

Olje og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo

Att.: Trond Ulven Ingvaldsen

Høringsuttalelse Konseptvalgutredning for økt leveringspålidelighet til Nyhamna

Statnetts KVV beskriver godt de fremtidige behov for økt leveringspålidelighet på Nyhamna. De foreslåtte konseptene oppfattes som dekkende. På grunn av usikkerheten i fremtidig lastøkning og manglende samfunnsøkonomisk nytteverdi i alle konseptene, er en trinnvis tilnærming fornuftig. Konsekvensene for det underliggende nettet ved en slik trinnvis tilnærming må analyseres nærmere med hensyn til endringer i KILE eksponering og økonomisk risiko, samt systemtekniske utfordringer. Dersom OED velger å ikke gå for en trinnvis tilnærming, men fullverdig løsning fra start, er det viktig å revurdere K2 som alternativt konsept. Anleggsbidrag bør vurderes ved investeringer som i stor grad er rettet mot en spesifikk kundes behov og hvor samfunnsøkonomien er svak eller negativ. Forutsetningene lagt til grunn for beregnede prissatte virkninger og en mer detaljert oversikt over kostnadselementene i de ulike konseptene bør tydeliggjøres.

Vi viser til Olje- og energidepartementets høring av Statnett SFs konseptvalgutredning for økt leveringspålidelighet på Nyhamna, datert 7.10.2015, med høringsfrist 10.12.2015.

Energi Norge er en interesse- og arbeidsgiverorganisasjon for norsk kraftnæring. Energi Norge representerer rundt 280 bedrifter som produserer, transporterer og selger strøm og varme. Medlemsbedriftene står for 99 prosent av kraftproduksjonen og dekker 90 prosent av nettkundene i Norge. Kraftnæringen jobber for bedre klima, sikker forsyning og grønn vekst.

Generelle kommentarer

Energi Norge er opptatt av at det legges til rette for en utvikling av et robust og miljøvennlig kraftsystem, som bidrar til å oppfylle Norges klimaforpliktelser og legger til rette for nasjonal og lokal næringsvekst. Energi Norge er opptatt av at nettutviklingen skjer på en slik måte at fremtidige lastøkninger imøtekommes til rett tid, at investerings- og oppgraderingskostnader gjennomføres på en for samfunnet rasjonell måte, og at miljøinngrepene begrenses mest mulig.

Statnetts KVV beskriver etter vårt skjønn det fremtidige behovet for økt leveringspålidelighet til Nyhamna på en god måte. De beskrevne og prioriterte konseptene synes også å være dekkende, selv om manglende underlagsmateriale for kostnadsvurderingene av de ulike konseptene ikke gjør det mulig å etterprøve konklusjonene. At ingen av de prissatte eller ikke-prissatte virkninger vurdert i de beskrevne konseptene gir en samfunnsøkonomisk positiv nytte, tilsier at det er andre vurderinger som må legges til grunn dersom prosjektet skal realiseres. Samtidig understreker dette behovet for en forsiktig trinnvis tilnærming, slik Statnett foreslår, som legger til rette for å begrense eller unngå potensielle feilinvesteringer.

Alternativt vil bruk av anleggsbidrag knyttet til investeringene kunne bidra til tydeligere å fremme de reelle behovene for økt leveringspålitelighet til Nyhamna.

Dersom departementet skulle falle ned på en annen løsning enn en trinnvis tilnærming slik Statnett har foreslått, er det etter vårt skjønn nødvendig å opprettholde ytre ring, K2 som mulig konsept for nærmere avveining. Kostnadene ved fullverdig løsning på K1:Indre og K2 synes å være omtrent like, mens det er forskjeller på de to konseptene med hensyn til forsyningssikkerhet, konsekvenser for underliggende nett, og miljøinngrep.

Kostnadsfordeling - et historisk tilbakeblikk

Ilandføring av gassen fra Ormen Lange til Nyhamna var et viktig samfunnsprosjekt. Prosjektet kom samtidig med et annet viktig prosjekt, utvidelsen av aluminiumproduksjonen på Sunndalsøra. Summen av de to prosjektene medførte at Møre og Romsdal gikk fra en situasjon med kraftbalanse til en situasjon med betydelig kraftunderskudd.

For et fylke med relativt få nye utbyggingsprosjekter, var løsningen på denne nye situasjonen en omfattende forsterkning av sentralnettet, så vel sydover som nordover. Mens forbruket i Romsdal tidligere og fortsatt kunne forsynes via det eksisterende 132 kV-nettet, nødvendiggjorde virksomheten på Nyhamna en ny 420 kV forsyning. Denne og andre nødvendige nettførsterkninger, frem til den nye Fræna trafo, ble finansiert uten anleggsbidrag.

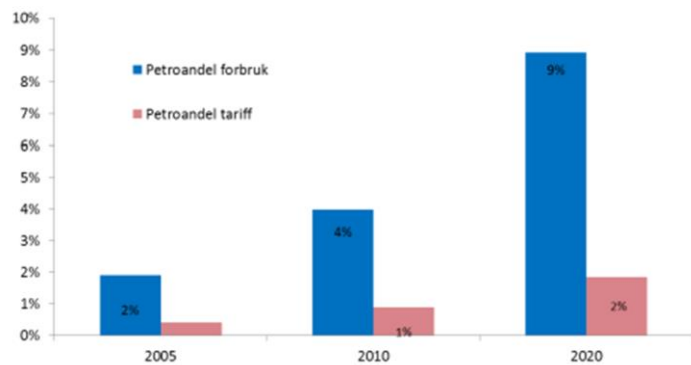
Som Statnett omtaler i KVUen, ble det lagt opp til og konsesjonssøkt tosidig innmating til Nyhamna, med en tilknytning til den nye forbindelsen Sogndal – Ørskog, i Ørskog. Denne forbindelsen ble forutsatt finansiert ved anleggsbidrag. Etter å ha gjennomført egne studier av avbruddssannsynligheten, konkluderte lisenshaverne av Ormen Lange anlegget forsyningssikkerheten som tilfredsstillende med ensidig innmating. Statnett trakk på grunnlag av dette tilbake konsesjonssøknaden.

Etter den anstrengte vinteren 2002-2003 ønsket myndighetene å være bedre rustet til å mestre fremtidige knapphetssituasjoner. Hjemler for Statnett som systemansvarlig til å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner, SAKS, ble derfor introdusert, først i Forsyningssikkerhetsmeldingen St.meld. nr. 18 (2003-2004), og senere gjennom tilføyelser i lov og forskrift. Installasjon og bruk av reservekraftverk var ett av flere sentrale virkemidler. På grunn av den anstrengte kraftsituasjonen som var oppstått i Møre og Romsdal etter de to nevnte

industrietableringene, ble det besluttet å bygge et reservekraftverk på Nyhamna, med kapasitet på 150 MW. I første runde var dette anlegget ment for «svært anstrengte kraftsituasjoner» i regionen og ikke for linjefeil som påvirket driften på Nyhamna. Etter hvert ble denne forutsetningen lempet på, slik at også hensynet til driften på Nyhamna kunne ivaretas.

Til tross for at Statnett i sitt arbeid med tariffingsprinsipper for sentralnettet i 2013 (ref. drøftingsgrunnlag for Prisstrategi for sentralnettet 2014-2018, boks 1) påpekte at petroleumssektoren bidrar med et lite inntektsbidrag til sentralnettet sett i forhold til bruk av sentralnettet, har de senere konkludert med at store forbrukere, som Nyhamna, er så fordelaktig for kraftsystemet at de bør innvilges store tariff rabatter.

Nytt stort forbruk, som i hovedsak forventes å være petroleumsrelatert, er en viktig driver for å bygge neste generasjon sentralnett. Petroleumsindustrien står i dag for omtrent 4 % av forbruket i sentralnettet og bidrar med under 1 % av kostnadene. Med dagens tariffmodell vil dette skjeve bildet forsterkes ytterligere mot 2020 til 9 % av forbruket og 2 % av kostnadene, som vist på figur 2.



Figur 2 Utvikling i forbruk i og tariffinntekter fra petroleumssektoren

Virksomheten på Nyhamna planlegger nå for et økt effektuttak. Situasjonen er likevel ikke prinsipielt forskjellig fra da anlegget ble etablert, men med den forskjell at anleggsbidragsspørsmålet nå ikke synes å være et tema, at de innvilges betydelige tariffrabatter som SFHB kunde, og at det er fellesskapet i utgangspunktet som forventes å bære kostnader som i stor grad er kundespesifikke.

I en løsning hvor K1 eller K2 etableres og Nyhamna sikres tosidig forsyning, vil alle inngående 420 kV linjer til Nyhamna, inkl. dagens industriradial fra Fræna til Nyhamna, inngå i et masket transmisjonsnett og dermed inngå i sentralnettsordningen. Med dagens praktisering av anleggsbidrag, vil det dermed ikke gis anledning til å kreve anleggsbidrag for disse investeringene.

Det er derfor grunn til å reise spørsmål om det er på tide å revurdere prinsippene for bruk av anleggsbidrag til investeringer som i hovedsak er knyttet til enkelte spesifikke nettkunder og hvor samfunnsøkonomien i prosjektene i tillegg er svak eller negativ.

Det finnes flere paralleller til situasjonen på Nyhamna. Energi Norge ber derfor OED om å initiere en drøfting og klarlegging av hvilke kostnader av denne type det er riktig å belaste fellesskapet.

Risikofordeling

Statnetts foretrukne løsning medfører en betydelig økt risikoeksponering for underliggende regionalnett, i perioden frem til regionalnettet eventuelt oppgraderes til 420 kV. Feil i underliggende 132 kV nett vil medføre at ikke bare lokal last faller ut, men også lasten på Nyhamna. Lasten på Nyhamna kan være betydelig større enn den lokale lasten, som underliggende nett ikke har KILE rammer for å dekke. En del av nytten ved reserve i underliggende nett er også knyttet til utfall av 420 kV forbindelsen Viklandet-Fræna under ekstreme værforhold. Denne type værforhold gir også forhøyet risiko for feil i underliggende nett.

Statnett kommenterer selv dette forholdet (ref. s. 12), hvor Statnett oppfordrer Istad Nett til å iverksette en dialog med NVE om hvordan dette kan håndteres i fremtiden. Etter vårt skjønn blir det for enkelt å skyve dette ansvaret over på underliggende regionalnettseiere. Dette er ikke et nytt fenomen, men en sentral utfordring i de situasjoner hvor Statnett som netteier, eller som systemansvarlig, fortar inngrep i systemet for å ivareta eget ansvar men hvor de økonomiske konsekvensene flyttes over på andre aktører.

Hensikten med KILE-ordningen er å gi incentiver til tilstrekkelig høy leveringspålidelighet gjennom utbygging, drift og vedlikehold av nettet. I dette tilfellet vil det være Statnett som netteier og som systemansvarlig, som gjennom nettutviklingen og ut fra en samlet driftsvurdering, pålegger underliggende nett en helt annen drift (N-0) enn det regionalnettet er bygget for (N-1). Ved å tillegge underliggende nett KILE-ansvaret ved transitt, vil Statnetts incentiver til så raskt som mulig å reparere eventuelle feil på 420 kV Viklandet/Istad-Fræna mulig og å koordinere revisjoner på 420 kV linjen med revisjon på gassprosesseringsanlegget på Nyhamna svekkes.

I sin rolle som netteier og nettutvikler av transmisjonsnettet, og i sin utøvende rolle som systemansvarlig, må Statnett se de økonomiske konsekvensene og den økonomiske risikoen knyttet til egne beslutninger. I denne sammenhengen må det derfor være en klar forutsetning at Statnett bærer den økonomiske risikoen, herunder KILE risikoen, ved de valg av nett- og driftsløsninger de foretar for å sikre økt leveringspålidelighet på Nyhamna. Dette kan ikke overlates til underliggende regionalnettseiere alene. Dette er en utfordring hvor OED også bør ta en aktiv rolle, for å rydde opp i uheldige økonomiske incentiver og skape forutsigbarhet knyttet til nettselskapenes risikoeksponering.

Bruk av reservegasskraftverk

I tabell 15 oppsummeres virkningene dersom reservekraftverket beholdes til idriftsettelse av K1 eller K2. Statnett antar at reservekraftverket kan fases ut etter at Isfjorden stasjon (trinn 1) i K1: Indre trinnvis konsept, fordi mer reserveforsyning enn det Isfjorden kan gi har liten forventet nytte. Vi antar at tidsforlengelsen for å ha reservekraftverket tilgjengelig fra 2020 til 2023 er opphav til kostnadsforskjellen mellom K1 og K2 på 110 MNOK (hhv. forskjellen på -130 MNOK og -240 MNOK). Det later derfor til

at det ikke er behov for reservekraftverket i overgangsfasen fra ombyggingen av dagens 132 kV Isfjorden – Fræna til 420 kV. Vi vil tro at det i denne ombygningsfasen vil være behov for å ta 132 kV linjene ut av drift og at reserveforsyningen via Isfjorden dermed er borte i ombygningsperioden (Statnett forutsetter at 132 kV ledningen Isfjorden – Istad må rives og at 420 kV går i samme trase, og at del to mellom Istad og Fræna går i parallelle med eksisterende 420 kV). I så fall vil et realistisk sammenlikningsgrunnlag for K2:Ytre være K1:Indre Fræna. Realiseringstidspunktet for K1:Fræna er 2024 og kostnadene for reservekraftverket for indre løsning dermed høyere enn for K2.

Det aktuelle underliggende 132 kV nettet, som her planlegges å inngå i reserven ved trinn 1 K1:Indre trinnvis løsningen, er bygget i 1967-68. Det må derfor forventes et tiltakende utbedringsbehov, økt feilsannsynlighet og også mulig behov for fornying i løpet av de nærmeste 10-15 år. Det er slik vi erfarer mulig i dag å gjennomføre fornying ved rivning og nybygging i samme trasé. Dersom dette nettet blir en sentral reserveforbindelse for forsyningen til Nyhamna, vil fornyelse av 132 kV Isfjorden – Istad enten medføre brudd i den tosidige forsyningen til Nyhamna (ingen reserve for Nyhamna) eller behov for bygging før rivning (dvs. økte kostnader).

Vi vil også påpeke at det så langt vi erfarer fortsatt gjenstår en del analysearbeid for å verifisere at det er mulig å nyttiggjøre seg reserven gjennom 132 kV nettet for trinn 1 K1:Indre trinnvis. Det kan bl.a. bli utfordringer mht. stabilitet, spenningsforhold, harmoniske påkjenninger pga. svært lav kortslutningsytelse i forhold til lasten. Videre er det mange enkeltutfall som må håndteres på en forsvarlig måte. Dersom reserven ved trinn 1 K1:Indre trinnvis blir vesentlig mindre enn forutsatt, vil dette påvirke kostnadene ved å komme seg videre til Fræna, som ifølge KVVU-en krever tre uker utkobling av 420 kV Viklandet-Fræna og bruk av Isfjorden-trinnet for å begrense avbruddskostnader. Dermed påvirkes også kostnadsforskjellen mellom K1 og K2, og behovet for å ha reservegasskraft tilgjengelig.

Forventet investeringskostnad bør fordeles på prosjektets største og viktigste komponenter

Den forventede investeringskostnaden for Statnetts ulike konsepter oppgis i KVVUen som faste tall. I den grad det skal være mulig å etterprøve Statnetts vurderinger i nærmere detalj, og å følge kostnadsutviklingen mellom de ulike prosjektfasene, bør KVVUen gi en mer detaljert oversikt over alle kostnadselementene i de ulike konseptene. Statnett bør derfor oppgi kostnadene fordelt på de viktigste kostnadselementene, som f. eks. kostnader knyttet til luftledninger og sjøkabler, og stasjoner.

I tillegg til å gjøre evalueringen og senere oppfølgingen av konseptenes kostnadsutvikling lettere for tredjepart, kan fordelingen bidra til at Statnetts fremtidige skriftlige redegjørelser for avvik i investeringskostnad blir enklere.

Statnett bør oppgi sentrale forutsetninger for sine beregninger

Det bør fremgå klart i KVVUen hvilke forutsetninger Statnett legger til grunn for de beregnede prissatte virkninger. Eksemplene under illustrerer hvordan manglende forutsetninger/forklaringer gjør det krevende eller umulig for tredjeparter å etterprøve Statnetts beregninger:

- Statnett bruker tilsynelatende en kalkulasjonsrente på 7% for å beregne nåverditap på gassen (s. 17). Det er først på s. 76 at Statnett forklarer at 7% rente er anbefalt avkastningskrav for olje- og gassektoren.
- Statnett forventer om lag 23 timer nede tid på Nyhamna på grunn av avbrudd (s. 28). Statnett skriver (s. 24) at 0,54 avbrudd/år ventes å vare i kort tid, 0,1 ventes å vare i cirka to dager og 0,01 ventes å vare i flere uker. Dersom 0,54 avbrudd/år tilsvarer 18 timer produksjonstap, må resterende avbrudd medføre minst 5 dager produksjonstap for å gi de 23 timene Statnett legger til grunn. Det fremgår ikke hvilke forutsetninger Statnett har lagt til grunn for disse vurderingene.
- Det er uklart hvilken rente Statnett bruker for å beregne nåverdien av forventede investeringer (s. 72). For eksempel beregner Statnett nåverdi av K2: Ytre løsning til -1 100 MNOK (idriftsettelse 2023, forventet investering på 1 760 MNOK). Dersom Statnetts standard rente for prosjekter på

4% legges til grunn, oppnår vi følgende nåverdi:

$$-1\,760\text{ MNOK} / 1,04^{(7)} = -1\,300\text{ MNOK}$$

Dersom en rente på 7% legges til grunn, oppnår vi samme resultater som Statnett. Det fremgår ikke hvorfor Statnett eventuelt legger til grunn en rente på 7% for å beregne nåverdien av investeringskostnader på de ulike konseptene i dette tilfellet, i motsetning til 4% som benyttes i andre prosjekter. Dersom Statnetts standard rentesats på 4% legges til grunn vil med andre ord prosjektenes samfunnsøkonomiske nåverdi bli ytterligere svekket.

- Nåverdi av sparte reinvesteringer kan ikke etterprøves uten ytterligere forutsetninger/forklaringer.
- Ikke alle tall i tabell 27 (s. 92) kan gjenskapes med oppgitte forutsetninger. Et eksempel er nåverdien av prissatte virkninger for K1: Fræna-Nyhamna – høye investeringskostnader. Dersom en rente på 7% legges til grunn og en usikkerhet på +44% (fra tabell 28), oppnås følgende nåverdi for investeringskostnader:

$$(-500\text{ MNOK} \cdot 1,44) / 1,07^{(8)} = -420\text{ MNOK}$$

Ved å bruke tallet i den samfunnsøkonomiske analysen (s. 84), blir nåverdien av prissatte virkninger -420 MNOK, mens Statnetts estimat er -340 MNOK.

Det finnes eksempler i KVUen der nødvendige forutsetninger/forklaringer oppgis, for eksempel i delen knyttet til «virkning på overføringstap». Alle tall i denne delen kan lett gjenskapes og dermed forstås av tredjepart. For å muliggjøre oppfølging fra tredjeparter bør Statnett oppgi alle forutsetninger for sine beregninger.

Vi stiller gjerne opp med utfyllende innspill og kommentarer i den grad dette er ønskelig fra OED.

Vennlig hilsen
Energi Norge



Einar Westre
Direktør nett og marked



Hans Olav Ween
Næringspolitisk rådgiver Kraftsystemer