslått avbøtende tiltak som skal sørge for at føre-var-prinsippet overholdes og det er vurdert om tiltaket vil øke den samlede belastningen på økosystemene som blir berørt.

Ingen av de konsesjonssøkte trasealternativene eller stasjonsanleggene berører områder vernet, eller foreslått vernet etter naturmangfoldloven.

6.4.3. Forholdet til vannressursloven

Det kan bli behov for sikring av anlegget mot flom gjennom flomforebyggende tiltak som flomvoll eller steinsetting der avstanden og høyde inn mot anlegget er liten. Dette vil bli nærmere avklart gjennom detaljprosjekteringen av anlegget.

Ingen av omsøkte eller vurderte trasealternativer berører vassdrag vernet gjennom verneplanene for vassdrag.

6.4.4. Forhold til plan- og bygningsloven

Anlegg som krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1, er unntatt fra plan – og bygningsloven, jf. plan- og bygningsloven § 1-3 siste ledd. Det er kun bestemmelsene om konsekvensutredning i lovens kap. 14 og stedfestet informasjon i kap. 2 som gjelder for anlegg med anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1. Dette betyr at det kan gis konsesjon og bygges anlegg uavhengig av planstatus, at det ikke skal lages reguleringsplan eller gis dispensasjon for denne typen anlegg, og at det ikke kan vedtas planbestemmelser for dem. Anleggene skal senere merkes av i kommunale planer med hensynssoner, jf. plan- og bygningsloven §§ 11-8 og 12-6.

Forskrift om konsekvensutredninger stiller krav om konsekvensutredning for store kraftledningsprosjekt. Kraftledninger og jord- og sjøkabler med spenning 132 kV eller høyere, og en lengde på mer enn 15 km skal meldes og konsekvensutredes. Gjennomførte konsekvensutredninger er vedlagt denne søknaden og er oppsummert i kapittel 7.

6.4.5. Kryssing av veier

Statnett vil søke vedkommende eier om tillatelse til kryssing av eller nærføring med eksisterende veier i henhold til Forskrift om saksbehandling og ansvar ved legging og flytting av ledninger over, under og langs offentlig veg.

6.4.6. Luftfartshindre

Kraftledninger kan være luftfartshindre og medføre fare for kollisjoner med fly og helikopter. Det stilles derfor krav til merking der liner henger høyt over bakken. Enkelte steder vil den planlagte ledningen gå så høyt over vann eller terreng at den må merkes. Dette vil bli avklart med luftfartsmyndighetene, og merking vil bli foretatt i samsvar med de krav som stilles i lov om luftfart.

Kraftledninger kan påvirke navigasjonsutstyr for flyplasser. Det er avklart med Avinor at de omsøkte traséene ikke vil påvirke aktuelle flyplasser i nærheten av ledningen.

6.4.7. Sjøfartshindre

Havne- og farvannsloven fastslår at tiltak som kan føre til endring av elveløp, farled eller strømforhold, eller innskrenkning av farvannet til hinder for ferdsel i dybde, bredde eller høyde, krever tillatelse av Fiskeri- og kystdepartementet. Kystverket forvalter departementets oppgaver. For de omsøkte tiltakene vil spenn over Åkrafjorden, Skjoldastraumen og Førlandsfjorden kreve egen avklaring med dette lovverket.

6.4.8. Vern av telenettet

Det vil bli gjennomført tiltak for å holde støy og induserte spenninger innenfor akseptable nivå. Hvilke tiltak som er nødvendige, vil bli vurdert nærmere og gjennomført før ledningen settes i drift med 420 kV spenning. Optiske fiberkabler vil ikke bli påvirket av de omsøkte tiltakene.

7. Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn

Multiconsult Norge AS har på oppdrag fra Statnett utført konsekvensutredninger (KU) av de omsøkte og vurderte tiltakene for temaene 1) Landskap, friluftsliv og reiseliv 2) Naturressurser, forurensning og verdiskaping 3) Naturmangfold 4) Kulturminner og kulturmiljø. Det er også utarbeidet et sammendrag av konsekvensutredningene i en egen rapport som redegjør for metodikk og andre planer i området for de utredete tiltakene.

Utredningene er gjennomført basert på utredningsprogram fastsatt av NVE i februar 2018, etter melding og høring av forslag til utredningsprogram i 2017.

Konsekvensutredningen vurderer alle alternativer som utredningsprogrammet fra NVE har fastsatt skal utredes, med unntak av Håvik transformatorstasjon og sjøkabler. Håvik transformatorstasjon er tatt ut av dette prosjektet og vil bli behandlet som en separat sak videre. Statnett har gjort en teknisk utredning av sjøkabel over Åkrafjorden, men alternativet er ikke konsekvensutredet. Statnett har også gjennomført utredninger av elektromagnetiske felt (EMF) og støy fra den omsøkte ledningen.

I dette kapittelet oppsummeres hovedpunktene for de ulike temaene som har vært vurdert i KU og EMF-utredningen. Det henvises til fagrapportene (Vedlegg 2 og Vedlegg 3) for mer detaljerte og utfyllende vurderinger av det enkelte fagtema.

7.1. Landskap friluftsliv og reiseliv

7.1.1. Landskap

Utredningen av konsekvenser for landskap deler influensområdet for utredete alternativer for ny kraftledning (4 km fra ledning) inn i 16 delområder med egen verdisetting. Av disse er 5 registrert med middels til stor verdi. Utredningen vurderer også konsekvenser av bruk av aluminiumsmaster som kan bli aktuelt på deler av strekningen og mulige avbøtende tiltak for å redusere synlighet av ny kraftledning. Viktige avbøtende tiltak er å begrense inngrep og ha en god topografi- og landskapstilpasning. Fargesetting av master, linjer og isolatorer kan være aktuelt i mindre landskapsrom og ved nærføring i skogbevokste områder. Utredningen peker på strekningen fra Sandeid til Fjellgardsvatnet og ved det kulturhistoriske landskapet ved Etne som aktuelle områder for slike tiltak.

7.1.2. Friluftsliv

Det er avgrenset 45 delområder for friluftsliv innenfor influensområdet. Av disse er 13 områder registrert med stor verdi. Viktige avbøtende tiltak for dette temaet vil omfatte tiltak som er foreslått under temaet landskap.

I tillegg vil det i anleggsfasen være viktig med informasjon ut til nærmiljø, lokale frilufsorganisasjoner m.m. om planlagte anleggsaktiviteter i de tilfeller hvor disse vil pågå i frilufsområder eller påvirke atkomstmulighetene til disse. Detaljering av atkomst i anleggsfase og baseplasser må avklares med frilufsinteresser, herunder bør lagring ikke skje på viktige p-plasser eller ved viktige turstier.

7.1.3. Reiseliv og turisme

Influensområdet til ledninger i Kvinnherad omfatter flere frilufsområder, Fjellhaugen skisenter, samt gjestehavner og hytteområder. Her drives også noe naturbasert turisme / gårdsturisme, bl.a. i form av rideturer til Vikestølen og Smiedal fra Åkra. I Etne omfattes Etnefjella med turstier og turisthytter, fiskevann som Stordalsvatnet og Etneelva (laksefiske), hytteområder, Åkra, Åkrafjorden, gjestehavner og områder for båtturisme. I Etne finnes en rekke historiske attraksjoner, herunder Stødle kirke.

Også Vindafjord kommune kan tilby frilufslivs- og skimuligheter bl.a. i Fjellstølen skianlegg og Olaliområdet. Her er dessuten flere tilbud innenfor gårds-/aktivitetsturisme. I Tysvær er det flere tilbud knyttet til Hervikfjorden/Skjoldafjorden som ligger innenfor influensområdet, herunder slusene i Skjoldastraumen. Iht. kommuneplanen er Nedstrandøya og områdene rundt Skjoldafjorden, Hervik og Slåttavik de mest aktuelle reiselivsområdene i kommunen med mange fritidsboliger og campingplasser.

Influensområdet må regnes som regionalt og lokalt viktig for reiselivet, der landskap og natur er en vesentlig del av attraksjonen. Det ligger svært mange fritidsboliger innenfor influensområdet, inkludert innenfor områder hvor det i kommuneplaner er lagt opp til fortetting. I tillegg er det avsatt nye felt i Sauda (Svandalen) og Etne (Krokavatnet/Basurdevatnet) nær ledningstraseer.

Verdien av reiselivet er vurdert som middels. Landskapsmessig tilpasning og istandsetting vil være de viktigste avbøtende tiltakene for reiselivet. Se temauredning for landskap.

7.2. Naturressurser, forurensning og verdiskaping

7.2.1. Arealberegninger

Utredningen for naturressurser, forurensning og verdiskaping viser arealberegninger for båndlagte arealer (ryddebelte på 20m til hver side av senter kraftledning, 40 m total bredde) for hvert alternativ på de enkelte utredete delstrekningene. Arealbrukskategorier er i henhold til AR50 (NIBiO. Enkelte adkomstveier og midlertidige riggplasser vil også kreve noe areal, beregninger for disse er ikke utført.

Det er lite areal som kan klassifiseres som store naturområder med urørt preg (SNUP). Tiltaket vil medføre noe tap av SNUP sone 2 (1-3 km fra tyngre, tekniske inngrep). Det minst konfliktfylte alternativet, fra Blåfalli, begrenser tapet til 963 daa, mens det med størst påvirkning, 2.1 fra Sauda, medfører tap av 9 732 daa.

7.2.2. Naturressurser

Utredningen peker på at tiltaket ikke vil medføre vesentlige tap av jordressurser, uansett hvilket alternativ som realiseres. Båndlegging vil ikke umiddelbart redusere landbruksarealene, men området rundt ledningen kan bli underlagt særlige hensyn og/eller ulemper i forbindelse med drift. De større skogressursene innenfor de ulike delstrekningene blir berørt uavhengig av valgt alternativ. Traséen 1.0 med vil samlet berøre relativt store skogsområder. Det er stort sett liten forskjell mellom 1.0-alternativene og de øvrige alternativene innenfor samme delstrekning. Det samme er tilfellet for 2.0.

Øvrige utmarksressurser vurderes ikke å bli nevneverdig påvirket av tiltaket. Kryssing av laksevasdrag med ledning vil ikke ha en direkte virkning for fisket eller fiskemulighetene, selv om kryssingen i seg selv kan redusere områdets attraktivitet når det gjelder opplevelsen av natur og landskap. Det vurderes som mindre sannsynlig at dette resulterer i endringer i inntektsgrunnlaget for elveiere.

7.2.3. Forurensning

I anleggsfasen kan vann og grunn bli forurenset gjennom søl/spill fra maskiner eller tanker med drivstoff/kjemikalier. Risikoen for spredning av forurensning anses primært å være knyttet til håndtering av forurensede masser og via vann som har vært i kontakt med forurenset grunn eller blitt tilført annen forurensning. Bløttlagte jord øker risikoen for utvasking og spredning både av partikler og ev. partikkelbundet forurensning.

Ledningsalternativene ligger hovedsakelig i områder som ikke assosieres med grunnforurensning, det kan likevel aldri helt utelukkes at det kan forekomme lokale/private fyllinger eller sporadisk forurensning. Negative konsekvenser av forurensning fra denne typen anleggsarbeid vil være størst dersom vann og vassdrag berøres. Siden det må antas at anleggsarbeider langs traséene i all hovedsak vil skje i rene jordmasser, vil det være små forskjeller på forurensningsrisiko til de forskjellige vannforekomstene. Alternativene 1.0 D og 1.4 krysser Eidselva (drikkevann) og særskilte krav til anleggsgjennomføringen i dette området bør vurderes.

Gismarvik transformatorstasjon er planlagt med en transformator, men mulighet for å installere ytterligere én senere for distribusjon. I tillegg er det plass til en SVS, som også må ha en trafo. Dette er sannsynligvis langt fram i tid. Det vil være ca. 95 m³ liter olje i hver 300 MVA transformator i driftsfasen. Oljevolumet er dermed betydelig og utslipp vil kunne ha en stor negativ konsekvens. Siden det blir etablert barrierer (f.eks. oljeoppsamlingskar ved trafosjakter) er likevel sannsynligheten for utslipp fra transformatorer små, og risikoen vurderes som liten/akseptabel. Overvannsledninger fra stasjonsområder vil medføre en liten risiko for spredning av ev. forurensning.

7.2.4. Verdiskaping

I driftsfasen vil tiltaket medføre økt aktivitet innen drift og vedlikehold for nettooperatøren. Dette vil medføre en viss økning i lokal sysselsetting. I tillegg vil ufaglært arbeid som rutinemessig skogrydding i traseen kunne medføre noe lokal sysselsetting. Dette vil være av relativt lite omfang. Virkningene på lokal næringsvirksomhet og sysselsetting i driftsfasen antas i sum å bli ubetydelig (0), uavhengig av utbyggingsalternativ. Inntektene fra investeringene i de seks kommunene er antatt å utgjøre fra 0 - 0,5 % av årlige driftsutgifter. Inntektsstrømmene fra eiendomsskatten Statnett må svare antas derfor å ville ha en ubetydelig (0) konsekvens for kommuneøkonomiene både i anleggs- og driftsfasen.

7.2.5. Tekniske anlegg, kommunikasjon og infrastruktur

Alle trasevalg gir nærføring til og kryssing med Telenors mobilnett. Telenor har meldt behov for vernetiltak. De har ikke ytterligere merknader til utbyggingsplanene såfremt Statnett er villig til å bekoste nødvendige vernetiltak og omlegginger, samt at kryssingen utføres iht. FEF2006 samt REN blad 9000.

Statnett har koordinert sine utbyggingsplaner for å unngå konflikt med eksisterende og planlagte kraftledninger, herunder ny 66 kV ledning som planlegges mellom Ølen og Bratthamar. Statnett har også dialog med Statens vegvesen for å unngå konflikt med ny E39. Innspillene Avinor og Kystverket hadde til meldingen vil bli fulgt opp i den videre prosjektutviklingen.

7.3. Naturmangfold

Utredningen av tiltakenes konsekvenser for naturmangfold peker på de utvalgte naturtypene hule, gamle eiker og kystlynghei, som allerede er utsatt for en stor samlet belastning, som naturtyper/arter som vil påvirkes negativt av utbyggingen så sant det ikke dettes inn avbøtende eller kompenserende tiltak. I tillegg til generell aktsomhet og gode rutiner under anleggsarbeidet, peker fagrapporten på mer avbøtende og kompenserende tiltak som generelle hensyn og for spesielle forekomster. Fagrapporten peker også på merking av deler av traseen med fugleavvisere og fravær av linjerydding i verdifull edellauvskog som avbøtende tiltak som kan redusere negativ påvirkning på naturmangfoldet.

Fagutredningen om naturmangfold foreligger i en offentlig versjon og en utgave med et tillegg som er unntatt offentlighet av hensyn til risiko for miljøkriminalitet. Begge utgavene vil bli oversendt konsesjonsmyndigheten som underlag for konsesjonssaken.

7.4. Kulturminner og kulturmiljø

Det er til sammen 71 kulturmiljø som ligger innenfor influensområde som er definert som alt areal innenfor 600 meter avstand fra omsøkte traseer, dvs. at alle registrerte kulturminner innenfor dette området er med i vurderingen. Enkeltstående SEFRÅK-bygg og andre kulturminner vil kunne være utelatt. Ved avstand større enn 600 meter er den visuelle tilleggsbelastningen og andre mulige effekter/virkninger som følge av tiltakene vurdert som så små at det ikke har vesentlig betydning for temaet kulturminner og kulturmiljø. Det er også gjort en grov vurdering av konflikt med planlagte rigg- og anleggsplasser, der 5 anleggsplasser vurderes å kunne komme i direkte konflikt med kulturminner. Statnett vil så langt som mulig unngå direkte konflikt gjennom detaljplanlegging av anleggsplassene, hvis konflikt ikke kan unngås vil vi søke kulturminnemyndigheten om dispensasjon fra lovverket.

Avbøtende tiltak som omfatter kulturminner og kulturmiljø er nært knyttet til både naturlandskap og kulturlandskap. Avbøtende tiltak knyttet til landskap vil derfor i mange tilfeller ha virkning også for kulturminner og kulturmiljø innenfor samme landskapsrom. I utforming av planer og tiltak bør det være et generelt prinsipp å dempe negative virkninger på kulturminner og kulturlandskap. En god landskapstilpasning kan redusere negative konsekvenser, og nye inngrep i området bør ideelt sett legges i god avstand til kulturminner og kulturmiljø.

Utredningen peker på 6 steder der utredet trase kommer i konflikt med automatisk fredete kulturminner/kulturmiljø og peker på at gjennomføring av disse tiltakene slik de ligger i utredningen vil kreve dispensasjon fra kulturminneloven, jf. § 8, 1. ledd.

I forbindelse med konsesjonssaken, vil tiltak bli vurdert opp mot § 9 i kulturminneloven, og arkeologiske registreringer vil eventuelt bli gjennomført. Tidligere Hordaland, nå Vestland, og Rogaland Fylkeskommune, har meldt at det er behov for § 9 undersøkelser etter kulturminneloven i tiltaksområdene.

7.5. Sammenstilling av konsekvenser for omsøkte alternativ

Hovedalternativ	Tema						
	Naturmangfold	Landskap	Kulturminner/kulturmiljø	Friluftsliv	Reiseliv og turisme	Naturressurser	Vannmiljø
<i>Delstrekning 1: Blåfalli - Litledalen</i>							
1.0 A	---	--	- / --	--	- / --	--	--
1.1	---	--	- / --	- / --	-	--	-
<i>Delstrekning 2: Litledalen - Høylandshovda</i>							
1.0 B	--	-- / ---	- / --	-	-	--	-
1.2	- / --	--	- / --	--	- / --	-	-
<i>Delstrekning 3: Høylandshovda-Ølen</i>							
1.0 C	--	- / --	--	--	-	--	-
1.3	--	- / --	--	--	-	--	--
<i>Delstrekning 4: Ølen - Dalsdal</i>							
1.0 D	- / --	--	--	- / --	-	--	--
1.4	- / --	--	--	- / --	-	--	--
<i>Delstrekning 5: Dalsdal-Skjoldastraumen</i>							
1.0 E	--	---	-	--	- / --	-	-
1.5	- / --	--	-	- / --	0 / -	--	--
<i>Delstrekning 6: Skjoldastraumen - Dueland</i>							
1.0 F	--	--	-- / ---	--	- / --	-	-
1.6	--	--	--	- / --	- / --	-	-
<i>Delstrekning 7: Dueland - Ådnavatnet</i>							

Hovedalternativ	Tema						
	Naturmangfold	Landskap	Kulturminner/kulturmiljø	Friluftsliv	Reiseliv og turisme	Naturressurser	Vannmiljø
1.0 G	-- / ---	-	-	--	-	--	-
1.7	-- / ---	--	- / --	--	- / --	-	--
1.8	-- / ---	--	-	--	- / --	--	-
1.9	-- / ---	--	-	--	-	--	-
<i>Delstrekning 8: Ådnavatnet – Gismarvik</i>							
1.0 H	-- / ---	- / --	--	-	-	-	-
<i>Blåfalli koblingsanlegg</i>	0 / -	0 / -	0	0	0	-	0
<i>Gismarvik transformatorstasjon</i>	0	- / --	0	0	0	-	-

Figur 26: Sammenstilling av konsekvenser for hver delstrekning mellom Blåfalli og Gismarvik.

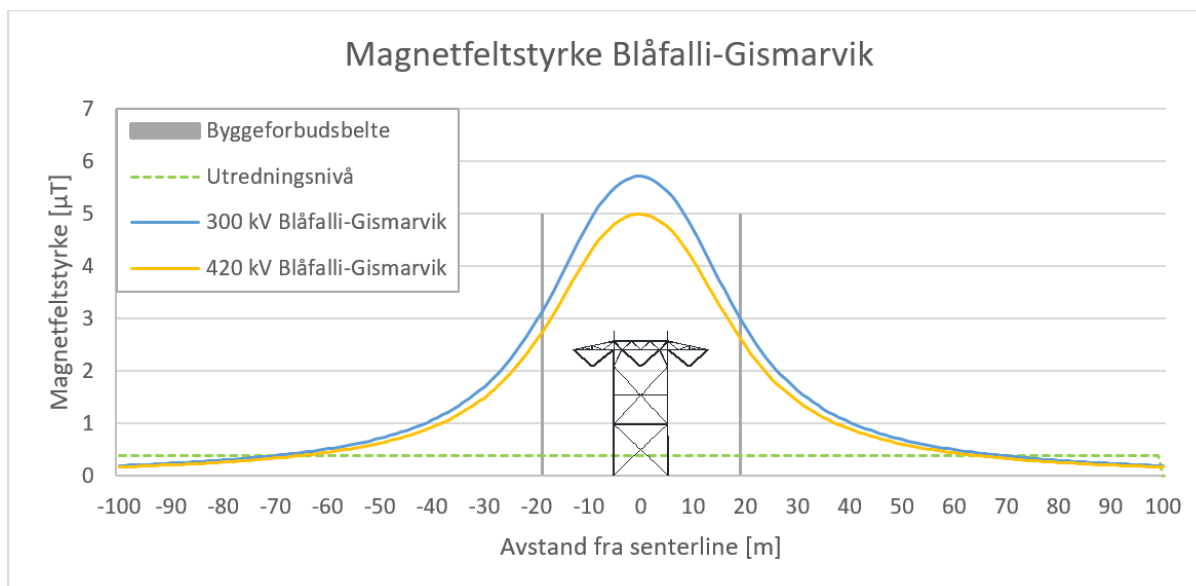
7.6. Elektromagnetiske felt (EMF) og støy

Statnett har utført beregninger av elektromagnetisk felt, samt hørbar støy for den planlagte ledningen på Haugalandet. Ingen beregnede verdier overstiger befolkningseksponeringsgrensen for magnetfeltstyrke på 200 μT . Omsøkt alternativ 1.0 medfører at tre bolighus vil ligge i områder der beregnet årsgjennomsnittlig magnetfeltstyrke er over utredningsnivået på 0,4 μT .

Rapporten oppsummerer resultatet fra beregninger knyttet til det omsøkte løsningsalternativet Blåfalli-Gismarvik, inkludert beregninger i sammenheng med parallellføring til eksisterende 300 kV-ledninger Sauda – Håvik/Kårstø. Rapporten er tilgjengelig i sin helhet som Vedlegg 3 til denne søknaden.

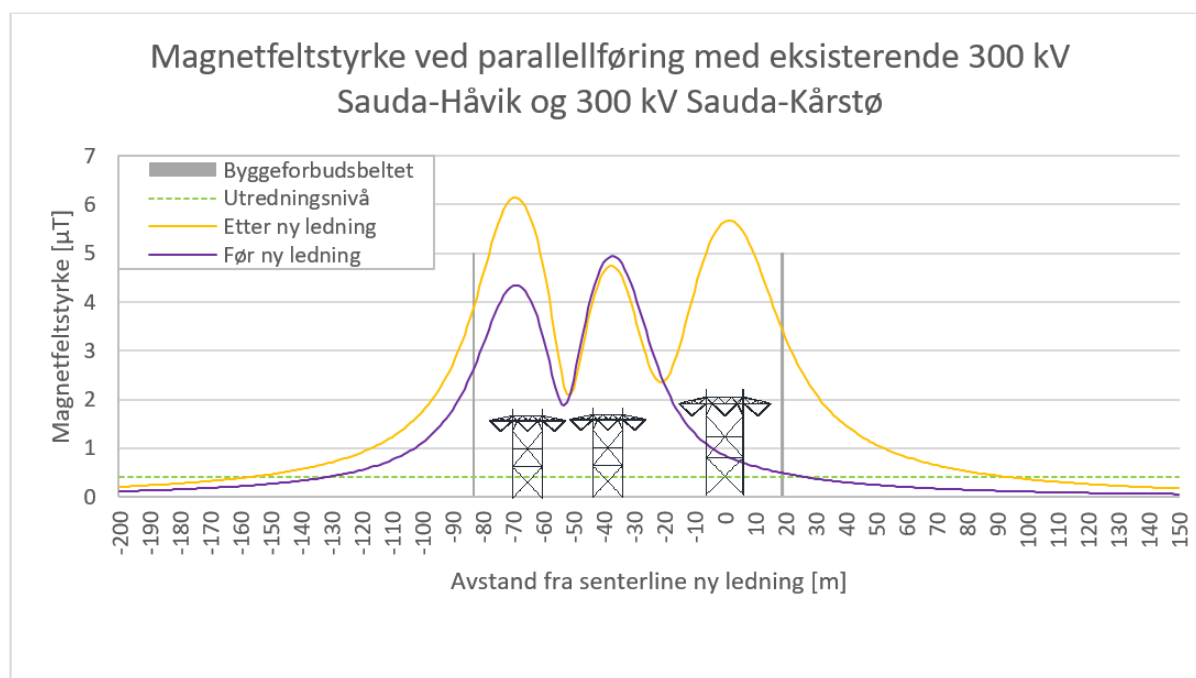
7.6.1. Magnetfeltberegninger

Magnetfeltstyrken for ny ledning fra Blåfalli til Gismarvik er beregnet for 300 kV og 420 kV.



Figur 27: Beregnet magnetfeltstyrke for Blåfalli-Gismarvik ved systemspenning på 300 kV og 420 kV.

For 300 kV Blåfalli-Gismarvik er magnetfeltstyrken i utkanten av byggeforbudsfeltet beregnet til 3,1 μT . Magnetfeltstyrken går under utredningsnivået på 0,4 μT 51 meter utenfor byggeforbudsgrensen (70 m ut fra senterline). For 420 kV Blåfalli-Gismarvik er beregnet magnetfeltstyrke i utkanten av byggeforbudsbelte beregnet til 2,7 μT . Den beregnede magnetfeltstyrken går under utredningsnivået på 0,4 μT 46 meter utenfor byggeforbudsbelte (65 m ut fra senterline). Beregnet magnetfeltstyrke ved 300 kV er høyere enn ved 420 kV fordi lavere spenning fører til høyere strøm ved tilsvarende effektoverføring, og dermed høyere magnetfeltstyrke.

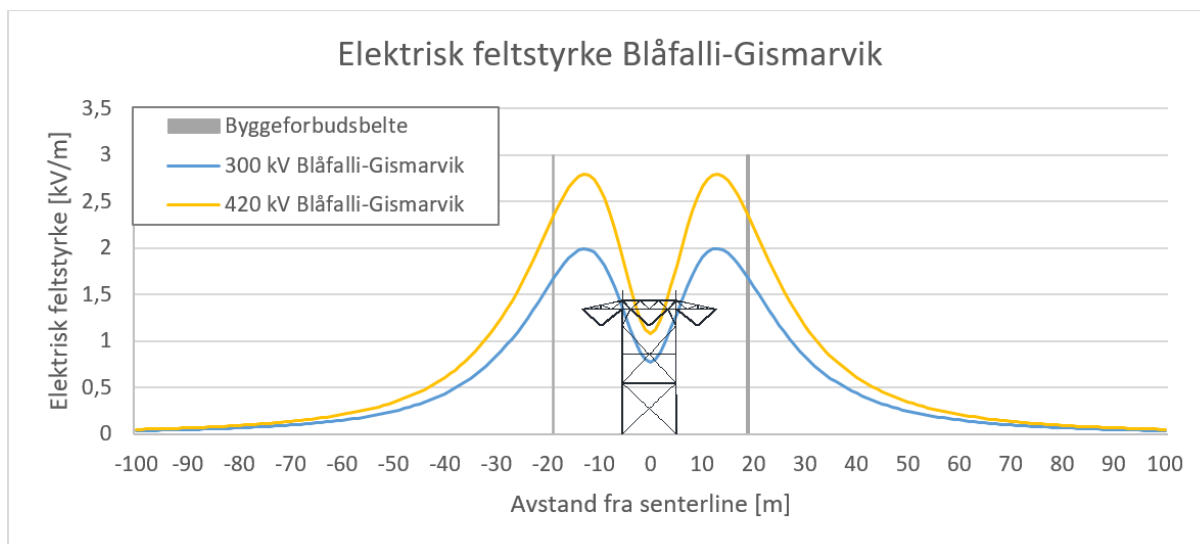


Figur 28: Beregnet magnetfeltstyrke før og etter ny 420 kV Blåfalli-Gismarvik (høyre) ved parallellføring med eksisterende 300 kV Sauda-Håvik (midten) og 300 kV Sauda-Kårstø (venstre).

I Figur 28 er ledningen til venstre 300 kV Sauda-Kårstø, den midterste er 300 kV Sauda-Håvik og ledningen til høyre er den nye 420 kV Blåfalli-Gismarvik. Beregningene for parallellføring er gjort basert på ny 420 kV-ledning. Ny ledning fra Blåfalli bygges for 420 kV men vil driftes på 300 kV.

7.6.2. Elektriske feltberegninger

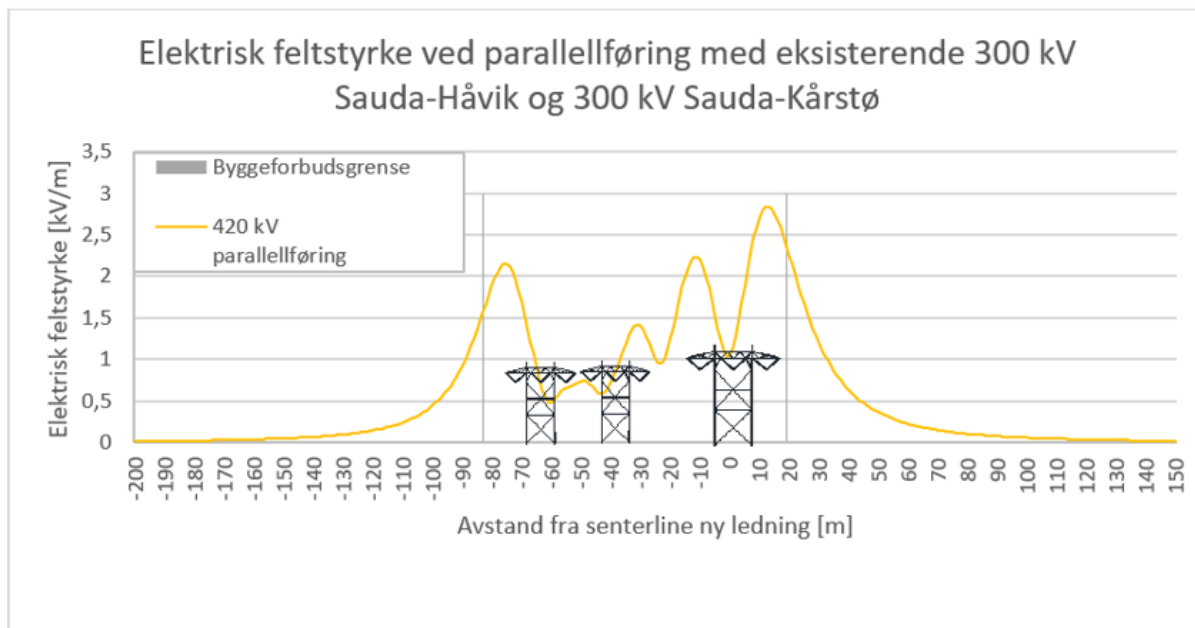
Den elektriske feltstyrken for ny ledning fra Blåfalli til Gismarvik er beregnet for 300 kV og 420 kV.



Figur 29: Beregnet elektrisk feltstyrke for Blåfalli-Gismarvik.

For 300 kV Blåfalli-Gismarvik er beregnet elektrisk feltstyrke 1,7 kV/m i utkanten av byggeforbudsbeltet, og for 420 kV Blåfalli-Gismarvik er den beregnede verdien 2,3 kV/m. Ingen beregninger overstiger befolkningseksponeringsgrensen på 5 kV/m.

Det er også gjort beregninger for elektrisk feltstyrke for parallellføringen med eksisterende 300 kV Sauda-Håvik og 300 kV Sauda-Kårstø, og resultatene er vist i Figur 30. Beregningene er gjort for ny ledning på 420 kV, og inkluderer ikke beregninger av drift på 300 kV.



Figur 30: Beregnet elektrisk feltstyrke for 420 kV ny ledning (høyre) i parallellføring med eksisterende 300 kV Sauda-Håvik (midten) og 300 kV Sauda-Håvik (venstre).

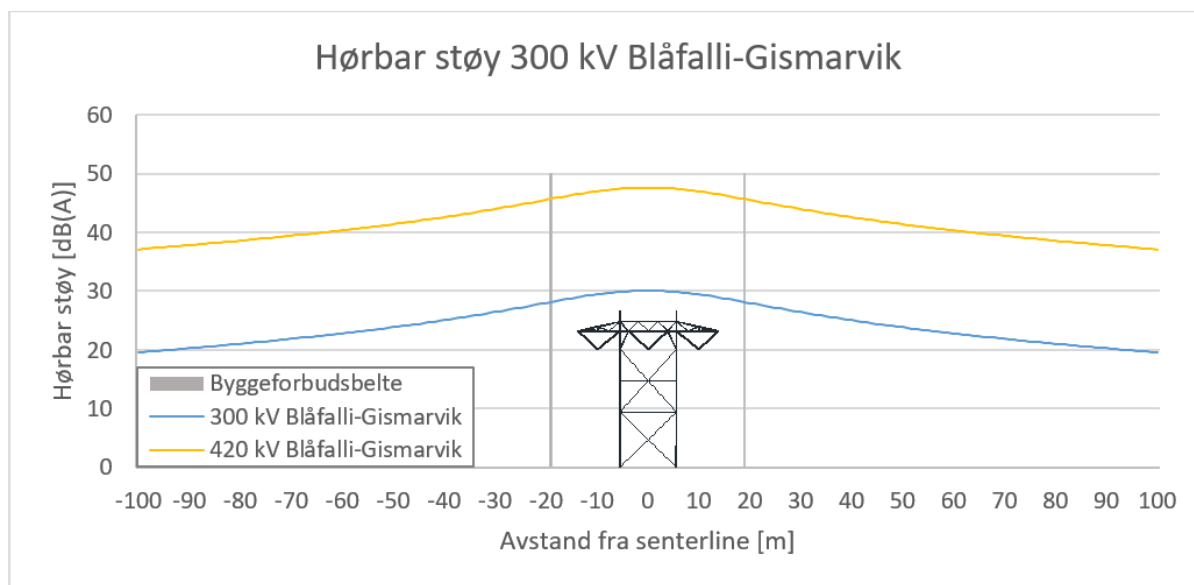
Ingen beregninger overstiger befolkningseksponeringsgrensen på 5 kV/m.

7.6.3. Støyberegninger

Ny Gismarvik transformatorstasjon er plassert i en næringspark regulert til industriformål. Det er ca. 600 meter til nærmeste boligbebyggelse, og tilsvarende avstand til nærmeste fritidsbebyggelse. Det er utført beregninger som viser at støy fra stasjonen vil ligge godt under grenseverdien ved nærmeste boligbebyggelse.

De omsøkte endringene ved Blåfalli koblingsstasjon får ingen konsekvens for støysituasjonen ved stasjonene, utover støyen i forbindelse med anleggsarbeidene.

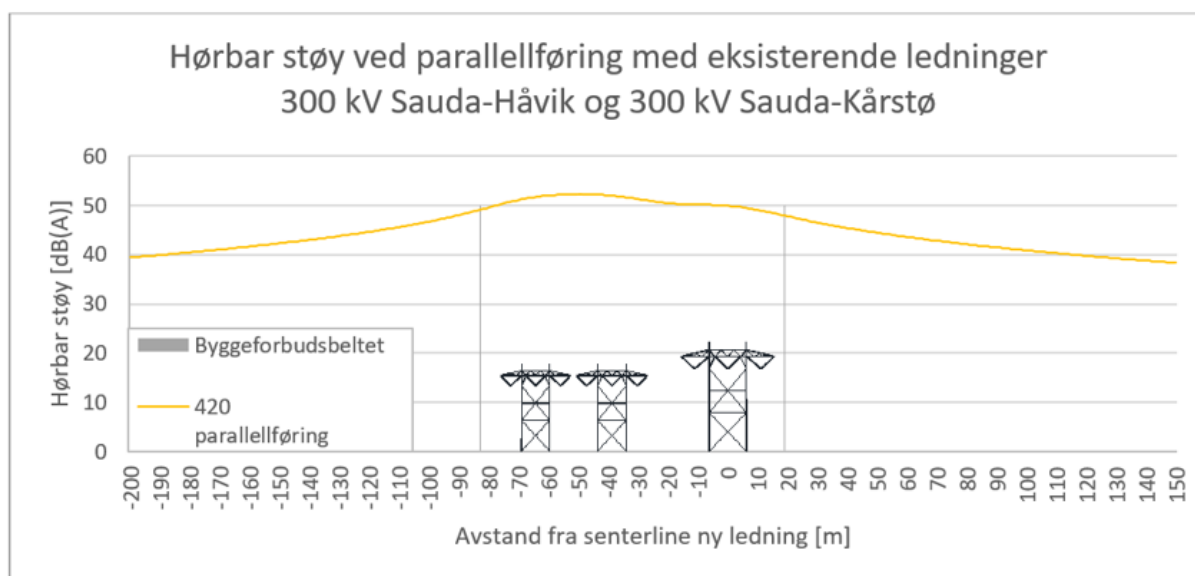
Hørbar støy fra kraftledninger forekommer i fuktig vær eller når det er frost på faselinene. Støyen skyldes små utladninger fra overflaten av de spenningsførende delene. Ved oppholdsvær vil støyen vanligvis ikke være hørbar.



Figur 31: Beregnet hørbar støy for Blåfalli-Gismarvik

Hørbar støy i utkanten av byggeforbudsbeltet er beregnet til 28,1 dB(A) for 300 kV Blåfalli-Gismarvik og 45,7 dB(A) for 420 kV Blåfalli-Gismarvik.

Det er også beregnet støynivå for parallellføring med eksisterende 300 kV Sauda-Håvik og 300 kV Sauda-Kårstø. Resultatet er presentert i Figur 32. Beregningene er gjort for ny ledning på 420 kV, og inkluderer ikke beregninger av planlagt drift på 300 kV.



Figur 32: Beregnet hørbar støy for ny 420 kV-ledning (høyre) i parallellføring med eksisterende ledninger 300 kV Sauda-Håvik (midten) og 300 kV Sauda-Kårstø (venstre).

I utkanten av byggeforbudsbeltet er støynivået beregnet til 49,1 dB(A) på sørsiden og 47,9 dB(A) på nordsiden.

8. Innvirkning på private interesser

8.1. Erstatningsprinsipper

Erstatninger vil bli utbetalt som en engangserstatning, og skal i utgangspunktet tilsvare det varige økonomiske tapet som eiendommer påføres ved utbygging. I traséen beholder grunneier eiendomsretten, men det erverves rett til å bygge, drive og oppgradere ledningen. Før eller i løpet av anleggsperioden gir Statnett tilbud til grunneierne om erstatning for eventuelle tap og ulemper som tiltaket innebærer. Blir man enige om en avtale vil denne bli tinglyst og erstatninger utbetales umiddelbart. Om man ikke kommer til enighet, går saken til rettslig skjønn.

Søknaden vil bli kunngjort og lagt ut til offentlig høring av NVE. Statnett vil dessuten tilskrive alle kjente berørte grunneiere. Det er utarbeidet en oversikt over grunneiere og eiendommer som vil bli berørt av planlagt spenningsoppgradering, se vedlegg 7. Oversikten omfatter de som blir direkte berørt og eiendommer ut til ca. 100 meter fra ledningens senterlinje og 30 meter fra planlagt brukt vei eller slepe i utmark. Opplysningene er hentet fra økonomisk kartverk og eiendomsregisteret. Det tas forbehold feil og mangler i grunneierlisten, og at oversikten over transportveier er foreløpig. Statnett ber om at eventuelle feil og mangler meldes til prosjektet. Kontaktinformasjon er gitt i forordet.

8.2. Berørte grunneiere

Det er utarbeidet liste med berørte grunneiere/eiendommer for de konsesjonssøkte alternativene på bakgrunn av offentlige databaser (matrikkel og grunnbok). En liste over berørte grunneiere er vedlagt.

Det tas forbehold om eventuelle feil og mangler. Vi ber om at eventuelle feil og mangler i grunneierlistene meldes til Statnett. For kontaktopplysninger, se forord.

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

Søknaden vil bli annonsert og lagt ut til offentlig høring.

8.3. Om rettigheter til dekning av juridisk og teknisk bistand

Statnett vil ta initiativ til å oppnå minnelige avtaler med alle berørte grunn- og rettighetshavere. De som har krav på status som ekspropriert ved et ekspropriasjonsskjønn, dvs. at de vil være part i en eventuell skjønnssak, har iht. til oreigningsloven § 15 annet ledd, rett til å få dekket utgifter som er nødvendig for å ivareta sine interesser i ekspropriasjonssaken. Hva som er nødvendige utgifter vil bli vurdert ut fra ekspropriasjonssakens art, vanskelighetsgrad og omfang. Rimelige utgifter til juridisk og teknisk bistand vil normalt bli akseptert. Statnett vil likevel gjøre oppmerksom på at prinsippet i skjønnsprosessloven § 54 annet ledd vil bli lagt til grunn i hele prosessen. Bestemmelsen lyder:

"Ved avgjørelsen av spørsmålet om utgiftene har vært nødvendige, skal retten blant annet ha for øye at de saksøkte til varetakelsen av likeartede interesser som ikke står i strid, bør nytte samme juridiske og tekniske bistand"

Det forutsettes at de som blir part i en eventuell skjønnssak skal benytte samme juridiske og tekniske bistand, dersom interessene er likeartede og ikke står i strid. Det bes om at de som mener å ha behov for juridisk og teknisk bistand i forbindelse med mulig ekspropriasjon kontakter Statnett, som vil videreformidle kontaktinformasjon til de som bistår i sakens anledning. Utgifter til juridisk og teknisk bistand må spesifiseres med oppdragsbekreftelse og timelister, slik at Statnett kan vurdere rimeligheten av kravet før honorering vil finne sted. Tvist om nødvendigheten eller omfanget av bistand, kan iht. til oreigningsloven bringes inn for Justisdepartementet jfr kgl. res. 27. juni 1997.

8.4. Tillatelser til adkomst i og langs ledningstraséen

I planleggingsfasen gir oreigningsloven § 4 rett til adkomst for *"mæling, utstikking og anna etterrøking til bruk for eit påtenkt oreigningsinngrep"*. Statnett vil, i tråd med loven, varsle grunneiere og rettighetshavere før slik aktivitet igangsettes. I bygge- og driftsfasen vil enten minnelige avtaler, tillatelse til forhåndstiltredelse eller ekspropriasjonsskjønn gi tillatelse til adkomst til ledningstraséen.

Der eksisterende rettigheter ikke er dekkende, vil tillatelse til bruk av private veier søkes oppnådd gjennom forhandlinger med eierne. Statnetts søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse omfatter også transportrettigheter, dersom minnelige avtaler ikke oppnås. Lov om motorferdsel i utmark og vassdrag § 4 første ledd bokstav e, gir Statnett tillatelse til motorferdsel i utmark i forbindelse med bygging og drift av ledningsanlegg. Det er derfor ikke nødvendig med andre tillatelser til motorferdsel enn grunneiers samtykke.

9. Vedlegg

Vedlegg 1 Kart

Vedlegg 2 Konsekvensutredning

Vedlegg 2a Samlerapport

Vedlegg 2b Kulturminner og kulturmiljø

Vedlegg 2c Landskap, friluftsliv og reiseliv

Vedlegg 2d Naturressurser, forurensning og verdiskapning

Vedlegg 2e Naturmangfold

Vedlegg 2f Naturmangfold (u.off)

Vedlegg 3 EMF og støyrappport

Vedlegg 4 Samfunnsøkonomiske analyse

Vedlegg 5 Situasjons- og arealbruksplaner

Vedlegg 5a Situasjons- og arealbruksplan Gismarvik

Vedlegg 5b Situasjons- og arealbruksplan Blåfalli

Vedlegg 6 Fasadetegninger

Vedlegg 6a Fasadetegninger kontrollhus Gismarvik

Vedlegg 6b Fasadetegninger lager/garasje Gismarvik

Vedlegg 6c Fasadetegninger transformatorsjakt Gismarvik

Vedlegg 6d Fasadetegninger kontrollhus Blåfalli

Vedlegg 6e Fasadetegninger garasje Blåfalli

Vedlegg 7 Grunneierliste

Vedlegg 8 Enlinjeskjema (u.off)

