

Kraftsystemet i Finnmark

Analyse av behov og tiltak etter 2020

Sammendrag





Fotoграф:
Damian Heimisch

Forord

Det er mange planer og et stort potensial for vekst i både forbruk og produksjon av kraft i Finnmark. Samtidig er det stor usikkerhet i utviklingen på noe lenger sikt. Med bakgrunn i dette besluttet Statnett høsten 2014 å lage en konseptvalgutredning for Nord-Norge nord for Balsfjord (KVU Nord).

Gjennom KVU Nord ønsket vi å drøfte hva som kan utløse behov for nytt sentralnett i Finnmark etter at Balsfjord-Skaidi er bygget, samt å sette de enkelte delstrekningene inn i en større sammenheng. På denne måten ønsker vi å oppnå en helhetlig og koordinert utvikling av kraftsystemet i Finnmark, der de første tiltakene passer inn i et langsiktig bilde. Konseptvalgutredningen er utarbeidet etter gjeldene forskrift og tilhørende veileder fra OED. Vista Analyse AS har gjennomført den eksterne kvalitetssikringen og støtter Statnetts konklusjoner.

Etter vårt syn er det nye store forbruksenheter som kan forsvare å bygge nytt 420 kV nett i Finnmark, innenfor Statnetts mandat (samfunnsmessig rasjonelle investeringer). Vindkraftutbygging kan ikke bære kostnaden ved tilsvarende nettinvesteringer. Slik det ser ut i dag er det mest sannsynlig at stort kraftforbruk kan bli aktuelt ved elektrifisering av nye installasjoner i petroleumssektoren.

Det er knyttet store forventninger til ressursene i Barentshavet etter at nye utvinningstillatelser ble tildelt i mai 2016. Samtidig er det fortsatt stor usikkerhet knyttet til behov for kraft fra land ved eventuell elektrifisering av nye installasjoner. Valget mellom egenforsyning eller nett til petroleumsinstallasjoner normalt blir tatt i forbindelse med behandling av PUD/PAD for petroleumsutvinning. Med bakgrunn i dette, samt usikkerheten rundt framtidig utvikling i petroleumssektoren, har vi valgt å ikke sende KVU Nord til OED for myndighetsbehandling.

I løpet av KVU-arbeidet har det blitt klart hvilke forbindelser som kan være rasjonelle å bygge, gitt elektrifisering av store nye petroleumsinstallasjoner i Finnmark. Ingen av disse forbindelsene er underlagt kravet om KVU med myndighetsbehandling, fordi de enten har vært meldt tidligere eller er utlandsforbindelser. Unntaket er muligens en industriradial ut fra Varangerbotn, med mindre industriaktøren kan søke om unntak for krav om KVU eller velge et lavere spenningsnivå. Vi forutsetter dermed at videre myndighetsbehandling vil gå gjennom konsesjonssøknad for de konkrete prosjektene når behovet er mer avklart. Vi har kalt denne rapporten for "Kraftsystemet i Finnmark – analyse av behov og tiltak etter 2020". Vi vil legge analysene presentert i denne rapporten til grunn for den videre nettutviklingen i Finnmark.

Gjennom arbeidet med konseptvalgutredningen har det blitt tydeligere at utfordringene med ledetid er mindre enn vi først trodde. Den gjensidige avhengigheten i beslutninger hos Statnett og hos petroleumsaktørene kompliserer imidlertid planleggingen. For å unngå at manglende kapasitet i nettet gjør elektrifisering mindre aktuelt, kan vi bli nødt til å søke konsesjon på forbindelser før behovet er sikkert.

Dette krever god koordinering mellom Statnett, industriaktørene, relevante myndigheter og andre nettselskaper. Statnett jobber kontinuerlig med nettutvikling i Finnmark for å sikre at vi investerer i riktig nett til rett tid.

Oslo, 5.september 2016



Ingard Moen
Direktør for
Plan og analyse

Sammendrag

Ofoten-Balsfjord-Skaidi gir et betydelig løft i overføringskapasiteten inn til Vest-Finnmark og bedrer leveringspåliteligheten i hele Finnmark. Samtidig er det mange planer og et potensial for stor vekst både innen forbruk og produksjon av kraft, som kan gi behov for ytterligere tiltak i kraftsystemet. Det er imidlertid stor usikkerhet i utviklingen, og avhengighet mellom beslutninger i nettutbyggingen og hos industriaktørene gjør det utfordrende å investere i riktig nett til riktig tid. Gjennom denne konseptvalgutredningen ønsker vi å løfte diskusjonen om hvordan vi kan oppnå en koordinert utvikling av kraftsystemet i Finnmark.

Vi har vurdert en rekke tiltak både i og utenfor nettet, og sett at det er to nettkonsepter som kan legge til rette for stor forbruksvekst både vest og øst i Finnmark: Ny forbindelse gjennom Finnmark via Norge (K1) og via Finland (K2).

Vindkraftutbygging kan etter vår vurdering ikke alene bære nettinvesteringer av den skalaen K1 og K2 innebærer. Til det er den samfunnsøkonomiske gevinsten for lav og usikker. Nye store forbruksenheter innen petroleumssektoren kan imidlertid gi betydelig samfunnsøkonomisk gevinst, og vil etter vår vurdering være det utløsende behovet for store nettutbyggingsprosjekter i Finnmark. Alternativet til å forsterke nettet er trolig å forsyne petroleumsforbruk med gaskraft (K0).

Vi har sett at:

- Nettkonseptene fremstår med dagens informasjon som bedre enn egenforsyning.
 - Elektrifisering av petroleumsinstallasjoner i Vest-Finnmark er sannsynligvis samfunnsøkonomisk rasjonelt.
 - For at elektrifisering av store petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark skal være samfunnsøkonomisk rasjonelt, må kostnaden ved egenforsyning, for eksempel ved høyere CO₂-pris, i fremtiden være høy. Dette skyldes at nødvendige nett-tiltak er mer omfattende i øst enn i vest.
- Av nettkonseptene fremstår ny ledning fra Finland (K2) som best i de fleste tilfeller. Dette skyldes hovedsakelig at forventede investeringskostnader er lavere i K2 enn i K1.

Fotograf:
Johan Wildhagen



- Det kan være rasjonelt med en trinnvis utvikling av K2, der vi bygger:
 - Skaidi-Hammerfest i et scenario med stort vekst (omtrent 200 MW) i vest.
 - En ny ledning fra Finland eller Skaidi-Varangerbotn i et scenario med stor vekst (omtrent 200 MW) i øst.
 - Alle disse ledningene i et scenario med stor vekst i både vest og øst.
- Mindre tiltak, slik som reaktiv kompensering og nytt 132 kV-nett internt i Finnmark, kan muliggjøre en mindre forbruksvekst, for eksempel ved deelektrifisering av et gassprosessanlegg. Deelektrifisering kan være mer lønnsomt enn helelektrifisering, spesielt i Øst-Finnmark. Mindre tiltak åpner også for å knytte til ny vindkraft, som kan bidra til bedre leveringspålitelighet og reduserte overføringstap.

Begge nettkonseptene innebærer at petroleumsinstallasjonene er knyttet til systemvern, og vil miste strømforsyningen ved feil på kritiske komponenter i kraftsystemet. Dersom vi kun bygger ut deler av konseptene, vil flyten overstige N-1-kapasiteten i nettet store deler av tiden, og vi får avbrudd i strømforsyningen til petroleumsinstallasjonene ved feil på flere hundre kilometer ledning. Dersom myndighetenes og berørte aktørers samlede betalingsvillighet for å styrke leveringspåliteligheten er stor, kan det endre hvor stor del av konseptene som bør bygges, og potensielt rangeringen av konseptene. Dette medfører imidlertid høyere investeringskostnader og større naturinngrep.

Estimerte ledetider tilsier at det kan være mulig å forsyne forbruket når det kommer, uten at vi må bygge nett før behovet er sikkert. Dersom vi skal unngå at nettet forsinketablering av nytt forbruk, kan det imidlertid bli nødvendig å søke konsesjon før vi vet om forbruksveksten kommer. Dette gjelder særlig ved elektrifisering av store petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark, som vil kreve omfattende nett-tiltak. Den gjensidige avhengigheten i beslutninger kompliserer planleggingen.

God koordinering mellom Statnett, andre nettselskap, relevante myndigheter og aktører i petroleumssektoren, blir derfor avgjørende i det videre arbeidet. Dersom petroleumsaktørene kan gi samordnet informasjon om fremtidig kraftbehov på et tidlig tidspunkt, kan det bidra til å lette koordineringsutfordringen.

Statnett er i gang med viktige nettførsterkninger som bedrer situasjonen i hele Finnmark

Statnett er i gang med å bygge en ny 420 kV-forbindelse fra Ofoten i Nordland til Balsfjord i Troms. Fra Balsfjord vil vi videreføre 420 kV-forbindelsen inn til Skaidi i Vest-Finnmark. Siste del av strekningen, fra Skillemoen til Skaidi, er i første omgang planlagt driftet på 132 kV.

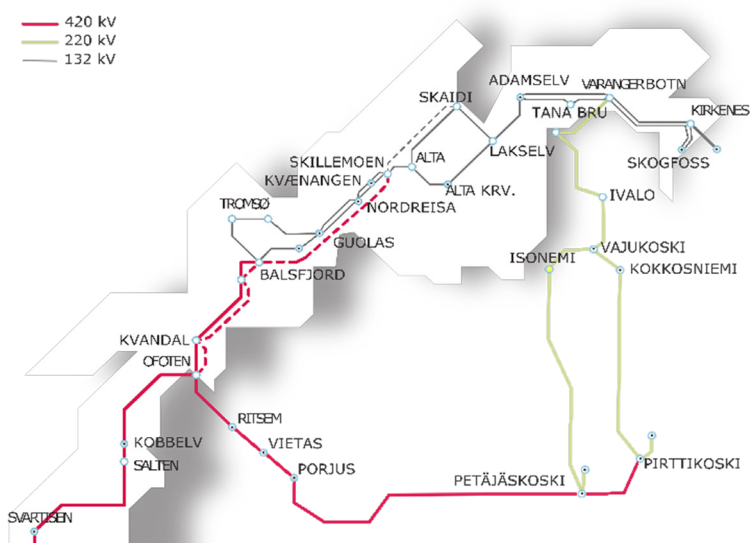
Det igangsatte prosjektet vil bedre leveringspåliteligheten både i Troms og i Finnmark, og gi et betydelig løft i overføringskapasiteten inn til Vest-Finnmark. Ofoten-Balsfjord vil etter planen idriftsettes i 2016/17. Balsfjord-Skillemoen (like sør for Alta) vil etter planen idriftsettes i 2021, mens tidspunkt for byggestart og idriftsettelse av Skillemoen-Skaidi skal vurderes innen utgangen av 2018.

I denne konseptvalgutredningen forutsetter vi at disse tiltakene er gjennomført, som indikert med de stiplede linjene i Figur 1. En annen viktig endring fra i dag er at vi forventer en omlegging av systemvernet som aktiveres ved høyt kraftoverskudd i Nord-Norge. I sum forventer vi at dette fører til en økning i tiden vi kan ha sammenkoblet nett mellom Norge og Finland, slik at Øst-Finnmark er tosidig forsynt.

Figur 1

Sentralnettet i den nordligste delen av Norden.

Stiplede forbindelser er planlagt ferdigstilt 2017/2021. Tidspunkt for byggestart og idriftsettelse av Skillemoen-Skaidi skal vurderes innen utgangen av 2018. Ved intakt nett tåler sentralnettet en feil uten at det medfører avbrudd i strømforsyningen til eksisterende forbruk (N-1). Det er også rom for en del vekst, særlig i vest.



Med dagens produksjon og forbruk, samt et effektuttak på 50 MW til Goliat, tåler sentralnettet en feil uten at det medfører at det blir avbrudd i strømforsyningen (såkalt N-1). Dette gjelder ved intakt nett. To samtidige feil, eller feil under planlagt utkobling, kan fortsatt føre til avbrudd i strømforsyningen.

Mulig vekst overgår tilgjengelig nettkapasitet

Det er mange planer og et stort potensiale for vekst som kan medføre både økt forbruk og produksjon av kraft i Finnmark. Det er ikke fattet investeringsbeslutning for noen av de identifiserte industriprosjektene. Det er derfor mulig at kraftforbruket blir værende på dagens nivå i lang tid, men vi ser også at det potensielt kan bli en betydelig forbruksvekst, særlig knyttet til elektrifisering av petroleumsvirksomhet i Barentshavet.

Det er plass til vindkraft i vest, men gitt konsesjon til vindkraft som mangler nett i øst

Mye og jevn vind gjør Finnmark til et av de mest attraktive områdene for vindkraftproduksjon i Norge. Det er til nå gitt konsesjon til 400 MW, hvorav 125 MW er bygget ut og 50 MW er investeringsbesluttet. Samtidig er ytterligere 1900 MW til behandling hos NVE, primært i Øst-Finnmark.

Med Balsfjord-Skaidi får vi kapasitet til økt produksjon i vest, gitt at denne driftes med systemvern. Utfordringen er at de fleste vindkraftprosjektene med konsesjon ligger i øst. Trinn 2 av både Hamnefjell og Raggovidda vindparker, til sammen 225 MW, har foreløpig ikke tillatelse til å knytte seg til nettet på grunn av lite kapasitet.

Vi har etablert fire forbruksscenarioer

På nåværende tidspunkt er utfallsrommet for forbruksveksten såpass stor at det ikke er entydig hvilket kraftbehov vi skal planlegge for i Finnmark. Vi har derfor etablert fire ulike forbruksscenario, illustrert i Figur 2.

Scenario 1 inneholder forventet forbruksvekst de neste 10-20 årene uten store nye petroleumssprosjekter, mens scenario 2-4 i tillegg inneholder 250 MW vekst fra petroleumssektoren i vest og/eller 200 MW i øst. Dette svarer omtrent til elektrifisering av et gassprosessanlegg i vest og/eller øst, samt ett felt offshore i Vest-Finnmark.

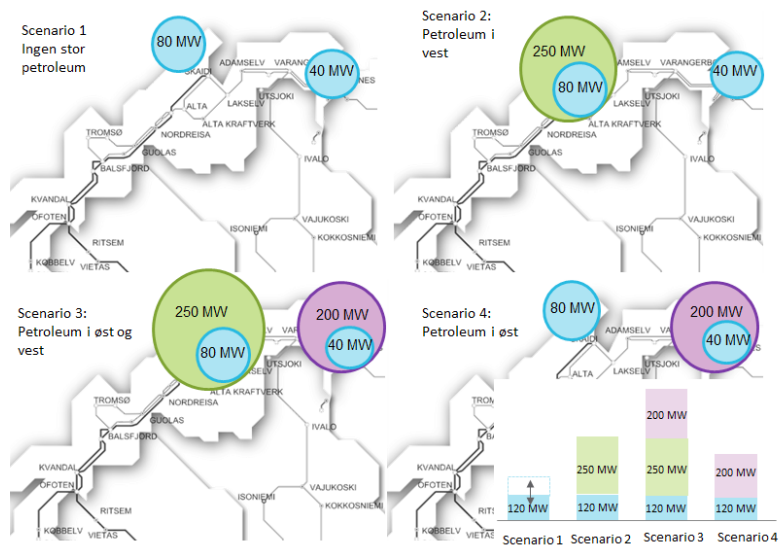
Både volum, realiseringstidspunkt og nøyaktig tilknytningspunkt er forbundet med usikkerhet, og alt forbruket vil ikke komme samtidig. Dette innebærer at vi kan komme i en situasjon der forbruksveksten ligger et sted mellom scenario 1 og scenario 2-4, og vi må gjennomføre tiltak uten å vite om det kommer mer forbruk i fremtiden.



Fotograf:
Johan Wilchagen

Figur 2

Vi har etablert fire scenarier for forbruksvekst i Finnmark. Scenario 1 inneholder forventet forbruksvekst i fravær av store nye petroleumsinstallasjoner. Scenario 2 inneholder i tillegg 250 MW vekst fra petroleumssektoren i Vest-Finnmark, som svarer omtrent til elektrifisering av et gassprosessanlegg og ett felt offshore. Scenario 3 inneholder i tillegg 200 MW til elektrifisering av et gassprosessanlegg i Øst-Finnmark, mens Scenario 4 har kun stor petroleum i øst og ikke i vest.



Stort forbruk fra petroleumssektoren er prosjektutløsende behov

Oljedirektoratets estimater viser at nye store forbruksenheter innen petroleumssektoren kan gi en betydelig samfunnsøkonomisk gevinst. Dette vil etter vår vurdering være det utløsende behovet for store nettutbyggingsprosjekter i Finnmark.

Petroleumsinstallasjoner kan forsvare kostnadene ved omfattende tiltak

Hvis det kommer nye store forbruksenheter innen petroleumsindustrien vil disse, avhengig av volum og plassering, kunne gi en stor nok samfunnsøkonomisk gevinst til å forsvare store forsterkningstiltak. Oljedirektoratet har for eksempel estimert at netto kontantstrøm fra Barentshavet sørøst er 50 – 280 mrd. kroner årlig, avhengig av hvor store ressurser som blir utvunnet. Netto kontantstrøm fra Barentshavet kommer i tillegg.

Det er imidlertid ikke kapasitet til å knytte store nye petroleumsinstallasjoner til nettet, hverken i vest eller øst, uten ytterligere tiltak. Manglende nettkapasitet kan altså være til hinder for næringsutvikling. I lys av dette mener vi at det mest relevante samfunnsmålet for omfattende forsterkninger i sentralnettet er ”å legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet”.

Det kan være rasjonelt å gjøre tiltak internt i Finnmark ved moderat vekst i forbruket

Det er tilstrekkelig kapasitet ved intakt nett (N-0) i hele Finnmark til å forsyne en moderat vekst i kraftforbruket, tilsvarende scenario 1. Konsekvensen av ikke å gjøre tiltak i dette scenarioet er dermed økte overføringstap, samt svekket leveringspålitelighet.

I scenario 1 kan flyten overstige N-1 kapasiteten i nettet inn til Hammerfest, inn til Øst-Finnmark og inn til Kirkenes-området. Det kan altså være rasjonelt å gjøre tiltak, i eller utenfor nettet, for å bedre leveringspåliteligheten i disse områdene. Dette gjelder særlig i Hammerfest-området, der det kun skal en liten forbruksvekst til før flyten overstiger N-1 kapasiteten i regionalnettet under Skaidi.



Fotograf:
Gro Berglund, Stainett

Mulighet til å bygge ut mer vindkraft utgjør en tilleggsgevinst

Økt vindkraftproduksjon kan redusere forventede avbruddskostnader i scenario 1, særlig om den kommer i Hammerfest-området, der forventede avbruddskostnader er størst.

En balansert utvikling av nytt forbruk og ny produksjon er derfor gunstig. Vi vurderer det derimot som lite sannsynlig at vindkraftutbygging alene kan bære kostnaden av å bygge nytt 420 kV nett i Finnmark. Til det er den samfunnsøkonomiske gevinsten av ny vindkraft for lav og usikker.

Samlede drifts- og vedlikeholdskostnader for vindkraft er høyere enn kraftprisen i dag, og det er tvilsomt at inntjeningen på lang sikt kan bli så høy at det i tillegg kan forsvare omfattende investeringer i nettet.

To nettkonsepter og egenforsyning kan møte stor vekst både vest og øst i Finnmark

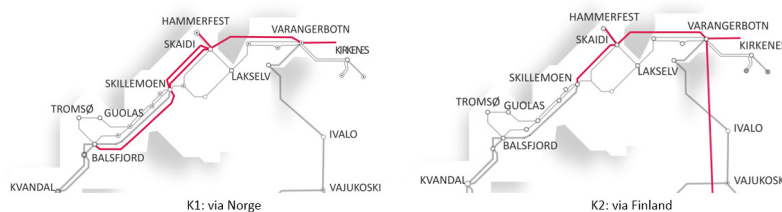
Vi har vurdert en rekke ulike tiltak for å legge til rette for store petroleumsprosjekter både i Vest- og Øst-Finnmark. Av disse mener vi at konseptene med ny ledning gjennom Finnmark enten fra Norge (K1) eller fra Finland (K2) møter behovet best.

To nettkonsepter kan møte stor vekst både vest og øst i Finnmark

For å legge til rette for forbruksvekst både i øst og vest, tilsvarende nivået i scenario 3, må vi forsterke nettet inn til Finnmark. Vi har valget mellom å bygge ny forbindelse gjennom Finnmark via Norge, via Finland eller fra Russland. Kraftutveksling med Russland er trolig dyrere enn alternativene, og er dessuten forbundet med stor politisk og markedsmessig usikkerhet.

Figur 3

Konsept 1 og 2 legger til rette for stor forbruksvekst øst og vest i Finnmark. Hvor stor del av konseptene som bør bygges avhenger av forbruksutviklingen, samt verdsetting av bedret leveringspålidelighet. Figurene viser prinsippskisser. Løsningsvalg, for eksempel foretrukket trasé, må vurderes i neste fase av prosjektutviklingen.



Vi har også vurdert ulike måter å øke utnyttelsen av eksisterende nett på, slik som nye stasjoner, back to back-omformer med mulighet for å styre flyten mot Finland og strøm- og spenningsoppgradering av eksisterende nett. Dette gir alene ikke tilstrekkelig kapasitet til å forsyne forbruksvekst av den størrelsen scenario 2-4 representerer.

Begge de to nettkonseptene kan bygges ut trinnvis. Hvor mye av konseptene som bør bygges, avhenger av om vi havner i scenario 2, 3 eller 4. Det er opsjoner for videreføring med dubleret forbindelse Skaidi-Hammerfest og Varangerbotn-Kirkenes. Dette kan gi N-1 forsyning i både vest og øst. Samtidig er det N-0 kapasitet til å knytte til omtrent dobbelt så stor forbruksvekst som scenario 3.



Fotograf:
Johann Wilchhagen

Vi tar utgangspunkt i 420 kV som spenningsnivå for ledningene i K1 og K2. I forhold til alternativene på lavere spenningsnivå gir 420 kV bedre stabilitet og mindre overføringstap. Dette er gunstig med tanke på de lange avstandene og den store forbruksveksten vi søker å legge til rette for. Lavere spenningsnivå vil koste mindre, men så lenge vi må bygge sterke ledninger tror vi ikke kostnadsreduksjonen er stor nok. I et scenario med lavere forbruksvekst kan imidlertid lavere spenningsnivå være aktuelt.

Egenforsyning av petroleum er alternativet til å bygge nett

Store petroleumsprosjekter har stor forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet, dersom de blir bygget ut. Energiforsyningen av anleggene utgjør normalt en liten del av de samlede kostnadene. Uten kapasitet i nettet må anleggene sørge for energiforsyningen selv, og vi venter derfor at de velger egenforsyning, om nødvendig. Konsept 0 (K0) i scenario 2-4 innebærer derfor egenforsyning av petroleumsvirksomhet.

Trinnvis utvikling av konsept 2 (Finland) kan være samfunnsøkonomisk rasjonelt

Elektrifisering av petroleumsvirksomhet i Vest-Finnmark er med stor sannsynlighet mer lønnsomt for samfunnet enn egenforsyning i form av gasskraft. For at elektrifisering av store petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark skal være samfunnsøkonomisk rasjonelt, må egenforsyning være dyrere enn antatt, for eksempel ved høy kostnad for utslipp av CO₂. Dette skyldes at nødvendige nett-tiltak er mer omfattende i øst enn i vest.

Nettkonseptene er trolig mindre kostbare enn egenforsyning, men medfører større naturinngrep

Egenforsyning består normalt av gassturbiner. Ved stor vekst i både vest og øst (scenario 3), vil egenforsyningen medføre økte utslipp i Norge på i størrelsesorden 1,5 millioner tonn CO₂ per år. Vi har tatt utgangspunkt i at petroleumsaktørene betaler for CO₂-utslipp gjennom kjøp av kvoter i EUs kvotesystem. Vi tar utgangspunkt i kvotepriser på 20-25 euro per tonn CO₂. I lys av dette fremstår konsept 2 som rimeligere, men med potensielt store naturinngrep.

Vi har i tillegg testet hvordan endring i en rekke forutsetninger påvirker resultatet. Egenforsyning kan være bedre enn nettkonseptene dersom petroleumsutvinningen har kort varighet (20 år), lokale gasspriser er lave (grunnet innestengt gass), det er stort varmebehov på petroleumsinstallasjonene, deelektrifisering er mulig og dersom forbruksutviklingen er lavere enn forventet. Ved høyere CO₂-kostnader, for eksempel dersom vi inkluderer CO₂-avgift på norske utslipp, er nettkonseptene robust bedre enn alternativet med egenforsyning.

At egenforsyning vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt for petroleumsaktørene sammenlignet med å kjøpe kraft fra markedet, er imidlertid mer usikkert. Hvis fellesskapet betaler for nettutbygging, mens petroleumsaktørene må ta hele kostnaden med egenforsyning, reduserer dette incentivet aktørene har til å finne løsninger for egenforsyning.

Ny ledning fra Finland fremstår som beste nettkonsept i de fleste tilfeller

Med stor vekst fra petroleumssektoren i øst og vest (scenario 3) har ny forbindelse via Finland (K2) best prissatte virkninger. Dette skyldes i hovedsak at K2 har lavere investeringskostnader enn K1, samt noe mindre naturinngrep.

Fotograf:
Johan Wildhagen



Forskjellene varierer imidlertid med hvordan nytte og kostnader mellom Norge og Finland fordeles. Vi har ikke tatt stilling til hva kostnadsfordelingen bør være, men inkludert hele investeringskostnaden i Finland i beregningene. Dersom vi får til en avtale der Fingrid bærer deler av kostnaden, vil K2 komme enda bedre ut.

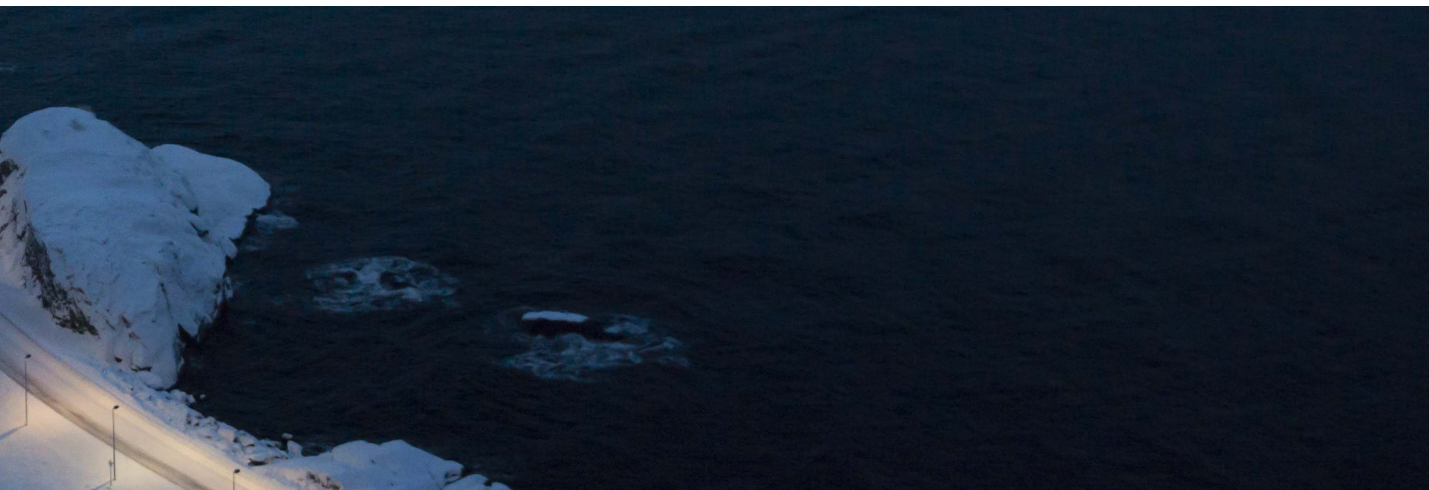
På den andre siden er det en viss risiko for at vi for eksempel må kompensere for naturinngrep, økte overføringstap og eventuelle forskutterte investeringer i det finske nettet. Det kan også være mulig å redusere investeringskostnaden i K1, for eksempel dersom det blir mulig å benytte utvendig bardunerte master på Balsfjord-Skaidi 2. Enkeltendringer i forutsetninger ser imidlertid ikke ut til å endre rangeringen av konseptene.

Det fremstår som samfunnsøkonomisk rasjonelt å kun bygge ut deler av konseptene

I scenario 2 fremstår det som mest rasjonelt å kun bygge Skaidi-Hammerfest på 420 kV. Dette innebærer at petroleumsinstallasjonene må være knyttet til systemvern, og vil kobles bort ved utfall av 420 kV-forbindelsen Balsfjord-Skaidi-Hammerfest. Tilsvarende fremstår det i scenario 4 mest rasjonelt å kun bygge én forbindelse, enten fra Finland eller fra Skaidi til dit petroleumsanleggene lokaliseres. Dette fører til avbrudd i strømforsyningen ved utfall av den nye forbindelsen (samt Balsfjord-Skaidi dersom vi ikke bygger fra Finland). Med dagens informasjon fremstår en ny ledning fra Finland som marginalt bedre enn Skaidi-Varangerbotn.

Også i scenario 3 fremstår det i utgangspunktet mest rasjonelt å kun bygge Skaidi-Hammerfest og en ny ledning fra Finland, uten Skaidi-Varangerbotn. Alternativt Skaidi-Hammerfest og Skaidi-Varangerbotn, uten en ny ledning fra Finland. Resultatene er imidlertid sensitive for endringer i forutsetninger. Med 50 MW mer petroleumsforbruk og høy øvrig forbruksvekst, øker forventede avbruddskostnader så mye at Skaidi-Varangerbotn kan være lønnsom.

En slik delvis gjennomføring av konseptene medfører at flyten overstiger N-1-kapasiteten i nettet store deler av tiden, og vi får avbrudd i strømforsyningen til petroleumsinstallasjonene ved feil på flere hundre km ledning. Vi forventer i snitt 1,5-2 avbrudd på til sammen rundt 10-15 timer i året.



Dersom betalingsvilligheten for bedret leveringspålidelighet overstiger tiltaks-kostnaden, kan det tale for å gjennomføre større del av konseptene. Våre analyser viser at det skal mye til for at Balsfjord-Skaidi 2 blir lønnsom å bygge.

Dersom det ikke er mulig å realisere en ny forbindelse gjennom Finland, mener vi derfor at det er grunnlag for å se på andre muligheter for å bedre leveringspålideligheten, slik som vindkraft og tiltak for å bedre utnyttelsen av eksisterende nett. Dette kan bli aktuelt når vi har gjennomført de første trinnene, dvs. Skaidi-Hammerfest og/eller Skaidi-Varangerbotn, og har fått informasjon som tilsier at vi må bedre leveringspålideligheten i Finnmark.

Elektrifisering er dyrere i Øst-Finnmark enn i Vest-Finnmark, men deelektrifisering kan være aktuelt

Elektrifisering av petroleumsvirksomhet i Vest-Finnmark er med stor sannsynlighet samfunnsøkonomisk rasjonelt. For at elektrifisering av store petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark skal være samfunnsøkonomisk rasjonelt, må egenforsyning være dyrere enn antatt, for eksempel dersom CO₂-prisen i fremtiden er høyere enn vi har lagt til grunn. Dette skyldes at nødvendige nett-tiltak er mer omfattende i øst enn i vest.

Dersom det går lang tid til det blir gjort funn i petroleumssektoren, kan Statnett og de regionale nettselskapene i mellomtiden ha gjennomført andre tiltak for å bedre leveringspålideligheten og knytte til konsesjonsgitt vindkraft. Eksempler på dette er Lakselv-Adamselv 2 og reaktiv kompensering i Øst-Finnmark. Sammen med en ny ledning på 132 kV fra Varangerbotn og ut til det nye petroleumskonsumet, kan dette muliggjøre lønnsom deelektrifisering av store deler av kraftbehovet i scenario 4.

Statnett bygger i takt med behovet i Finnmark

De ledningene som kan bli samfunnsøkonomisk rasjonelle å bygge i Finnmark er ikke underlagt krav om konseptvalgutredning med myndighetsbehandling, fordi de enten har vært meldt tidligere eller er utenlandsforbindelser. Unntaket er muligens en industriradial ut fra Varangerbotn. Vi forutsetter dermed at videre myndighetsbehandling vil gå via NVE gjennom konsesjonssøknad for de konkrete prosjektene. Vi kan sannsynligvis vente til det første drivverdige funnet blir gjort før vi vurderer å sette i gang dette arbeidet. I mellomtiden vil vi fortsette dialogen med Fingrid, og gjøre andre tiltak i tråd med behovsutviklingen i Finnmark.

Med god koordinering kan vi unngå å forsinke forbruket

Elektrifisering av petroleumsvirksomhet i Vest-Finnmark er med stor sannsynlighet samfunnsøkonomisk rasjonelt. For at elektrifisering av store petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark skal være samfunnsøkonomisk rasjonelt, må egenforsyning være dyrere enn antatt, for eksempel dersom CO₂-prisen i fremtiden er høyere enn vi har lagt til grunn. Dette skyldes at nødvendige netttiltak er mer omfattende i øst enn i vest.

Estimert ledetid for Skaidi-Hammerfest er fem år. Estimert ledetid for de ulike forbindelsene inn til Øst-Finnmark er rundt åtte år, og for Balsfjord-Skaidi 2 rundt 9-10 år. Til sammenligning har vi fått informasjon fra aktørene om at ledetid fra funn til kraftbehov for nye petroleumsprosjekter i Barentshavet sørøst er forventet å være 10 år eller mer.

Vi kan altså vente til det blir gjort et stort eller flere mindre funn i Barentshavet før vi vurderer å sette i gang konsesjonsprosessen for de aktuelle delstreknin-gene. Samtidig er det sannsynlig at det første drivverdige funnet alene ikke kan forsvare de store utbyggingsprosjektene, slik at det også da vil gjenstå usikkerhet om hvilke tiltak som er riktige.

Beslutning om elektrifisering av petroleumsinstallasjoner fattes ved konseptvalg i en tidlig fase av prosjektutviklingen, minimum 4-5 år før idriftsettelse, forutsatt tilgjengelig kapasitet i nettet. Estimerte ledetider for de ulike forbindelsene tilsier at vi kan vente med å bygge nett til vi vet at behovet kommer. Den gjensidige avhengigheten i beslutninger kompliserer imidlertid planleggingen, og gjør at det kan bli nødvendig å søke om konsesjon før forbruket er sikkert. Vi er derfor avhengige av god koordinering med petroleumsaktørene, andre nettselskaper og relevante myndigheter for å unngå å forsinke forbruket.

Fotograf:
Per Einar Olsen



I mellomtiden vil vi fortsette dialogen med den finske systemoperatøren Fingrid, samt forfølge muligheter for kostnadsreduserende tiltak ved nettutbyggingen. Statnett inngikk sommeren 2016 en intensjonsavtale med Fingrid for fortsatt samarbeid om en eventuell ny forbindelse fra Finland til Øst-Finnmark.

Statnett jobber kontinuerlig med nettutvikling i fravær av stor vekst fra petroleum

Selv om vi ikke ser behov for å sette i gang store nettutbyggingsprosjekter inn til Finnmark nå, kan det være lønnsomt å gjennomføre andre tiltak i kraftsystemet i fravær av stor vekst fra petroleumssektoren. Det kan også være aktuelt å gjøre tiltak for å knytte til konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark. Dette krever koordinering mellom Statnett, de regionale nettselskapene og aktuelle vindkraftaktører, for å sikre at tilstrekkelig volum vindkraft blir realisert.

Alle tiltakene for vindkraft vil i ulik grad bidra til å bedre leveringspåliteligheten i Øst-Finnmark. Disse behovene må derfor sees i sammenheng når vi vurderer hvilke tiltak som skal gjennomføres. Statnett har også to FoU-prosjekter der vi ser på hvordan ulike tiltak på forbruks- og produksjonssiden kan bidra til en tilstrekkelig og sikker kraftforsyning.

Statnett SF
Nydalen Allé 33
0484 Oslo

T 23 90 30 00
F 23 90 30 01

Statnett