

Olje- og energidepartementet  
Postboks 8148 Dep  
0033 OSLO

Att:

**DERES BREV:**  
7.10.2015

**DERES REF:**  
14/1495-

**VÅR REF:**  
2014-TRT-0056 TRT/ 631

**DATO:**  
07.12.2015

## Høringsuttalelse - Konseptvalgutredning for økt leveringspålidelighet til Nyhamna

Vi viser til deres høringsbrev vedrørende Statnett SFs konseptvalgutredning (KVU) for økt leveringspålidelighet på Nyhamna, datert 7.10.2015. Istad Nett uttaler seg i denne sammenheng som utredningsansvarlig for regionalnettet i Møre og Romsdal og som områdekonsesjonær og regionalnettseier i tilgrensende nett. Vår høringsuttalelse er begrenset til kraftsystemmessige forhold samt en påpekning av uakseptable fordelingsvirkninger.

Istad Nett har bidratt til arbeidet med utredningen, og har hatt det samme fokus som Statnett, å sikre en samfunnsrasjonell utvikling av kraftsystemet. Med de forutsetninger som er lagt til grunn i konseptvalgutredningen støtter Istad Nett Statnetts anbefaling av konsept 1 (K1) med trinnvis styrking av forsyningen til Nyhamna og tilgrensende nett. Første byggetrinn innebærer etablering av en 420/132 kV transformatorstasjon i Isfjorden og utnyttelse av Istad Netts regionalnett mellom Istad og Fræna transformatorstasjon. Dette byggetrinnet er forutsatt å gi inntil i størrelsesorden 200 MW reserve for Nyhamna ved utfall av 420 kV ledningen Viklandet-Fræna. Neste byggetrinn innebærer etablering av en ny 420 kV ledning fra Isfjorden til Fræna transformatorstasjon (eventuelt bare til Istad). Dette byggetrinnet er ikke lønnsomt i hovedscenariot<sup>1</sup>. Statnett ønsker likevel å forberede konsesjonssøknad, slik at byggetrinnet kan realiseres raskest mulig dersom endringer i forutsetningene tilsier dette. Videreføring helt til Nyhamna er også mulig, men anses mindre aktuelt pga. lav nytte i forhold til kostnadene.

Vi vil imidlertid poengtere følgende forhold, som bør tas med i den videre behandlingen:

### Ekstrem utnyttelse av vårt regionalnett ved reservedrift med første byggetrinn av K1<sup>2</sup>

Det angitte reservekapasitetsnivået for første byggetrinn representerer en ekstrem utnyttelse av nettet. Nettet vil ved reservedrift bli drevet uten nettreserve for nye utkoblinger, og det planlagte SVC-anlegget på Nyhamna er forutsatt å ha tilstrekkelig kapasitet og reguleringsevne til å unngå at nettet kollapser. Kortslutningsytelsen fra nettet vil være svært lav i forhold til uttaket.

Det angitte reservekapasitetsnivået er basert på stasjonære lastflytanalyser, og det er som angitt i KVU-en behov for videre analyser for å verifisere hvor høy reservekapasitet en i praksis kan tillate. Forhold som ikke er vurdert i KVU-en er bl.a. stasjonær- og transient stabilitet, spenningskvalitet og om/hvordan nye feil i nettet kan/skal håndteres på en forsvarlig måte. Vi kan også nevne at vi i etterkant av KVU-en har fått konstatert at enkelte ledninger ikke overholder krav til bakkeavstand ved så høy termisk utnyttelse som det er forutsatt (80 °C linetemperatur). Dersom det skulle vise seg at reserven er vesentlig lavere enn forutsatt, vil dette påvirke

<sup>1</sup> Renommekostnader for Norge som gassleverandør er ikke vurdert eller inkludert.

<sup>2</sup> Gjelder, i noe mindre grad, også for en løsning med dubleret 420 kV forsyning til Istad.

nytt av byggetrinnet. I tillegg vil kostnadene ved en eventuell videreføring til Fræna (trinn 2) kunne øke pga. økte avbruddkostnader i byggeperioden. Trinn 1 er da planlagt utnyttet for å begrense kapasitetsreduksjon på Nyhamna ved forventet behov for utkobling av 420 kV ledningen Viklandet-Fræna i tre til fire uker pga. ledningskryssinger mm. Avbruddkostnader under gjennomføringen av forsterkningstiltakene er ikke hensyntatt i KVVU-en, men vil kunne få betydning for sammenligningen av K1 og K2 gitt at dublert 420 kV til Fræna/Nyhamna er ønskelig, f.eks. ved at OED også inkluderer omdømmevirkninger i sine vurderinger.

### Uakseptable fordelingsvirkninger

Det angitte reservekapasitetsnivået for første byggetrinn er som nevnt basert på at vårt regionalnett vil bli drevet uten nettreserve for nye utfall (såkalt N-0 drift). Dette betyr at en lang rekke enkelthendelser med feil i vårt regionalnett, hver for seg vil kunne medføre at nettet bryter sammen og i verste fall hele lasten på Nyhamna, hele lasten i vår forsyningsområde, og deler av lasten i tilgrensende regional- og sentralnett faller ut. Dette vil, med normal håndtering av «Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi» (KILE) regulert av bl.a. [Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff](#)<sup>3</sup>, få svært store konsekvenser for Istad Nett. For å begrense lasten som faller ut, vil det være aktuelt å benytte systemvern som automatisk kobler ut lasten på Nyhamna og skjærer øvrig last ved kritiske utfall i 132 kV nettet. Selv med et slikt systemvern, vil KILE eller annen kompensasjon for avbrudd ved enkelthendelser<sup>3</sup> i verste fall kunne overstige 200 MNOK. Til sammenligning er Istad Netts inntektsramme for regionalnettet på ca. 20 MNOK/år, og største KILE ved enkelthendelse (uten transitt) er begrenset til ca. 0,4 MNOK. Sist nevnte lave verdi skyldes at nettet vårt er bygget for og normalt driftes med momentan reserve for alle enkeltfeil på 132 kV forbindelser, med unntak av en, hvor det er reserve etter omkobling.

Et systemvern for å håndtere de mange kritiske enkelthendelsene ved reservedrift vil bli mer komplisert enn det man benytter i dag ved normaldrift, og som vil være aktuelt ved reservedrift for en fullverdig N-1 løsning, hvor det bare er ett kritisk utfall som skal håndteres. Det er foreløpig ikke avklart om et slikt systemvern vil kunne fungere etter hensikten. Det paradoksale er også at kompensasjonskostnadene for Istad Nett vil kunne bli høyest ved bruk av systemvern pga. egne bestemmelser ved slik bruk. Videre vil bruk av reservekraftverket på Nyhamna, med uendret transitt gjennom nettet til Istad Nett, øke lasten på Nyhamna som kan falle ut ved feil, og dermed også konsekvensene for Istad Nett.

Selv om en tar hensyn til sannsynligheten for at feil i Istad Netts 132 kV nett inntreffer samtidig med at 420 kV ledningen Viklandet-Fræna er utkoblet, vil reservedrift fortsatt kunne utgjøre en betydelig risiko og merkostnad for Istad Nett. Det er her verd å merke seg at flere av de varige feilene på hovedforsyningen til Nyhamna (420 kV ledningen Viklandet-Fræna) er knyttet til ekstremvær, hvor også sannsynligheten for feil i 132 kV er større enn ellers. Reservekapasiteten fra byggetrinn 1 vil også (med 100 % sannsynlighet) bli utnyttet i en eventuell gjennomføring av byggetrinn 2, som vil medføre behov for utkobling av 420 kV ledningen Viklandet-Fræna i tre-fire uker.

I tillegg til økt KILE-risiko, vil første byggetrinn medføre økte tapkostnader for Istad Nett, både ved intakt nett og ved reservedrift. Ved reservedrift og 200 MW transitt vil tapene i vårt regionalnett bli over 30 ganger høyere enn normalt. En til to uker med reservedrift vil dermed utgjøre ett års normale tap.

Første byggetrinn vil også gi økte investeringskostnader for Istad Nett. Den eldste av 132 kV ledningene mellom Istad og Årødal (bygget i 1967) vil uten transittbehov mest sannsynlig bli sanert ved utløpt levetid, mens den med transittbehov må reinvesteres. Videre er flere av de sentrale ledningene for reserven til Nyhamna bygget i 1967-68, og reinvestering er trolig nødvendig i løpet av 10-15 år. Dersom en skal unngå at hele eller deler av reserven for Nyhamna blir utilgjengelig i byggeperioden, må nye ledninger bygges før de gamle rives, hvilket normalt betyr økte investeringskostnader. Det vil også være nødvendig å temperaturoppgradere eller framskynde reinvestering av flere av våre ledninger for å kunne overholde krav til bakkeavstand ved den overføringskapasiteten som er forutsatt.

Problematikken med KILE, tap og reinvesteringskostnader viser at den anbefalte løsningen har uheldige fordelingsvirkninger for Istad Nett. Dette har Statnett (delvis) påpekt i KVVU-en, og Istad Nett har bedt NVE om en avklaring i brev sendt den 6.10.2015. Istad Nett tok også opp problemstillingen mht. KILE for dagens

---

<sup>3</sup> Egne bestemmelser ved bruk av systemvern.

situasjon i en høringsuttalelse til OEDs høring av Statnetts søknad om utvidet bruk av reservekraftverket i 2013.

### **Saneringsmuligheter i 132 kV nettet**

I KVVU-en side 93 er det nevnt at 132 kV ledningen Isfjorden (Grytten)-Istad muligens også kan saneres i konsept 2 forutsatt at styrket transformering i Fræna transformatorstasjon. Vi vil påpeke at en slik sanering vil gi innestengt produksjon i Grytten kraftverk og under transformatorstasjonene Grytten, Bø og Syltebø pga. begrensninger på de to gjenværende 132 kV forbindelsene ut av dette området, dersom hele eller deler av aktuell ny produksjon i dette området bygges ut. Dette er dokumentert i vår høringsuttalelse til søknader om tolv småkraftverk i Rauma og Nesset kommuner sendt NVE den 18.3.2015.

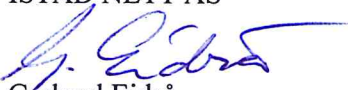
### **Koordinering med mulig 132/22 kV transformering i Isfjorden**


Dersom aktuell ny produksjon i Isfjorden-området skal realiseres i et visst omfang, jf. forrige avsnitt, vil det være mest rasjonelt å etablere 132/22 transformering i Isfjorden. En slik transformatorstasjon bør vurderes samlokalisert 420/132 kV transformering i K1. Dette kan gi visse utfordringer mht. den tidsmessige koordineringen, og er et moment som trolig forsterker behovet for tidlig planlegging og realisering av K1 trinn 1.

### **Oppsummering/hovedpunkt**

Istad Nett støtter Statnetts anbefaling av konsept 1 (K1) med trinnvis styrking av forsyningen til Nyhamna og tilgrensende nett. Vi påpeker imidlertid at forutsatt reserve med første byggetrinn representerer en ekstrem utnyttelse av nettet, og vi forutsetter at det gjennomføres mer detaljerte analyser for å verifisere hvor høy reservekapasitet en i praksis kan tillate. Vi forutsetter også at det valgte konseptet ikke medfører dårligere rammebetingelser for Istad Nett. Vi mener det vil være urimelig og uakseptabelt om Istad Netts eiere skal få reduserte inntekter og i verste fall tap, og at Istad Netts kunder kan få økte kostnader som følge av at samfunnsrasjonelle løsninger velges. Med den anbefalte løsningen pålegges Istad Nett bl.a. en annen drift (uten reserve) enn den Istad Nett ønsker og har bygget ut regionalnettet sitt for. Vi fratas dermed vårt viktigste virkemiddel for å begrense KILE, og kan i tillegg få KILE-ansvar for uttaket til en annen netteiers kunde, som normalt vil være større enn samlet uttak hos egne kunder, som utgjør vårt inntektsgrunnlag.

Med vennlig hilsen  
ISTAD NETT AS

  
Gerhard Eidså  
Daglig leder

  
Tor Rolv Time  
Senioringeniør