

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
NVE

Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr.: Ina Åsnes Skjelbred/97503510
Deres ref./Deres dato: /
Vår ref.: 20/00410-20
Vår dato: 15.03.2021

Haugalandet Nettforsterkning. Ny 420 kV-forbindelse Blåfalli-Gismarvik. Svar på teknisk-økonomiske tilleggsspørsmål.

Vi viser til epost fra NVE, mottatt 12.02.2021, angående behov for redegjørelse av teknisk-økonomiske tilleggsspørsmål til Statnetts konsesjonssøknad om ny 420 kV-forbindelse Blåfalli-Gismarvik. Spørsmålene er svart ut under.

Vi håper dette er tilfredsstillende redegjørelse.

Med vennlig hilsen

Bente Rudberg

Prosjektleder

1. Ytterligere redegjørelse for hvorfor alternativet fra Blåfalli er rangert foran alternativet fra Sauda.

Samlet rangering av vurderte løsningsalternativer er basert på Statnetts vurdering og samfunnsøkonomi. En ny ledning legger til rette for en betydelig verdiskaping og fremstår som et rasjonelt tiltak. De prissatte virkningene er om lag 250 MNOK høyere i Sauda-alternativet enn for Blåfalli. Statnett har imidlertid vektlagt verdien av ny ledning i ny korridor for å redusere risikoen for hendelser med stor negativ konsekvens (avbruddskostnader), samt å begrense SHA-risiko ved å bygge ny ledning nær eksisterende ledninger (i bygge og driftsfasen). Samlet sett rangeres Blåfalli-alternativet som nr.1, og omsøkt.

1.1 Samfunnsøkonomisk analyse

I den samfunnsøkonomiske analysen tar Statnett som regel sikte på å prissette så mye som mulig. Det har vi også gjort for SHA-risikoen i denne analysen av ny 420 kV-forbindelse til Haugalandet. Vi mener derfor at det ikke er grunnlag for å flytte relevante kostnader ut av prissatte virkninger og over til ikke-prissatt virkning. Likevel kan det være noen tilleggsvirkninger vi ikke klarer å få med i forventede kostnader eller i usikkerhetsanalysen.

For Sauda-alternativet har vi inkludert høyere drifts- og vedlikeholdskostnader i vår analyse, på grunn av risiko for induksjon ved arbeid på ledninger som går i parallell. Risikoen for induksjon under vedlikeholdsarbeid krever at vi må ta flere forhåndsregler for å ivareta personsikkerheten (SHA), noe som igjen medfører at vedlikehold vil ta lengre tid. Merkostnaden knyttet til oppgradering av de eksisterende 300 kV-ledningene Sauda-Håvik/Kårstø er diskutert i usikkerhetsanalysen, men ikke verdsatt. Kostnaden vil uansett ligge et stykke fram i tid. Øvrige hensyn knyttet til personsikkerhet er imidlertid ikke med i prissatte eller ikke-prissatte virkninger.

1.2 Ytterligere utdyping av hvorfor Blåfalli er rangert foran Sauda

Eksisterende 300 kV-ledninger fra Sauda-Kårstø/Håvik er bygget med en enklere standard enn det som var normal standard for transmisjonsledninger da disse ble etablert. Det er kun ni meter mellom ytterfase-ytterfase (normalavstand er 20 m) og mastene er fysisk spinklere. De tre eksisterende ledningene som samlet forsyner ut til Kårstø og Hydro Karmøy i dag, to fra Sauda og en fra Spanne, er bygget som simplex-ledninger som har lavere kapasitet sammenlignet med bruk av duplex. For å kunne levere sikker og nødvendig kapasitet til Haugalandet må minimum 2 av 3 ledninger til enhver tid være i drift.

Tre ledninger ut fra samme stasjon og i parallell med normalavstand øker risikoen for hendelser med stor konsekvens. En ny ledning ut fra Sauda vil kunne styrke forbindelsen fra Sauda, da en ny ledning på 420 kV vil medføre større kapasitet. Imidlertid kan en ny ledning fra Sauda medføre større konsekvenser ved en eventuell hendelse på/ved Sauda stasjon eller langs ledningstraseene ut av stasjonen. Ny ledning ut fra Sauda stasjon innebærer at vi "legger eggene i samme kurv". Denne risikoen er beskrevet i den samfunnsøkonomiske analysen kapittel 12.2. Sårbarheten ved å ha flere ledninger ut fra samme stasjon ble svært tydelig i forbindelse med en skogbrann nær Sauda stasjon i juni 2018. Hendelser, som blant annet risiko for skogbrann, vest for dagens stasjon ble ytterligere vurdert mht. beredskap og forsyningsikkerhet i planarbeidet for ny ledning til Haugalandet. En hendelse vil kunne slå ut forsyningen med tre ledninger til Haugalandet, og også en forbindelse til Blåfalli (nord-sør på Vestlandet). Slike hendelser med lang varighet har høy konsekvens, men er imidlertid sjeldne.

Når eksisterende ledninger fra Sauda-Kårstø/Håvik skal reinvesteres, vil rivearbeid og bygging av en ny ledning kreve utkoblinger, og ved enkelte operasjoner må begge de to eksisterende ledningene kunne kobles ut samtidig. Det vil i et slik tilfelle ikke være sikker forsyning og kapasitet i nettet for å opprettholde forsyningen til Haugalandet ved høyt forbruk. I den samfunnsøkonomiske analysen er usikkerheten knyttet til økte reinvesteringskostnader for Saudaledningene vurdert, og trekker i favør av Blåfalli-Gismarvik.

Ledningsføring mellom Sauda og Gismarvik har flere negative lokale virkninger. Det er flere områder mellom Sauda stasjon og Skjoldafjorden som krever innløsning av eiendommer og gir dårlige lokale løsninger.

- Ut fra Sauda vil det være utfordrende fram til Risvollelva, og vil medføre innløsning av hus og gardsbruk, i Åbødalen og Amdal, bl.a. Ledningen må derfor fravike dagens trasé og legges i Saudas friområder. En unngår likevel ikke at Amdal blir innrammet av en ny ledning, i tillegg til dagens tre.
- Øst for Sandeid, nær Eikelandsstølen, må ledningen føres nordøst og øst for Helgeland for å unngå innløsninger i Sandeid. Så må ledningen vinkles vestover mellom Hovda og Vidhovda og kysse over Sandeidveien for å møte dagens ledninger nær Øktarenuten.
- Langs Gjerdesdalsvatnet er det ikke plass til ny ledningen på samme side av vannet som dagens to ledninger. Ny ledning må gå på motsatt side, i lia over Gjerde og Hustoft og føres ned til Åm nær Lauvhaugen. Videre gjennom Vats-Åm vil det bli flere nærføringer til eksisterende bygg og boliger.

Statnett har lagt til grunn en gjeninnkoblingstid på to timer for å unngå innfrysning av Hydro sitt anlegg på Karmøy. Dette medfører flere utfordringer knyttet til helse, miljø og sikkerhet (HMS) for en løsning med tre ledninger i med normal parallellavstand fra Sauda. Svært få av Statnetts operasjoner ved ledningsbygging kan avsluttes innen to timer, uten at det medfører at arbeidet må forkastes og/eller at utstyr ødelegges. Det vil også medføre en betydelig stressfaktor for driftspersonell, noe som i seg selv vurderes som en sikkerhetsrisiko. Eksempler på operasjoner som ikke kan gjennomføres innenfor krav til to timers gjeninnkobling:

- Arbeid på/ved ledningsanlegg:
 - o Reparasjon av faseliner/toppliner der ny line må settes inn i større eller mindre lengder
 - o Større reparasjoner av master og fundament
 - o Strekkearbeider på nærmeste fase av ny parallellført ledning
 - o Utskifting av isolatorkjeder
- Arbeid på stasjonsanlegg:
 - o Utskifting av enkelte kontrollanlegg
 - o Større reparasjoner på GIS anlegg
 - o Reparasjoner og vedlikehold i eldre stasjoner der det er forenklet stasjonsløsning
 - o Utskifting av ikke-dublerte apparatanlegg vil også kreve svært store ressurser for gjennomføringsplanlegging og beredskapskrav i alle ledd ved gjennomføring. Dette gjelder komponenter i alle stasjoner.
- Videre har Statnett også vurdert:
 - o Arbeidsoperasjoner i drift av den midterste ledningen bør gjøres som AUS-arbeid. Dette vil ta noe lengre tid, men er gjennomførbart til en merkostnad.

- Personellsikkerhet under både bygging og drift av ledningene. Strekningen Amdal-Sandeid/Fjellgardsvatnet er lite fremkommelig på vinterstid og terrenget gjør snøscooterkjøring svært utfordrende.
- Bygging av ny ledning i normal parallell til dagens Sauda-Kårstø/Håvik ledninger er estimert til å ha ca. ett år lengre byggetid, sammenlignet med andre tilfeller. Dette er reflektert i kostnadsunderlaget.

De fleste av utfordringene nevnt i ovenfor vil kunne løses ved å øke parallellavstanden mellom ny og eksisterende ledninger. En parallellavstand på 80-100 meter vil medføre en sikker bygging, og drift- og vedlikehold. Det må også nevnes at å bygge ledningen Sauda-Gismarvik med 80-100 meters parallellavstand reduserer de miljømessige fordelene (samlede inngrep) en ledning i normalavstand ville gitt. Konsekvensutredningen vedlagt søknaden er basert på normal parallellavstand (ca. 20 meter mellom ytterfase-ytterfase). Behovet for å trekke ny ledning lenger unna eksisterende ledninger Sauda-Kårstø/Håvik ble løftet frem etter at konsekvensutredningen forelå.

Selv om økt parallellavstand reduserer noen av ulempene ved legge ny ledning ut fra Sauda stasjon, har Statnett imidlertid vektlagt verdien av ny ledning i ny korridor for å øke forsyningssikkerheten inn til Haugalandet, samt redusere SHA-risikoer. Blåfalli-alternativet ble derfor rangert foran Sauda.

2. Begrunnelse for valg av linetype.

Triplex ble tidlig vurdert som lite aktuelt fordi det er kostbart og overdimensjonert i forhold til nettet rundt. For å ta høyde for oppgradering av øvrige ledninger i området bør det minimum investeres i duplex Parrot. Fysiske dimensjoner er identiske for Parrot og Athabaska, og i søknaden har vi ikke konkludert med hva vi vil gå for. Duplex Athabaska gir både høyere overføringskapasitet og lavere tap. Tapsforskjell kan alene gjøre det lønnsomt å velge Athabaska.

3. Klargjør om det søkes om å bygge nytt felt i Blåfalli for 420 kV eller 300 kV.

Nytt felt i Blåfalli stasjon bygges som en utvidelse av eksisterende anlegg. Det bygges derfor med samme konfigurasjon som bestående 300 kV-anlegg og med 300kV utstyr. Eksisterende anlegg, inkludert nytt felt for Gismarvik, kan ikke oppgraderes til 420kV. Ved en senere overgang til 420kV i Blåfalli må det bygges et nytt anlegg for alle dagens felt.

4. Ubestykkede felt i Gismarvik.

De 5 ekstra feltene er nødvendig for å muliggjøre senere overgang til 420 kV. Det blir et skille mellom 300 og 420kV anlegget, samt at det må etableres nødvendige autotransformatorer mellom 300kV og 420 kV. I tillegg er det tatt høyde for en mulig ny ledning fra Gismarvik til Håvik.

- Ett felt er satt av til en mulig ny ledning til Håvik.
- To felt er satt av til autotransformatorer ved utvidelse av stasjonen til 420 kV
- Ett felt benyttes til skille mellom 300 og 420 kV når Blåfalli oppgraderes til 420 kV.
- Ett felt definerer skille mellom 300 og 420 kV hvis ledningen 420 kV Sauda – Gismarvik blir realisert før 420 kV etableres i Blåfalli (fortsatt 300 kV drift på ledning Blåfall- Gismarvik).

Merkostnadene for grunnarbeid er i underkant av 5MNOK per felt.

5. Avsatt areal til framtidig utvidelse i Gismarvik.

Der det er behov for sprengningsarbeid i forbindelse med fremtidige anlegg vil det bli utført sprenging i en sone ut fra 1. byggetrinn, slik at videre utbygging kan utføres på en trygg måte.

I nordvestlig retning er det ikke planer om annet enn å utføre grunnarbeidet for ett ekstra felt, slik at det er mulig å fortsette utbyggingen på en forsvarlig måte. Dette er vanlig for de fleste nye stasjonene som etableres.

Stasjonen vil kunne utvides ved innføring av 420kV, med en transformator nr. 2 til HKN, en SVS (reaktiv kompensering), for større forbrukere i næringsparken, og eventuell elektrifisering offshore og havvind.

6. Sikkerhet mot flom og skred.

Islast har returtid på 150 år. Vindkast, både maksimal og normalkomponent, har returtid på 50 år. Det vil videre for hvert enkelt mastepunkt bli foretatt vurderinger knyttet til ras, skred og flom i prosjekteringen. Påkjenninger fra is og vind er gitt i klimarapport, og tas også med i prosjekteringen.

7. Spørsmål fra utredningsprogrammet.

- a. *Teknisk og økonomisk sammenligning av gassisolerte og luftisolerte bryterfelt for ny transformatorstasjon.*

I meldingen i 2017 ble det beskrevet to mulige endepunkt for ny ledning; eksisterende Håvik stasjon på Karmøy eller etablering av ny Gismarvik stasjon inne på området til Haugaland Næringspark. I meldingen ble plassbegrensinger inne på industriområdet til Hydro trukket frem som begrunnelse for at en eventuell ny stasjon her må utformes som et gassisolert anlegg (GIS-anlegg). Imidlertid ble Håvik stasjon som endepunkt for ny omsøkt 420 kV-ledning vurdert som ikke aktuell i den samfunnsøkonomiske analysen (viser til vurderinger beskrevet i kap.10.1). Ny Gismarvik stasjon inne på Haugaland Næringspark har kun blitt vurdert som et luftisolert anlegg (AIS-anlegg).

Statnett har ambisjon om å være ledende på miljø- og klimaarbeid i vår sektor. I våre byggeprosjekter legger vi stor vekt på tiltak som bidrar til å redusere klimagassutslipp, og her er valg og vurdering av stasjonsløsning (AIS vs. GIS) sentralt. Tidligere gjennomførte livsløpsanalyser i andre prosjekter viser at GIS-anlegg bidrar til vesentlig høyere klimagassutslipp sammenlignet med AIS (I forbindelse med Leirdøla stasjon ble det utarbeidet en klimagassanalyse av GIS- og AIS-løsning). Likevel kan særlige lokale arealutfordringer, grunn- og/eller klimaforhold medføre at GIS-anlegg vurderes som en bedre løsning enn AIS, da en GIS-løsning som regel innebærer et mindre arealbehov for stasjonstomt og består av et innebygd anlegg. Det ble tidlig i prosjektet for ny 420 kV-forbindelse til Haugalandet vurdert at det ikke foreligger særlige forhold som tilsa at det var aktuelt med GIS-løsning for ny Gismarvik stasjon.

Hvis det er fremdeles er ønskelig at vi skal fremlegge en egen analyse om de faktisk teknisk-økonomiske forskjellene for gassisolerte og luftisolerte bryterfelt for ny Gismarvik stasjon, ber vi om tilbakemelding da dette vil være ressurskrevende.

- b. *Hvorvidt en ny ledning Blåfalli/Sauda—Gismarvik/Håvik påvirker behovet for å oppgradere dagens Sauda—Blåfalli (Samnanger), og om det er utgjør en forskjell hvorvidt ny ledningen går fra Blåfalli og Sauda.*

En ny ledning på Haugalandet påvirker ikke behovet for å oppgradere Sauda-Blåfalli (Samnanger). Siden analysen på Haugalandet ble gjennomført har vi fått mer informasjon om forbruksveksten i Bergensområdet. Vi ser at stor forbruksvekst her kan fremskynde behovet for oppgraderingen.

Hvis og når Sauda-Blåfalli (Samnanger) blir oppgradert til 420 kV vil det være mulig å også drifte ny ledning fra Blåfalli på 420 kV. Dette vil i så fall gjøre alternativene med ny ledning fra Blåfalli eller Sauda mer like med tanke på overføringstap. Likevel er det dyrere å fremskynde oppgradering av Sauda-Blåfalli nå enn det man vinner på reduserte tap. For ytterlig diskusjon se kapittel 12.1 i den samfunnsøkonomiske analysen.

- c. *Virkninger for kraftprodusentene og interne flaskehalsar som følge av ny ledning Blåfalli—Gismarvik/Håvik eller Sauda—Gismarvik/Håvik, og synliggjøre eventuelle forskjeller mellom de to alternativene Blåfalli og Sauda. Dette skal være en del av den samfunnsøkonomiske vurderingen.*

Det er ingen vesentlige forskjeller mellom løsningsalternativene knyttet til nevnte virkninger. Vi har gjort markedsanalyser i forbindelse med utredningen, som avdekket at forskjellen mellom alternativene Blåfalli/Sauda-Gismarvik/Håvik ikke går på konsumentoverskudd/produsentoverskudd og flaskehalsinntekter. Det som imidlertid har en påvirkning på disse virkningene er knyttet til om det kommer et stort forbruk, og om vi bygger ny ledning. Dette er likt mellom løsningsalternativene. Det er overføringstap som utgjør den store forskjellen, som i hovedsak er hentet fra resultatene i markedsanalysen. Alt annet likt vil store mengder nytt forbruk trekke i retning av økte kraftpriser.

- d. *Hvorvidt forsyningssikkerheten til Hydro Karmøy blir påvirket dersom ny transmisjonsnettstasjon blir lagt til Gismarvik og ikke Håvik, og hvordan tilstrekkelig forsyning fra Gismarvik til Hydro Karmøy sikres dersom Gismarvik blir valgt som ny transmisjonsnettstasjon. Dette spørsmålet er fremdeles relevant i et fremtidig scenario der Hydro Karmøy likevel går videre med sine forbruksplaner på Karmøy.*

Med en ny ledning til Gismarvik stasjon vil det som i dag fortsatt være tre ledninger inn til Håvik, en fra Spanne og to fra Gismarvik. Forsyningssikkerheten blir likevel bedre enn i dag fordi de to ledningene fra Gismarvik til Håvik blir kortere enn dagens ledninger fra Sauda og Kårstø, og vil dermed ha lavere feilrate. Utkobling av de to ledningene fra Gismarvik til Håvik samtidig vil imidlertid bety at forbruket på Karmøy som i dag, må bli forsynt av den nordlige forbindelsen via Spanne. I denne situasjonen kan vi måtte koble ut deler av forbruket på Karmøy fram til en av ledningene er koblet inn igjen. Vedlikeholdsarbeid på ledninger mellom Håvik-Gismarvik vil måtte planlegges for å ha kort gjeninnkoblingstid i tilfelle at den andre faller ut for feil samtidig. Dette er også den eneste kombinasjonen av driftsstans og utfall(N-1-1) som gir dårligere forsyningssikkerhet for Hydro Karmøy ved å stoppe i Gismarvik.

En ny ledning helt inn til Håvik ville derfor gitt noe økt N-2 forsyning til Karmøy, isolert sett, fordi det ville da vært fire ledninger inn til Karmøy. Med to ledninger utkoblet er det fortsatt to ledninger som kan forsyne forbruket. Likevel ville det vært lange ledninger med høyere feilrate enn de to korte ledningene fra Gismarvik til Håvik. Med ytterligere økt forbruk på Hydro Karmøy vil vi fortsatt være innenfor strøm- og spenningsgrenser, men det vil antakeligvis være behov for systemvern. Dermed er det ikke opplagt at forsyningssikkerheten blir dårligere for Hydro med en stasjon i Gismarvik.

Likevel er det flere andre forhold som trekker i retning av Gismarvik. Slik forbrukssituasjonen ser ut nå kommer mesteparten av forbruket på fastlandssiden knyttet til forbruk i Gismarvik Næringspark og på Kårstø. Dette drar i retning av at Gismarvik er et bedre endepunkt for ny ledning. Å bygge en

mindre Håvik stasjon for å dekke reinvesteringsbehovet ga oss også muligheten til å være mer fleksible i nettplanleggingen med tanke på om det ble behov for ny ledning (og Gismarvik stasjon) eller ikke. I tillegg gir det muligheter for å spare kostnader i regionalnettet, og fleksibilitet for Statnett med tanke på overgang til 420 kV. Kommer fullskalaanlegget til Hydro og det skulle vise seg at det er behov for ytterlig forsyringsikkerhet til Karmøy, har vi fortsatt muligheten til å øke kapasitet og redundans mellom Gismarvik og Håvik.

Hvis Hydros fullskalaanlegg på Karmøy kommer likevel, er det er vanskelig å si hva behovet blir før vi vet hvilket forbruk som faktisk kommer. Gitt at fullskalaanlegget kommer, i tillegg til de skisserte planene på Kårstø og i næringsparken på Gismarvik, kan det bli behov for å forskuttere reinvestering og oppgradering til 420 kV av Saudaledningene og/eller den nordlige forbindelsen.

Det har nylig vært i media at valseverket til Hydro selges. Skifte av eierskap påvirker ikke effektbehovet fra valseverket i seg selv. Det er derfor vanskelig å vite om dette vil ha noen betydning. Det er imidlertid metallverket på Karmøy som krever mest strøm. Eventuelle endringer av valseverket vil påvirke strømforbruket lite, og vil ikke påvirke behovet for den nye ledningen i nevneverdig grad.

- e. Potensielle nyttegevinster forbundet med samordning med regionalnettet i de ulike alternativene, herunder omstrukturering og sanering av eksisterende regional- og transmisjonsnett. Eventuelle nyttegevinster forbundet med en ny stasjon i Litledalen skal vurderes spesielt inkludert kostnadsoverslag.*

Nytteverdien for underliggende nett ligger i hvorvidt Gismarvik stasjon bygges eller ikke, og er likt for både Blåfalli og Sauda-alternativet. For regionalnettet på ytre del av Haugalandet så sparer Haugaland Kraft Nett (HKN) investeringer i regionalnettet dersom Gismarvik blir valgt, forutsatt at Haugaland næringspark får så stort uttak at HKN ellers måtte forsterket regionalnettet til Håvik og/eller Spanne. Dette er omtalt i samfunnsøkonomisk analyse (vedlegg 4 til konsesjonssøknad, kapittel 10.1). I tillegg har HKN selv gjort en vurdering av ytterlige nyttegevinster knyttet til etablering av Gismarvik stasjon. Her trekker de spesielt fram lavere tap, og at regionalnettet blir mindre avhengig av Spanne og dermed mindre sårbar for avbruddskostnader hvis Spanne skulle være ute. Nyttegevinsten legger imidlertid til grunn at det kommer nytt forbruk i Haugland næringspark.

Den foreslåtte traseen for Blåfalli-Gismarvik går gjennom Litledalen. I KVUen vurderte vi at en ny stasjon i Litledalen kunne gi spart investeringskostnader i regionalnettet, men at denne besparelsen var usikker. I etterkant av KVUen har vi fått ny informasjon som tilsier at kostnadsbesparelsene i regionalnettet trolig er små. Deler av besparelsen beskrevet i KVUen var knyttet til investeringer for å tilrettelegge for ny kraftproduksjon. Haugaland Kraft Nett har nå søkt om konsesjon for å bygge nytt nett for å tilrettelegge for denne produksjonen (Ølen-Våg-Bratthammar).

En ny Litledalen stasjon kunne også gitt mulighet for å sanere noe eksisterende regionalnett, men dette er usikkert og ligger langt fram i tid. Med Blåfalli-Gismarvik, har vi en mulighet for å bygge en ny Litledalen stasjon på et senere tidspunkt. Vi antar imidlertid at verdien av denne muligheten er marginal og har ikke tillagt den vekt i analysen. Kostnadsoverslaget for Litledalen stasjon ble estimert til om lag 300 MNOK i forbindelse med arbeidet til meldingen.