

Kraftsystemet i Finnmark

Analyse av behov og tiltak etter 2020



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 blir normalt 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 petroleumssaktørene 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, 14.09.2016

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 petroleumskonsum med gasskraft (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.
- 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 forsinker etablering 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

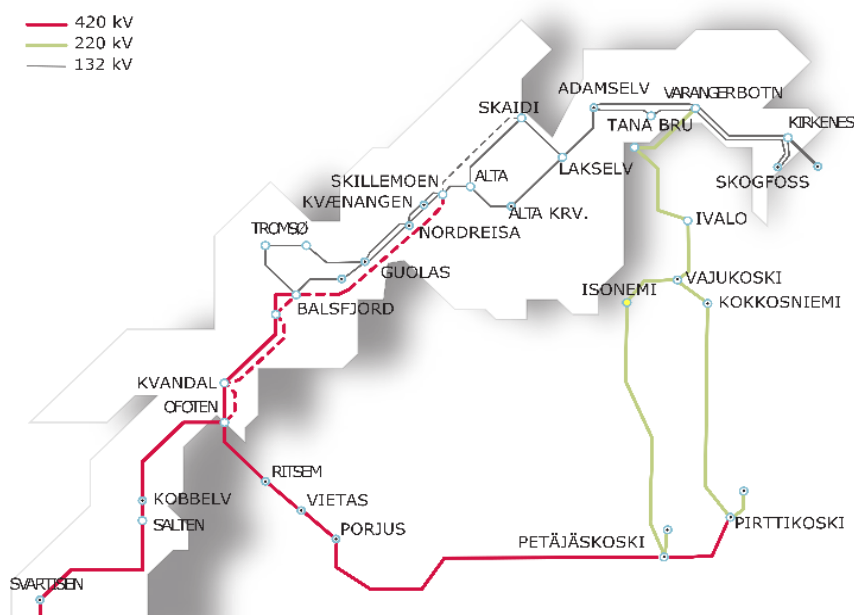
derfor avgjørende i det videre arbeidet. Dersom petroleumsaktørene kan gi samordnet informasjon om fremtidig kraftbehov på et tidlig tidspunkt, kan det bidra til å lette koordineringsutfordringen.

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.

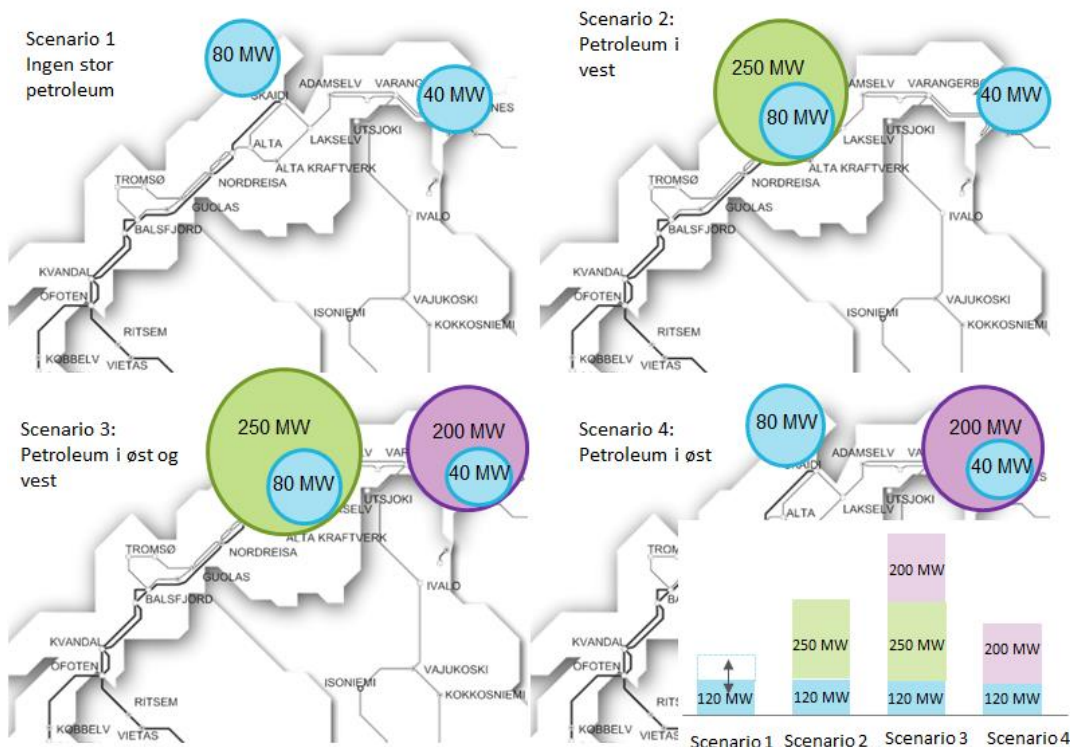
Med Balsfjord-Skaidi får vi kapasitet til økt produksjon i vest, gitt at denne driftes med systemvern. Utfordringen er at de fleste vindkraftprosjektene med konsesjon ligger i øst. Trinn 2 av både Hamnefjell og Raggovidda vindparker, til sammen 225 MW, har foreløpig ikke tillatelse til å knytte seg til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



Figur 2: Vi har etablert fire scenarioer 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.

Mulighet til å bygge ut mer vindkraft utgjør en tilleggsgevinst

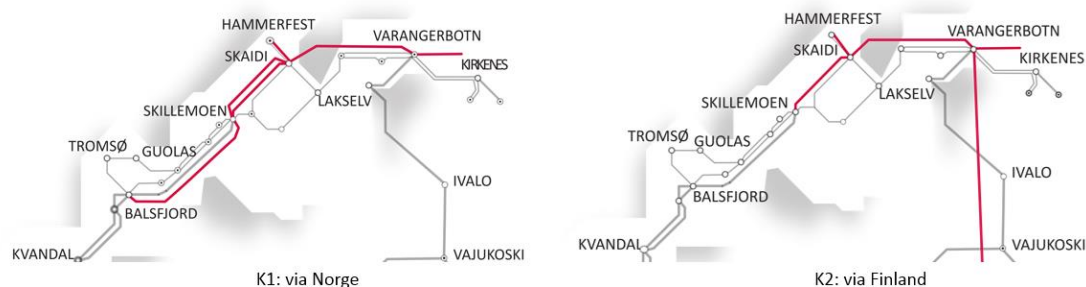
Økt vindkraftproduksjon kan redusere forventede avbruddskostnader i scenario 1, særlig om den kommer i Hammerfest-området, der forventede avbruddskostnader er størst. En balansert utvikling av nytt forbruk og ny produksjon er derfor gunstig. Vi vurderer det derimot som lite sannsynlig at vindkraftutbygging 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 leveringspålitelighet. Figurene viser prinsippsskisser. 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.

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 (KO) 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 petroleumssaktørene betaler for CO₂-utslipp gjennom kjøp av kvoter i EUs kvotesystem. Vi tar utgangspunkt i kvotepriser på 20-25 €/tCO₂ 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. 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 leveringspålitelighet overstiger tiltakskostnaden, 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 leveringspåliteligheten, 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 leveringspåliteligheten 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 netttiltak 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 leveringspåliteligheten 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 petroleumsforbruket, kan dette muliggjøre lønnsom delelektrifisering 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

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 delstrekningene. 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.

I mellomtiden vil fortsette dialogen med den finske systemoperatøren Fingrid, samt forfølge muligheter for kostnadsreducerende 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.

Innhold

Forord	3
Sammendrag	5
Innhold	12
Viktige ord og uttrykk	14
DEL I BEHOVSANALYSE	17
1. Statnett er i gang med viktige nettforsterkninger	18
2. Tilstanden i sentralnettet i Finnmark i 2020	22
3. Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort	27
4. Det er stort potensial for vindkraft i Finnmark	43
5. Interessentene har ulike behov	50
6. Petroleumsforbruk er prosjektutløsende behov	54
DEL II MÅL OG RAMMER	55
7. Samfunns mål og effektmål	56
8. Rammene for det videre arbeidet	58
DEL III AKTUELLE KONSEPTER – MULIGHETSSTUDIE	60
9. To nettkonsepter og egenforsyning kan møte petroleums scenarioene	61
10. Uten stor vekst fra petroleums sektoren er det andre tiltak som kan møte behovene	68
11. Nettkonseptene kan bygges ut trinnvis – ulike delstrekninger møter ulike behov	76
DEL IV ALTERNATIVANALYSE	78
12. Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3	79
13. Rangering av konseptene er ikke robust	93
14. Usikker forbruksutvikling tilsier trinnvis nettutvikling	104
15. Nytt stort petroleumsforbruk gir potensielt store fordelingsvirkninger	117
DEL V KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID	119
16. Statnett bygger i takt med behovet i Finnmark	120
17. Det kan være rasjonelt å gjøre tiltak i fravær av stor vekst fra petroleums sektoren	125
DEL VI BAKGRUNN OG METODE	127
18. Metode for å beregne overføringskapasiteter	128
19. Samfunnsøkonomisk analyse – metode og forutsetninger	131
Bibliografi	148
DEL VII VEDLEGG	1
Vedlegg 1 Beskrivelse av ringdrift	1
Vedlegg 2 Kapasitet i nullalternativet	4
Vedlegg 3 Kjente forbruksplaner med kort ledetid	5
Vedlegg 4 Forventet fremtidig underskudd uten stor petroleum målt opp mot kapasiteten i nettet 11	
Vedlegg 5 ECON scenario for potensiell utvikling av petroleums virksomhet i Barentshavet	15
Vedlegg 6 Gassco studie Barentshavet	19
Vedlegg 7 Rammer for elektrifisering av petroleums installasjoner	20
Vedlegg 8 Multiterminal HVDC gjennom Finland til Øst-Finnmark	22

Vedlegg 9	Bedre utnyttelse av eksisterende nett	23
Vedlegg 10	Back-omformer mot Finland.....	25
Vedlegg 11	Konsept 4: Kraftutveksling med Russland	26
Vedlegg 12	Tiltak for interne begrensninger: Spenningsoppgradering i Øst-Finnmark	29
Vedlegg 13	Effektreduksjon	30
Vedlegg 14	Vurdering av prisområde i Finnmark	31
Vedlegg 15	Valg av spenningsnivå på Skaidi-Hammerfest	34
Vedlegg 16	Valg av spenningsnivå i Øst-Finnmark	37
Vedlegg 17	Miljøvurdering av delstrekninger i K1 og K2.....	40
Vedlegg 18	Beskrivelse av ikke-omtalte case i usikkerhetsanalyse.....	46

Viktige ord og uttrykk

Avbrudd

Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 prosent av avtalt spenningsnivå.

Avbruddskostnad

Samfunnsøkonomisk kostnad ved avbrudd hos sluttbrukere.

Back to Back – omformer (B2B)

En back-to-back (B2B) omformer er en vekselstrøm-likestrøm-vekselstrøm omformer.

Belastningsfrakopling (BFK)

Systemvern for utkopling av forbruk ved feil eller utfall av ledninger for å øke overføringskapasiteten i nettet.

Brukstid

Et uttrykk for kapasitetsutnyttelsen av et energianlegg som angir hvor mange timer anlegget måtte ha vært i drift med full ytelse for å levere oppnådd årsproduksjon/forbruk

<https://snl.no/brukstid>

Elspot og elspotflyt

Med Elspot menes spotmarkedet for krafthandel på Nordpool spot. Elspotmarkedet er delt opp i flere elspotområder. Systemansvarlig skal fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet. Systemansvarlig skal normalt fastsette separate elspotområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område.

Elspotflyt er det samme som markedsflyten mellom elspotområdene.

Feilfrekvens

Antall feil på en enhet i en gitt tidsperiode. Forstås ofte som antall feil per år for enheten.

Feilsannsynlighet

Sannsynlighet for at en enhet svikter i en gitt tidsperiode.

Flaskehals

En flaskehals oppstår når overføringsbehovet innenfor eller mellom områder er større enn overføringskapasiteten. Størrelsen på prisforskjellene som oppstår ved en flaskehals avgjøres blant annet av forholdet mellom overføringsbehov og nettkapasitet samt kraftprisnivået.

Flytbasert markedskopling

Flytbasert markedskopling har som målsetning å bedre utnyttelse av kraftnettet og vil blant annet kunne redusere forskjellen mellom "markedsflyt" og fysisk flyt i nettet. Markedsløsningen vil da, i større grad enn i dag, ta hensyn til de fysiske lovene som styrer flyten i kraftnettet ved beregning av priser og flyt

Forsyningssikkerhet

Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.

Forsyningssikkerhet er et kvalitativt begrep og er en samlebetegnelse for energisikkerhet, effektsikkerhet og leveringskvalitet.

Ikke levert energi (ILE)

Beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet

Beregnet størrelse basert på forventet lastkurve i det tidsrommet svikt i leveringen varer. Med svikt i levering menes her avbrudd eller redusert levering av energi. Last som blir liggende ute etter at forsyningen er tilgjengelig igjen, skal ikke tas med i ikke levert energi. Ved beregning av avbruddskostnader er dette tatt høyde for i den spesifikke avbruddskostnaden.

Ikke levert energi er med andre ord ikke nødvendigvis knyttet til et avbrudd. Dette kan for eksempel være tilfelle dersom sluttbrukeren har kontraktmessig avtalt spenning, men ikke tilstrekkelig energileveranse pga. begrensninger i kraftsystemet.

KILE

Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi.

Leveringskvalitet

Samlebegrep for leveringspålitelighet, spenningskvalitet og kunderelasjoner.

Leveringspålitelighet

Sannsynligheten for at kraftsystemet evner å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er en kvantitativ størrelse som beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd (varslet og ikke varslet).

N-0

Et deterministisk driftskriterium som innebærer at utfall av én komponent i kraftsystemet kan gi avbrudd for sluttbruker. Avbruddet varer til feilen er rettet.

N-1/2

Et deterministisk driftskriterium som innebærer at utfall av én komponent i kraftsystemet kan gi avbrudd for en definert sluttbrukergruppe ved at et systemvern blir automatisk aktivert (f.eks. BFK) for å opprettholde forsyning til resten av sluttbrukerne. Avbruddet varer til feilen er rettet.

N-1

Et deterministisk driftskriterium som innebærer at utfall av én komponent i kraftsystemet ikke skal medføre avbrudd for sluttbruker.

Overføringskapasitet

Den samlede mengde strøm som kan overføres over en enkelt ledning eller et snitt slik at et gitt nivå på driftssikkerheten ivaretas. Overføringskapasiteten tar hensyn til både termiske grenser og stabilitets- og spenningsmessige grenser.

Overføringssnitt

En samling av to eller flere overføringsforbindelser som i fellesskap danner en grense for overføringskapasitet.

Produksjonsfrakopling (PFK)

Systemvernet benyttes for å kunne øke overføringskapasiteten i nettet ved at utvalgte kraftstasjoner koples ut automatisk ved bryterfall eller kritisk overlast i nettet.

Ringdrift

Ringdrift er når "Ringforbindelsen" mellom Norge, Finland og Sverige er i drift. Ved en feil eller et stort overskudd nord for Ofoten vil ringdriften brytes i Varangerbotn og nettet blir delt mot Finland eller mot Troms. Da vil Øst-Finnmark bli ensidig forsynt fra ett av områdene.

Spenningsbegrensning

En spenningsbegrensning er en begrensning knyttet til den overføringen man kan ha på et snitt før vi får spenningskollaps i det området vi betrakter. Det er vanlig å operere med en viss driftsmessig sikkerhetsmargin til denne spenningskollapsen.

Stabilitet (vinkelstabilitet)

Kraftsystemets evne til å vende tilbake til en akseptabel stasjonær tilstand etter en forstyrrelse. Det er vanlige å skille mellom stasjonær stabilitet og transient stabilitet. Stasjonær stabilitet dreier seg om systemets evne til å dempe pendlinger. Transient stabilitet dreier seg om feilklareringstiden. Den skal ikke være slik at vi føre til kollaps av delområder, og summen av ytelsen på maskiner som mister synkronisme skal ikke overstige 100 MVA. Minste feilklareringstid: 150 ms på 220 kV og oppover, 400 ms på lavere spenningsnivå.

Systemvern

Hensikten med systemvern er å oppnå høyere utnyttelse av eksisterende overføringsnett, samt øke driftssikkerheten. Systemvern skal verne overføringssystemet som helhet mot totalt eller delvis sammenbrudd og gi høyere systemutnyttelse uten redusert pålitelighet ved dimensjonerende feil.

Temperaturoppgradering

Når vi overfører mye strøm blir linene varme og synker mot bakken. Avstanden mellom bakke og line bestemmer hvor mye strøm vi kan overføre. Ved å 1) stramme opp linene, 2) fjerne bakke eller 3) heve festepunkt i mastene, kan vi overføre mer strøm fordi vi kan tillate linene å bli varmere. Dette er temperaturoppgradering.

Termisk begrensning

Den termiske grensen er knyttet til hvilken strøm ledningene er dimensjonert for å tåle. Dette inkluderer også endepunktskomponenter. Strømgrensene varierer med temperatur og det er også forskjell hva ledningene tåler kontinuerlig og hva de tåler ved kortvarig belastning.

Spenningsstabilitet

Når spenningsmessige forhold begrenser, overholdes ikke øvre eller nedre krav på spenning i forhold til driftspolicy. For lav spenning kan resultere i at nettet kolliderer (spenningskollaps). For høy spenning kan medføre kortere levetid på komponenter og i verste tilfelle overslag (kortslutning).

Togradersmålet

Togradersmålet innebærer at gjennomsnittstemperaturen på jorden skal øke mindre enn 2 °C fra år 1850, før den industrielle påvirkningen av klimaet tok til. Dette målet kan oversettes til at tettheten av drivhusgasser i atmosfæren skal holdes under 450 ppm.

Del I Behovsanalyse

I behovsanalysen beskriver vi utgangspunktet for analysen, også kalt nullalternativet. Videre dokumenterer vi eksisterende og forventet utvikling i forbruk, produksjon og nettets fysiske tilstand, som kan utløse behov for å gjøre tiltak i kraftsystemet. I tillegg inkluderer behovsanalysen en kartlegging og vurdering av interessenter som har betydning for behovet.

Igangsatte nettutbyggingsprosjekter i Finnmark bedrer leveringspåliteligheten og gir ved intakt nett N-1 forsyning til eksisterende forbruk, både i Øst- og i Vest-Finnmark. Marginene til vekst er imidlertid små, og potensiell vekst i både forbruk og produksjon kan gå på bekostning av leveringspåliteligheten, eller bli så stor at det ikke er mulig å knytte til i nettet.

Dersom ett eller flere store petroleumsprosjekter blir realisert, er det ikke tilstrekkelig N-0 kapasitet til å forsyne forbruksveksten med kraft fra nettet. Forbruksvekst fra petroleumssektoren kan derfor utløse behov for omfattende tiltak i Finnmark. Økt vindkraft vil ikke endre på dette, da det ikke blåser når kraftunderskuddet er størst.

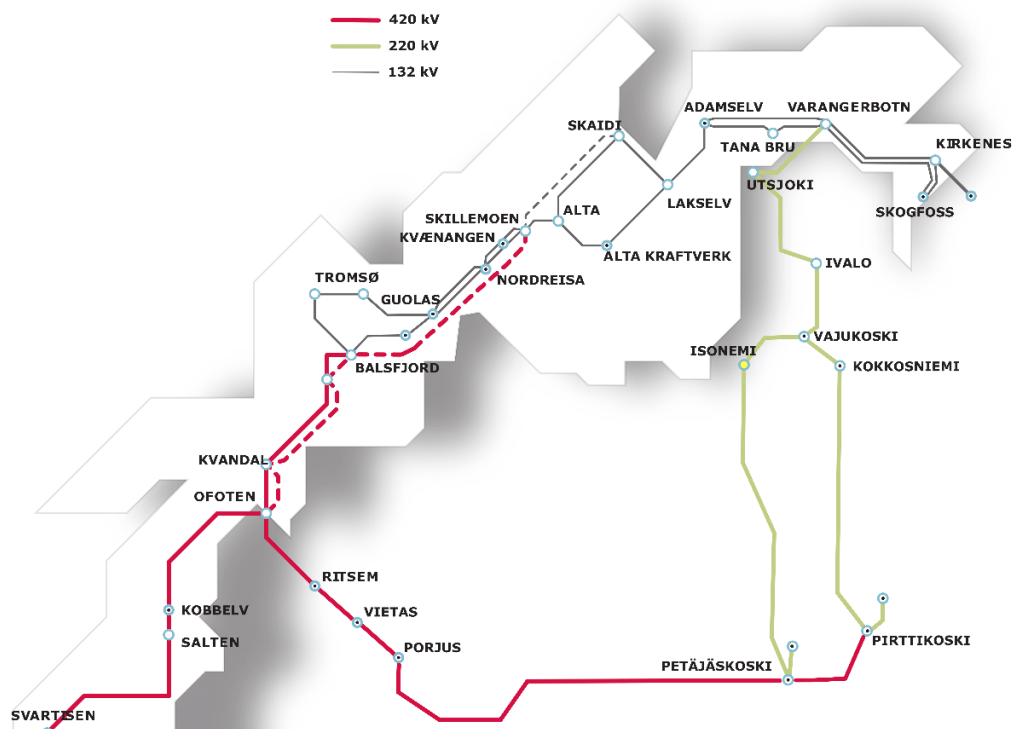
Vi mener med bakgrunn i dette at petroleumsforbruk er prosjektutløsende behov. Det er lite sannsynlig at vindkraftutbygging alene kan bære kostnaden av omfattende nettinvesteringer, og vi vurderer derfor muligheten for å knytte til mer vindkraft som en tilleggsgevinst.

1. Statnett er i gang med viktige nettførsterkninger

Leveringspåliteligheten i Finnmark har historisk sett vært svak. Dette skyldes i hovedsak forhold utenfor Finnmark. Planlagte og igangsatte nettførsterkninger vil bedre leveringspåliteligheten frem mot 2020; i tillegg til et sterkere nett gjennom Nord-Norge og inn til Skaidi forventer vi en økning i andel tid med sammenkoblet nett mellom Norge og Finland. I dette kapittelet vil vi beskrive dagens nettsituasjon og hvilke utbygginger som leder opp til det sentralnettet vi har som utgangspunkt for konseptvalgutredningen (KVU).

1.2 I dag har Finnmark svak leveringspålitelighet

I dag foregår overføring av kraft mellom Finnmark og omkringliggende områder over to 132 kV forbindelser til Balsfjord i vest og over én 220 kV forbindelse til Vajukoski i Finland. Sørøver fra Balsfjord til Ofoten består nettet av én 420 kV-forbindelse i parallell med 132 kV regionalnett. Denne 420 kV-forbindelsen er i dag hovedåren for kraftforsyning inn til Nord-Norge.

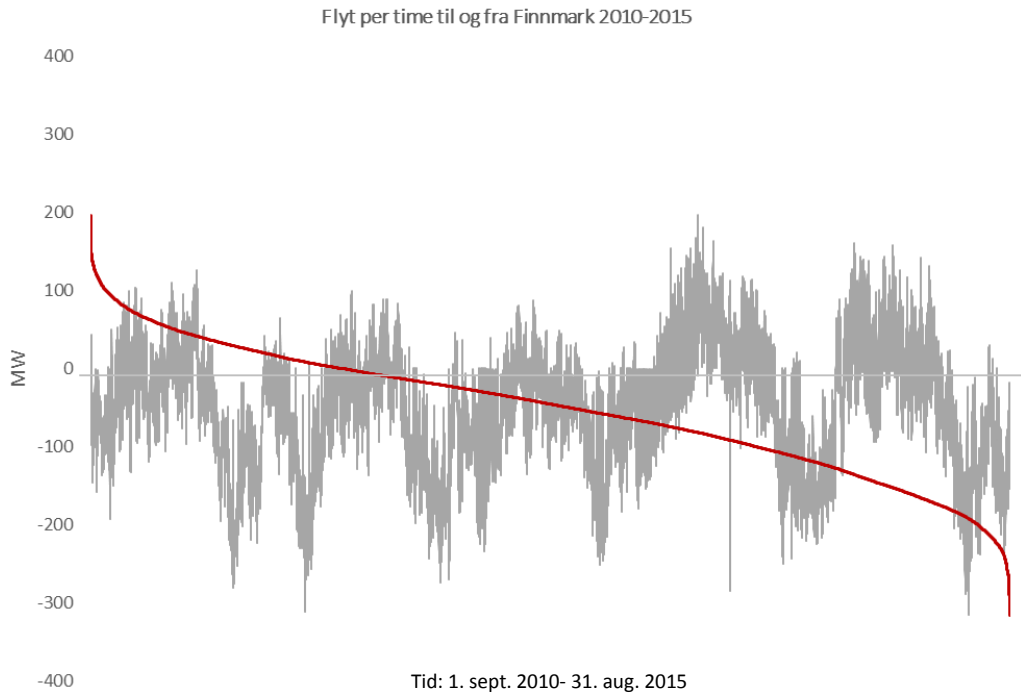


Figur 4 Sentralnettet i den nordligste delen av Norden. Stiplede forbindelser er planlagt ferdigstilt 2017- 2021

Internt i Finnmark skiller vi mellom Vest- og Øst-Finnmark. Vest-Finnmark består av området mellom Alta/Skillemoen og Lakselv, mens Øst-Finnmark er området som forsynes av forbindelsen Lakselv-Adamselv og fra Finland inn til Varangerbotn. Sentralnettet internt i Finnmark består av 132 kV-forbindelser.

Kraftbalansen varierer over året

I Finnmark varierer kraftbalansen over året. Om sommeren er det et overskuddsområde, mens det om vinteren er et underskuddsområde. Figur 5 viser timesverdier for historisk balanse i Finnmark fra 2010 til 2015, samt varighetskurve for flyt. Det er store variasjoner i balansen, og det er behov for kapasitet til både import inn til og eksport ut av Finnmark.



Figur 5 Den grå kurven er kraftbalanse (MW) i Finnmark¹ i perioden 1. sept 2010 til 31. aug 2015. Negative verdier innebærer overskudd, positive underskudd. Rød kurve er varighetskurve.

Historisk har svak leveringspålitelighet i Finnmark ofte skyldtes forhold utenfor regionen

Enkelte situasjoner og feil i det norske nettet kan føre til overbelastning eller følgeutfall i Finland. For å unngå dette må vi dele nettet mellom Finland og Finnmark. Dette innebærer å bryte ringdriften mellom Norge, Sverige og Finland. Et brudd på ringdriften gir lavere leveringspålitelighet i Finnmark.

Med brudd på ringdriften er Øst-Finnmark ensidig forsynt enten via Lakselv-Adamselv eller via Finlandsforbindelsen, og området er i N-0-drift. Dette innebærer at en feil i nettet kan føre til at forbruk eller produksjon må kobles bort. Inn til Finnmark er 132 kV nettet nord for Balsfjord eneste tilknytning til resten av kraftsystemet. Dette nettet er ofte svært høyt utnyttet, både ved overskudd og underskudd.

Det er flere årsaker til at vi i dag deler nettet mot Finland og dermed bryter ringdriften:

- Ved flyt over N-1-kapasiteten sørover fra Nord-Troms er det fare for at begge 132 kV-ledningene kan falle ut. For å unngå følgefeil i en slik situasjon, deler driftssentralen nettet.
- Ved høyt overskudd i Øst-Finnmark (mer enn 80 MW) kan driftssentralen velge å dele nettet for å få ut mer produksjon.
- Ved høy flyt (mer enn 1000 MW) ut av Nord-Norge (elspotområde NO4) aktiverer vi et systemvern som fører til at ringdriften automatisk blir brutt. Dette er for å hindre overlast i Finland ved et eventuelt utfall i norsk nett.
- Når underskuddet på sentrale snitt blir så stort at utfall av 420 kV Ofoten-Balsfjord gir fare for følgeutfall i 132 kV-nettet, skal nettet være delt
- Ved feil og planlagte utkoblinger i det norske sentralnettet fra Kobbelv til Skaidi, og på den svenske forbindelsen Ofoten-Porjus.

Mange utfall av 420 kV Ofoten-Balsfjord har de siste årene gitt svak leveringspålitelighet til Finnmark. Se Vedlegg 1 for en mer utfyllende beskrivelse av ringdrift.

¹ Finnmarkssnittet er definert som ledningen Varangerbotn-Ivalo, Skibotn-Guolas og Guolas-Lyngen.

1.3 Statnett forsterker nettet og bedrer leveringspåliteligheten i Finnmark

Statnett er i gang med å bygge en 420 kV-forbindelse nummer to på strekningen mellom Ofoten og Balsfjord, med planlagt ferdigstilling i 2017. Fra Balsfjord viderefører vi 420 kV-forbindelsen inn til Skaidi i Vest-Finnmark.

Statnetts styre fattet i slutten av juni 2016 endelig investeringsbeslutning (BP3) for Balsfjord-Skaidi. Investeringsbeslutningen inkluderer ny 132 kV stasjon i Skaidi (spenningssetting i 2018), en ny 420/132 kV stasjon i Skillemoen (2021), og ny 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skillemoen stasjon (2021). Den siste delen av forbindelsen, fra Skillemoen til Skaidi, er i første omgang planlagt driftet på 132 kV. Endelig investeringsbeslutning for denne delen er inntil videre utsatt i påvente av behovsutviklingen (1). Tiltakene vil føre til en betydelig bedring av forsynings sikkerheten både i Troms og Finnmark.

Det var planer om næringsutvikling i Finnmark som utløste et behov for Balsfjord-Skaidi, og etter at konsesjon ble gitt i 2015 er det kommet nytt forbruk og planer om ytterligere forbruksvekst. Våre analyser viser at dette prosjektet er det første trinnet for å øke kapasiteten i Finnmark; uten Balsfjord-Skaidi har andre nett-tiltak kun marginal virkning.

I tillegg til de store prosjektene som er under bygging har Statnett de siste årene gjennomført mange mindre tiltak i stasjoner i Finnmark, samt bygget en ny 132 kV ledning fra Varangerbotn til Skogfoss. Dette er tiltak som har bedret leveringspåliteligheten internt i Finnmark. Statnett vil også gjennomføre mindre oppgraderinger av det eksisterende nettet, slik som skifte av begrensende endepunktskomponenter og temperaturoppgradere 132 kV-forbindelsen mellom Skillemoen og Alta. Disse tiltakene er foreløpig i planleggingsfasen.

1.4 Ytterligere tiltak avhenger av behovsutviklingen

Opprinnelig skulle den nye 420 kV-forbindelsen, som Statnett er i gang med å bygge, gå helt til Hammerfest. Prosjektet het derfor Ofoten-Balsfjord-Hammerfest, og inkluderte konsesjonssøknad for en ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest. I tillegg inkluderte prosjektet en 420 kV transformatorstasjon i Skaidi og en i Nordreisa (Vinnelys transformatorstasjon).

Behovet for den siste delen av forbindelsen var knyttet til Statoils planer om en større utvidelse av LNG-anlegget på Melkøya, kjent som tog 2, på 200 MW. Da disse planene ble lagt på is ble også Statnetts planer endret. Både ny stasjon i Skaidi, som muliggjør 420 kV drift av Skillemoen-Skaidi, 420 kV transformering i Nordreisa og ny ledning Skaidi-Hammerfest er stanset i påvente av behovsutviklingen.

1.5 Med forutsatte forsterkninger har vi etablert nullalternativet

I konseptvalgutredningen forutsetter vi at tiltakene beskrevet i avsnitt 1.3 er gjennomført². Sentralnettet inkluderer de stiplede linjene i Figur 4, og det sentralnettet vi legger til grunn for våre analyser, heretter omtalt som nullalternativet, skiller seg fra dagens situasjon.

En viktig endring er at vi i nullalternativet forventer en økning i andel av tid med sammenkoblet nett mellom Norge og Finland. Dette skyldes både nettutbyggingen fra Ofoten til Skaidi, da dubleringen gir større rom for utkoblinger, og en omlegging av systemvernet som aktiveres ved høyt kraftoverskudd i Nord-Norge.

² Dette er rimelig i lys av at alle tiltakene enten er under bygging eller investeringsbesluttet. Endelig investeringsbeslutning for Skillemoen-Skaidi er inntil videre utsatt i påvente av behovsutviklingen. Med dagens informasjon vil det trolig bli lønnsomt å bygge ledningen på et senere tidspunkt nærmere realisering av kjente forbruksplaner. Dersom forbindelsen likevel ikke er bygget (eller er under bygging), før det blir aktuelt å gjennomføre konseptene vi vurderer i denne konseptvalgutredningen, kan det medføre at nullalternativet er svakere og nettkonseptene mer kostbare enn forutsatt. Vi forventer ikke at dette vil endre hovedfunnene i denne utredningen. Dette, og andre endringer i forutsetninger, vil bli tatt hensyn til i det videre arbeidet med nettutviklingen i Finnmark.

Det norske kraftsystemet er direkte knyttet sammen med det danske, svenske og finske kraftsystemet. I nullalternativet forutsetter vi ingen endringer internt i disse landene eller nye mellomlandsforbindelser.

2 Tilstanden i sentralnettet i Finnmark i 2020

I nullalternativet har vi større overføringskapasitet inn til Finnmark enn vi har i dag, og med intakt nett kan vi forsyne alt eksisterende forbruk med N-1-sikkerhet. Det betyr at vi tåler utfall av en hvilken som helst komponent i sentralnettet uten at det medfører utkobling av forbruk. To samtidige feil, eller feil under planlagt utkobling, kan fortsatt medføre utkobling av forbruk.

Når vi vurderer tilstanden i nettet, ser vi i tillegg til N-1 på N-0 kapasiteten. Dette er kapasiteten ved intakt nett. Det er ikke fysisk mulig å forsyne mer forbruk eller ha høyere produksjon enn det N-0 kapasiteten tillater.

Det er tre viktige begrensninger som avgjør hvor stor forbruks- og produksjonsvekst som er mulig i Finnmark:

- I Hammerfestområdet er regionalnettet høyt utnyttet, og etter oppstart av Goliat (2016) må det være systemvern på alt nytt forbruk. Det er også begrenset hvor mye forbruksvekst det er rom for innenfor N-0 kapasiteten.
- Sentralnettet inn til Kirkenes er svakt, men det er N-1 til noe forbruksvekst. Nedleggelse av Sydvaranger gruver (2015) gir noe mer ledig kapasitet. Også her er det begrenset hvor mye forbruksvekst det er rom for med intakt nett.
- Det er begrenset kapasitet inn til og ut av Øst-Finnmark. Både innenfor N-1 og N-0 kapasiteten er det rom for noe forbruksvekst, men det er begrenset kapasitet til mer produksjon.

I fremtiden vil det være et behov for å reinvestere ledninger og stasjoner i Finnmark. Dette vil vi ta i betraktning når vi vurderer tiltak for å øke overføringskapasiteten.

2.1 Vi tar utgangspunkt i historisk over- og underskudd når vi vurderer muligheten for vekst

Figur 5 viser historisk flyt per time inn og ut av Finnmark. Når vi vurderer hvor mye ny produksjon og nytt forbruk som kan knyttes til i nettet tar vi utgangspunkt i perioder med høy flyt. I analysen har vi tatt utgangspunkt i 99-prosentilen for historisk kraftflyt på de aktuelle snittene. Bakgrunnen for dette er nærmere forklart i metodekapittel 18.5.

Ettersom historien ikke er et fullgodt bilde på fremtiden justerer vi tallene med relevant informasjon. I Finnmark er særlig tre forhold relevante å ta inn:

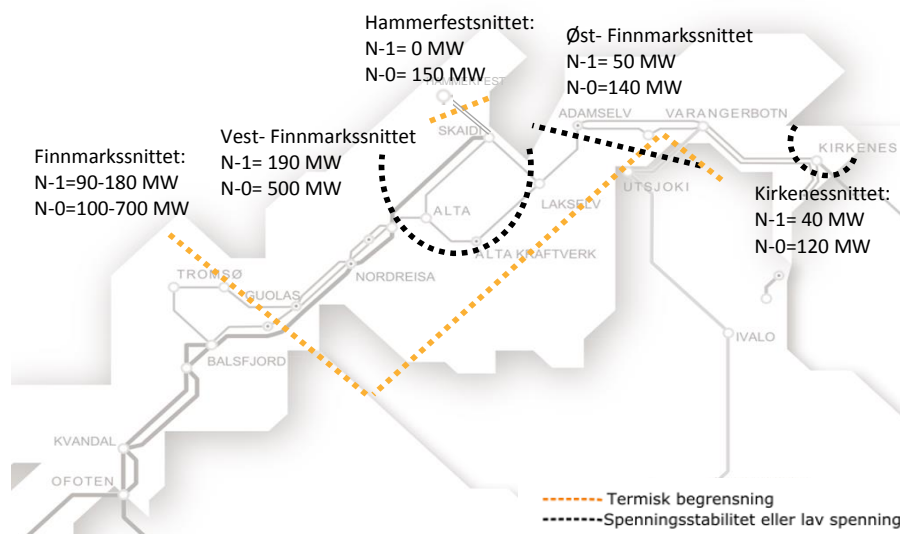
- Goliat (50 MW) starter opp i 2016, og er ikke en del av den historiske flyten
- Sydvaranger gruver (20 MW) har gått konkurs, forbruket er en del av den historiske flyten
- Hamnefjell vindkraftpark (50 MW) er besluttet, med ventet oppstart i 2017

I det videre er tallene justert for disse endringene.

2.2 Geografisk plassering avgjør hvor mye nytt forbruk vi kan knytte til

Figur 6 viser mulig forbruksvekst innenfor henholdsvis N-1 og N-0 kapasiteten i nettet på Finnmarkssnittet og de sentrale snittene internt i Finnmark en kald vinterdag³.

³ Vi har her tatt utgangspunkt i 99-prosentilen for historisk kraftflyt fra 2011-2015. Det vil si at 99 prosent av tiden har underskuddet i Finnmark vært mindre enn dette.



Årsaken til det store spennet i kapasitet på Finnmarkssnittet er at forbrukets plassering internt i Finnmark har stor betydning for kapasiteten inn til området. Alle tall må leses som omtrentlige. Metode for å beregne overføringskapasiteter er beskrevet i del VI av denne rapporten.

Balsfjord-Skaidi øker kapasiteten inn til Vest-Finnmark, men ikke til Hammerfest

Selv om kapasiteten på Finnmarkssnittet er lavere enn kapasiteten på Vest-Finnmarkssnittet, vil ofte Vest-Finnmarkssnittet begrense først fordi det er mye produksjon mellom Guolas og Nordreisa.

Det er god kapasitet til økt forbruk i sentralnettet i Vest-Finnmark. En stor andel av forbruket ligger under sentralnettpunktet Skaidi. Mellom Skaidi og Hammerfest er det Hammerfest Energi som er regionalnetteier. Ettersom kapasiteten inn til Hammerfest er lavere enn kapasiteten inn til Skaidi, er det Hammerfestsnittet som begrenser hvor mye forbruket kan øke her.

I Øst-Finnmark er kapasiteten inn til Kirkenes første begrensning

Mesteparten av forbruket i Øst-Finnmark er i Kirkenes-området. Det er rom for noe vekst i forbruket i Kirkenes-området. Øst-Finnmarkssnittet begrenser like etter Kirkenessnittet.

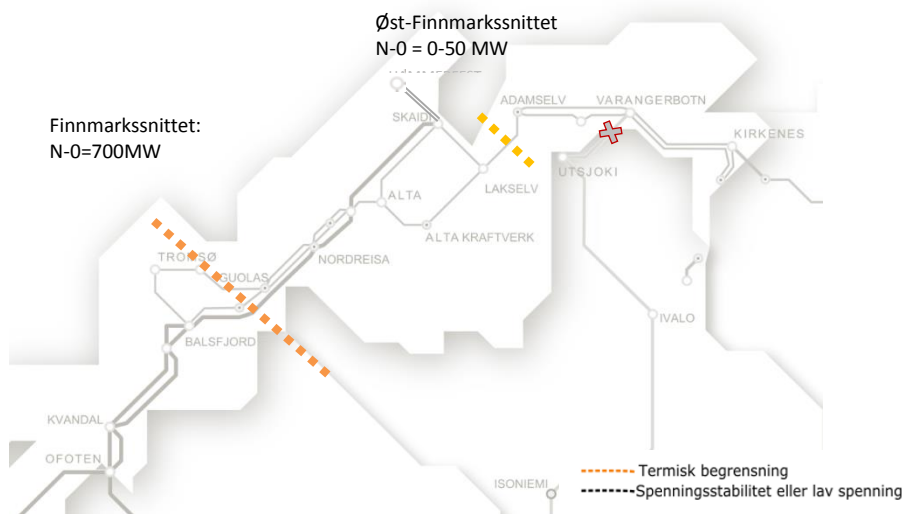
Forbruksvekst i øst går på bekostning av vekst i vest og vice versa

Ved intakt nett (N-0) er det maksimal import fra Finland som begrenser hvor mye nytt forbruk som kan komme i Øst-Finnmark. Ettersom forbruk i øst pålaster finlandsledningen mer enn forbruk i vest, blir kapasiteten på Finnmarkssnittet lavere hvis nytt forbruk etableres i øst. Dette er årsaken til det store spennet i kapasiteten på Finnmarkssnittet, og betyr at forbruk i øst går på bekostning av mulig nytt forbruk i vest. Men også forbruk i vest pålaster finlandsledningen, og vekst i vest vil dermed også gå på bekostning av vekst i øst.

2.3 Kapasitet til ny produksjon i vest, men lite kapasitet til ny produksjon i øst⁴

Ved bruk av systemvern som produksjonsfrakopling (PFK) kan vi knytte til ny produksjon helt opp mot N-0-kapasiteten. Figur 7 illustrerer hvor mye ny produksjon vi kan knytte til innenfor sentrale overskuddssnitt. Dette gjelder når vi sammenlikner kapasitet på snittet med det historisk største overskuddet, justert for kjente endringer.

Med Balsfjord-Skaidi er det stor N-0 kapasitet på ledningene ut av Finnmark til ny produksjon. I Øst-Finnmark er det imidlertid lite ledig kapasitet til ny produksjon, da også N-0-kapasiteten til tider er fullt utnyttet.



Overskudd i Finnmark må sees i sammenheng med overskudd i resten av Nord-Norge og -Sverige

Hvor mye overskudd vi kan ha i Finnmark er begrenset av snitt lengre sør i systemet. Stor vekst i produksjon uten tilsvarende vekst i forbruk med høy brukstid kan medføre forsterkningsbehov også lenger sør i Norge og Sverige, ettersom overskuddet i Finnmark vil legge seg oppå kraftoverskuddet i resten av Nord-Norge og Nord-Sverige. Dette kraftoverskuddet skal transporteres til forbruket i sør.

Vi må dele nettet mot Finland for å få mest mulig overskudd ut av Øst-Finnmark

Maksimalt overskudd i Øst-Finnmark er 80 MW. Dette er fordi det kan oppstå effektpendlinger mot Finland ved utfall av Lakselv-Adamselv. Dette gjør at vi får utnyttet mer av kapasiteten i det norske nettet ved å dele nettet mot Finland. I Øst-Finnmark begrenser Lakselv-Adamselv mulig overskudd til 200 MW når nettet er delt. Samtidig er det mulig å legge noe produksjon mot det finske nettet, men hvor mye er avhengig av overskudd ellers i Nord-Finland og Russland. Ofte begrenser Fingrid den norske eksporten til 40-50 MW.

Når Hamnefjell kommer på drift med 50 MW, vil vi til tider være avhengige av å overføre kraft til Finland. Ytterligere vekst i produksjon uten vekst i forbruk vil føre til at flyten i noen timer vil overgå

⁴ Da KVV Nord ble kvalitetssikret av Vista Analyse AS i juni 2016, skrev vi at det ikke var kapasitet til ny produksjon i Øst-Finnmark. I etterkant har vi sett at det kan være mulig å knytte til noe mer produksjon, forutsatt bruk av virkemidler i driften som oppdeling av nettet og spesialregulering. Vi har i samråd med Vista Analyse justert på noen formuleringer i dette kapitlet, uten å sende ny versjon av rapporten til kvalitetssikring.

kapasiteten i nettet, slik at det er nødvendig å regulere ned produksjon. Økt utnyttelse av nettet i overskuddssituasjoner kan altså øke kompleksiteten og risikoen i driftssituasjonen.

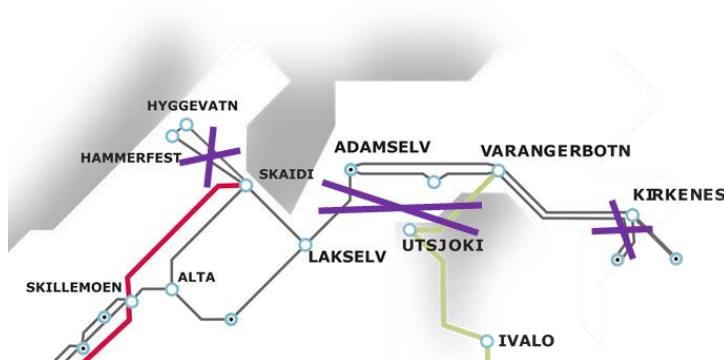
2.4 Flere samtidige feil i en underskuddssituasjon kan føre til avbrudd i strømforsyningen

Som hovedregel vurderer vi N-1 forsyning av forbruk. Når forbruk er forsynt med N-1-sikkerhet kan to samtidige feil føre til avbrudd i strømforsyningen. Dette gjelder for svært mange sentralnettpunkt i hele landet, og er ikke unikt for Finnmark.

I Finnmark kan for eksempel utfall av de to forbindelsene mellom

- Skaidi og Hammerfest
- Varangerbotn og Kirkenes
- Inn til Øst-Finnmark

medføre mørklegging av store områder inntil forsyningen er gjenopprettet, illustrert i Figur 8.



Figur 8 Ved to samtidige feil i en underskuddssituasjon vil vi få avbrudd i strømforsyningen. Kryss over to ledninger betyr at begge faller ut.

I enkelte områder kan det være grunnlag for å vurdere risiko for feil under planlagt utkobling (N-1-1), eller to samtidige feil (N-2). Dette kan være dersom enten sannsynligheten for, eller konsekvensen av, slike hendelser er særlig stor. I Finnmark er dette relevant for Øst-Finnmark, som historisk har hatt svak leveringspålitelighet grunnet stor andel av tiden med brudd på ringdriften. Som beskrevet i kapittel 1.5, og ytterligere i Vedlegg 1, forventer vi en økning i andel av tiden med sammenkoplett nett med Finland.

Også i fremtiden vil driftssentralen i Alta dele nettet mot Finland for å få ut mest mulig overskudd fra Finnmark. Så lenge systemet tåler overgang til øydrift, vil ikke et samtidig utfall i en slik overskuddssituasjon ha konsekvens for forbruk. Hvorvidt overgang til øydrift går bra avhenger av ubalansen i området og hvor mange og hvilke type generatorer som er innkoblet. Dersom ubalansen er stor kan driftssentralen være nødt til å regulere ned produksjon for å unngå mørklegging ved en eventuell feil. Med økende andel vindkraft kan dette bli mer utfordrende for driften enn det er i dag.

2.5 Det vil bli behov for reinvesteringer

Kraftledninger har en levetid på anslagsvis 70 - 100 år, og stasjoner på 40 år. Det er nødvendig å gjøre vedlikehold og enkelte oppgraderinger i løpet av denne levetiden, men etter dette er det vanligvis behov for større fornyelsestiltak.

Av ledningene i Finnmark er det Varangerbotn-Kirkenes som når sin estimerte levetid først, i 2025. Få år etter dette vil det bli behov for å reinvestere Adamselv-Lakselv, antatt i 2029. Det er planer om større og mindre reinvesteringer i nesten alle stasjoner i Finnmark frem mot 2025. Omfanget er varierende, med Kirkenes stasjon som den mest omfattende.

På lang sikt kan reinvesteringer i ledninger og stasjoner være relevant

En kartlegging av reinvesteringsbehovet er viktig når vi vurderer å gjennomføre kapasitetsøkninger. Dette skyldes at:

- Det vanligvis er lite kostbart å øke kapasiteten når vi uansett skal gjøre investeringer i nettet.
- Tiltak i nettet kan muliggjøre fjerning av ledninger slik at komponenten ikke lenger må reinvesteres.

Et tydelig reinvesteringsbehov, eller muligheter for sanering, vil derfor bidra til å redusere de samlede kostnadene ved kapasitetsøkningen.

Reinvestering i regionalnettet kan åpne muligheter

I tillegg til reinvesteringer i sentralnettet vil det oppstå reinvesteringsbehov i regionalnettet. Særlig relevant er utskifting av eksisterende 132 kV-ledninger mellom Skaidi og Hammerfest. Det går to ledninger der i dag, en er relativt ny (2005), mens den andre, med lavest kapasitet, er fra 1982, (spenningsoppgradert til 132 kV i 2003). Hvis den eldste reinvesteres med et større tverrsnitt kan overføringskapasiteten inn til Hammerfest øke med 100 MW (N-1).

I Kirkenesområdet er det planer om nye ledninger i regionalnettet i forbindelse med nytt industriforbruk. Samtidig er det lite mulighet for utvidelser i stasjonen i Kirkenes. En eventuell ny lokalisering kan åpne muligheter for å øke overføringskapasiteten inn til Kirkenes.

Ledningen til Varangerbotn fra Finland må først reinvesteres omkring 2050

220 kV-ledningen fra Finland til Varangerbotn har forventet reinvesteringstidspunkt nærmere 2050. Ledningen er imidlertid kostbar å reinvestere, da den er om lag 520 km lang, hvorav 29 km er på norsk side. Selv om det er lenge til reinvesteringsbehovet inntreffer kan det altså være betydelige økonomiske virkninger av å unngå denne reinvesteringen. Det meste av disse virkningene ligger imidlertid i Finland.

3 Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort

Det er i dag en lang rekke planlagte industriprosjekter i Finnmark. Det er imidlertid ikke fattet investeringsbeslutning for noen av industriprosjektene. Det er derfor mulig at forbruket blir værende på dagens nivå i lang tid, men vi ser også at det potensielt kan bli en betydelig forbruksvekst.

I vår vurdering skiller vi mellom forbruk med kort og lang ledetid, da dette har mye å si for mulighetene til å koordinere utbygging av nett og forbruk. Vi definerer kort ledetid som prosjekter det tar mindre enn fire år å realisere fra investeringsbeslutningen er fattet. I kategorien lang ledetid har vi kun inkludert mulig etablering av større installasjoner i petroleumsindustrien, slik som elektrifisering av offshoreinstallasjoner eller landbaserte gassprosessanlegg.

For å fange opp utfallsrommet har vi etablert fire scenario som vi bruker i analysene; ett scenario uten store petroleumsinstallasjoner og tre scenario med stor vekst fra petroleumsindustrien i henholdsvis vest, øst og både vest og øst. Det er usikkerhet knyttet både til om, hvor og når eventuelle nye store industriprosjekter vil bli etablert.

Interessentene vi har vært i dialog med presiserer at trygghet på tilstrekkelig effekt i kraftsystemet er en sentral forutsetning for at de skal kunne ta sine investeringsbeslutninger. Beslutning om elektrifisering i petroleumsindustrien gjøres i en tidlig fase av prosjektgjennomføringen, og før endelig investeringsbeslutning er fattet. Dette innebærer at aktørene har behov for visshet om at nettet er sterkt nok før Statnett vet med sikkerhet om kraftbehovet vil bli realisert. Dette øker behovet for god koordinering mellom utbygging av nett og forbruk, også i planfasen.

3.1 Forbruksvekst med kort ledetid kan føre til begrensninger internt i Finnmark

Gjennom dialog med interessenter har vi identifisert planer om vekst fra ulike industriprosjekter, herunder både utvidelser i eksisterende industri og nyetableringer. Vi vil i dette kapittelet presentere forbruksplaner i Finnmark som ikke omhandler større petroleumsinstallasjoner. Dette omtaler vi i neste kapittel.

Vi har etablert et scenario for forbruksvekst uten stor petroleum. I sum innebærer scenarioet en gjennomsnittlig vekst på 120 MW fra 2016-nivå i perioden etter 2025, hvorav 60 MW ligger innenfor det begrensende Hammerfestsnittet og 40 MW ligger i Kirkenes. Resten ligger øvrige steder i Finnmark.

Det er mange ulike industriprosjekter som kan bli realisert i regionen

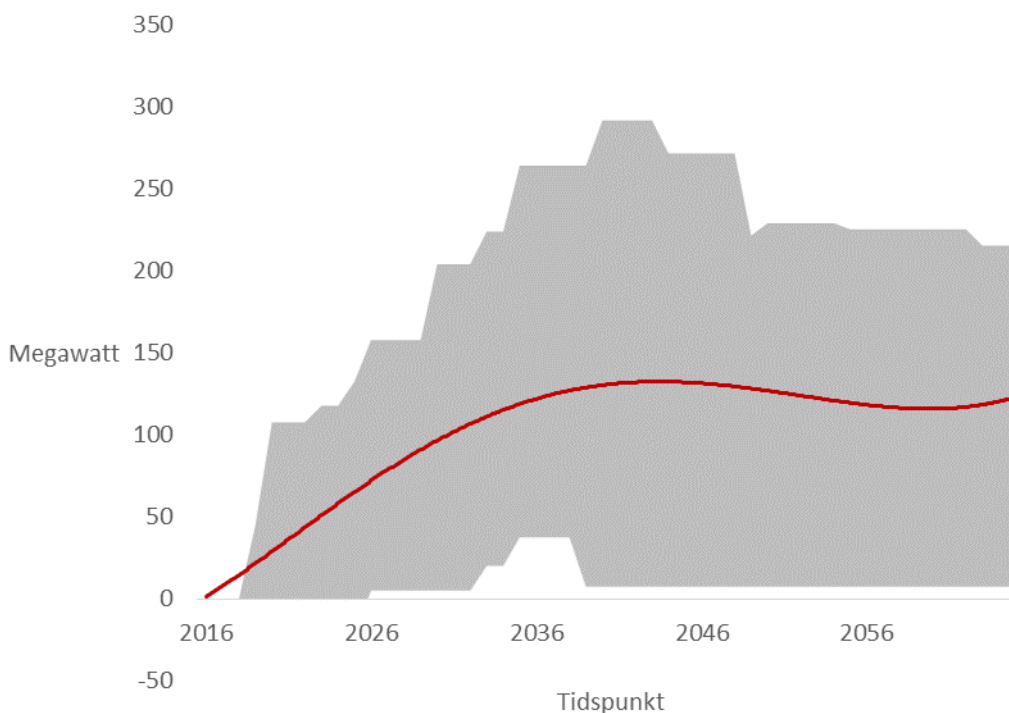
Vi har samlet inn informasjon fra industriprosjekter vi kjenner til i dag som kan føre til en økning i kraftbehovet av en viss størrelse. Vi har fokusert på industriplaner som har større kraftbehov enn anslagsvis 5 MW, fordi vi antar at andre planer er inkludert i prognoser for alminnelig forsyning. Vi har også fokusert mest på forbruk som er stedbunden. Vi har ikke fokusert mye på datasentre og liknende, som i prinsippet kan lokaliseres i andre deler av landet. Utfallsrommet i våre prognoser vil imidlertid gi et bilde av hvor stort rom det er for etablering av slikt forbruk. I 2015 hadde for eksempel det største datasenteret i Norge et kraftforbruk på cirka 15 MW.

Basert på en sannsynlighetvurdering ut fra den kunnskapen vi i dag besitter, har vi vurdert ulike baner for forbruksutviklingen i Finnmark, se Figur 9. Den røde kurven representerer forventet vekst i forbruk med kort ledetid. Utfallsrommet er skravert som grått og viser lavt og høyt scenario for de industriplanene vi kjenner i dag. Laveste mulige utvikling innebærer en videreføring av dagens forbruk, mens vi i det høye scenarioet har en forbruksvekst på over 200 MW. I Vedlegg 3 ligger en mer detaljert gjennomgang av ulike utviklingsscenario med vurdering av sannsynlighet.

Prognoser for industriutvikling med kort ledetid fanger bare opp mulig vekst de neste 10-20 årene. Det kan komme til nye industriplaner som vi per i dag ikke kjenner til, og industri kan legges ned. Vi

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort 2015

har ikke tatt med prosjekter som per i dag fremstår som lite sannsynlige prosjekter⁵. Etter 2035 kjenner vi til få prosjekter og utviklingen er mer usikker. På sikt er det faktiske utfallsrommet for forbruksvekst større enn det figuren viser fordi vi også må ta høyde for planer som ikke er kjent i dag.



Figur 9 Forventet utvikling og utfallsrom (grått) for forbruk med kort ledetid etter 2016

Figuren viser at forbruket er ventet å stige frem mot 2035 og deretter holde seg relativt stabilt. Dette har sammenheng med at vi i hovedsak kjenner til planer frem til 2035. Etter 2035 legger vi til grunn at noe forbruk vil bli faset ut. Også her er det usikkerhet rundt levetiden for ulike industrier, men vi kjenner til følgende utfasing:

- Goliat har i sin Plan for utvikling og drift (PUD) estimert forbruksreduksjon i 2022 og 2036 med henholdsvis 20 og 30 MW. Vi har antatt at forbruksreduksjonene kommer tre år senere som følge av utsatt idriftsettelse sammenliknet med PUD.
- Snøhvitfeltet, samt innfasing av andre ressurser, tilsier drift at Melkøya LNG frem til etter 2050⁶. Vi har antatt at produksjonen opprettholdes til rundt 2070.

Endringen i kraftforbruk fra dagens nivåer varierer mellom ulike deler av Finnmark. Tabellen nedenfor viser utfallsrommet for områder innenfor de viktigste snittene i kraftsystemet. Tallene i tabellene er gjennomsnittlig endring i perioden 2025-2065, målt i megawatt.

Tabell 1: Prognoser endringer i kraftforbruk sortert etter område (avrundet til nærmeste 10 MW).

Endring i kraftforbruk (snitt 2025-65)*	Forventet	Lav	Høy
Finnmark	120	10	230
Vest-Finnmark	80	10	140
Hammerfest	60	10	110
Øst-Finnmark	40	0	90
Kirkenes	40	0	80

⁵ Dette inkluderer en pelletsfabrikk knyttet til Sydvaranger Gruve, som tidligere var under planlegging.

⁶ Se for eksempel nyhetssak på NRK fra desember 2014 (<https://www.nrk.no/troms/utvider-for-20-milliarder-1.12080574>). Lastet 01.06.2016.

Det er ikke tatt investeringsbeslutning for noen av de identifiserte planene, og prosjektene er beheftet med ulik grad av usikkerhet for realisering, avhengig av både markedsutvikling og tillatelser. Usikkerheten er normalt økende med tidsperspektivet.

De ulike kategoriene og industriprosjektene vi kjenner til per i dag er listet opp i . For å etablere en prognose for utviklingen som vi kan legge til grunn i analysene, samt høyt og lavt scenario, har vi sannsynlighetsvektet de ulike planene. Dette betyr ikke nødvendigvis at vi forventer at forbruket fra det konkrete prosjektet blir på dette nivået, men snarere at vi ikke forventer at alle planene blir realisert.

Tabell 2 og beskrevet mer utfyllende i Vedlegg 3⁷. For å etablere en prognose for utviklingen som vi kan legge til grunn i analysene, samt høyt og lavt scenario, har vi sannsynlighetsvektet de ulike planene. Dette betyr ikke nødvendigvis at vi forventer at forbruket fra det konkrete prosjektet blir på dette nivået, men snarere at vi ikke forventer at alle planene blir realisert.

Tabell 2 Forbruksvekst med kort ledetid frem til 2035 i Finnmark (avrundet til nærmeste 10 MW).

Utvikling kraftforbruk frem mot 2035 (MW)*	Lavt scenario	Forventet scenario	Høyt scenario
<i>Vest</i>	40	100	170
Alminnelig forsyning Hammerfest	0	10	20
Alminnelig forsyning Vest-Finnmark ekskl. Hammerfest	0	10	20
Arctic Gold Kautokeino	0	0	0
Goliat	-20	-10	0
Johan Castberg landterminal	0	0	10
Melkøya LNG	60	90	110
Nussir	0	10	20
<i>Øst</i>	0	40	90
Alminnelig forsyning øst	0	10	20
KIMEK	0	10	20
Kirkenes Industrial Logistics Area	0	10	10
Norterminal	0	20	20
Stamnettshavn i Kirkenes	0	0	10
Sydvaranger gruve	0	0	20
Totalsum	40	140	260

*) Ekskl. nye petroleumsutbygginger. Alle tall avrundet til nærmeste 10 MW.

Uten større petroleumsinstallasjoner kan flyten bli høyere enn N-1-kapasiteten på interne snitt

Målt opp mot historisk flyt ser vi at den forventete forbruksveksten på totalt 120 MW er innenfor N-1-kapasiteten inn til Finnmark⁸, men at flyten kan bli høyere enn N-1-kapasiteten både inn til Hammerfest og inn til Kirkenes.

⁷ Like før ferdigstilling av denne konseptvalgutredningen har vi fått en oppdatert prognose for utvikling i kraftforbruk i Hammerfest-området av Hammerfest Energi Nett, som tilsier omtrent 10 MW økt effektbehov frem til 2035 sammenlignet med det vi oppgir i . For å etablere en prognose for utviklingen som vi kan legge til grunn i analysene, samt høyt og lavt scenario, har vi sannsynlighetsvektet de ulike planene. Dette betyr ikke nødvendigvis at vi forventer at forbruket fra det konkrete prosjektet blir på dette nivået, men snarere at vi ikke forventer at alle planene blir realisert.

Tabell 2. Dette kraftforbruket skyldes planer om nytt sykehus, ny flyplass, ny base, NOX-frie havner, Strømsnes industriområde og et lakseslakteri i Hammerfest-området.

⁸ Fordi forbruksveksten er størst i Vest-Finnmark

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort

2015

Vi har vist endring i underskudd for de ulike områdene, målt opp mot kapasiteten etter at vi har bygget Balsfjord-Skaidi, i Vedlegg 4. Vi diskuterer konsekvensen av å knytte til forbruk utover N-1-kapasiteten i kapittel 3.4.

3.2 Petroleumsindustrien i Barentshavet kan medføre stor vekst i elektrisitetsforbruket

Vi vil i dette kapittelet gå gjennom hva som skal til for at vekst i petroleumsindustrien skal føre til stor vekst i elektrisitetsforbruket. Vi starter med en oppsummering, før vi går nærmere inn i diskusjonen.

Det er store forventninger til utviklingen av petroleumsindustrien i Barentshavet. Nye funn med tilstrekkelig lønnsomhet er et minimumskrav for videre utbygging. Det er usikkerhet knyttet til om, når, hvor og hvor stor del av petroleumsvirkosomheten som vil bli elektrifisert. Reduserte olje- og gasspriser har i løpet av det siste året ført til økt usikkerhet og kan komme til å skyve eventuell utbygging ut i tid. Basert på Oljedirektoratets ressursestimater for Barentshavet og ECONs markedsanalyser (1), mener vi likevel det kan være mulighet for at det blir etablert inntil to nye landbaserte gassprosesssanlegg i perioden 2025-35. I tillegg er det muligheter for flere installasjoner til havs.

Elektrifisering av oljeplattformer ute i Barentshavet er dyrere enn elektrifisering av gassprosessanlegg på land. Vi forventer derfor i utgangspunktet liten grad av elektrifisering til havs. Det er store avstander, som fører til høye kostnader. Samtidig kan flere hensyn tale for at slike installasjoner likevel vil bli elektrifisert.

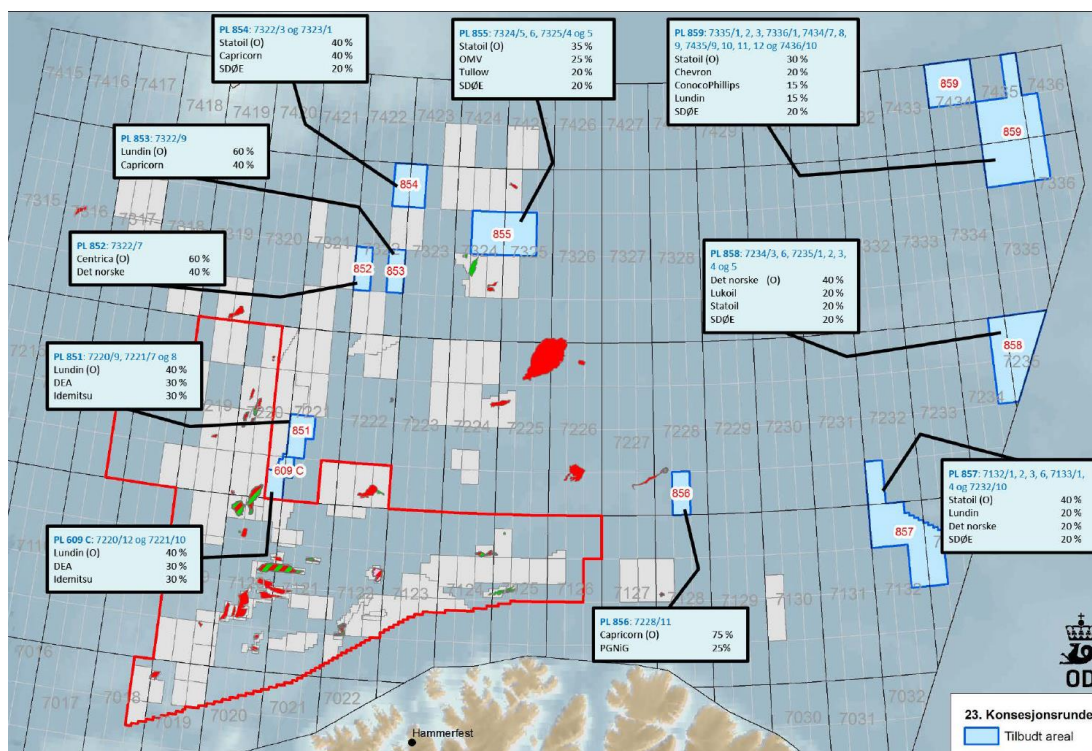
Petroleumsindustrien har behov for trygghet for løsning for energiforsyning før de fatter investeringsbeslutning. Det tar gjerne minimum ti år fra et funn blir gjort til utvinningen er i gang. Fra endelig investeringsbeslutning tar det gjerne fem år. Etter investeringsbeslutning er det tilnærmet sikkert at prosjektene faktisk blir bygget ut. Store nett-tiltak har gjerne liknende ledetider, der det tar 2-4 år før vi har endelig konsesjon. Utbyggingstiden varierer med omfanget.

Sammenhengen mellom beslutningene i petroleumsindustrien og beslutninger om nettvikling kompliserer planleggingen. Petroleumsaktørene kan prinsipielt velge mellom egenforsyning av kraft eller strømforsyning fra nettet. For at petroleumsaktørene skal beslutte å gå videre med et elektrifiseringskonsept, må de ha trygghet på at det er tilstrekkelig effekt til å forsyne forbruket. På den andre siden må Statnett begrunne eventuelle store investeringer med et reelt behov. I områder med begrenset nettkapasitet kan ledetidsutfordringen føre til tapt samfunnsøkonomisk verdiskaping, dersom aktørene ikke klarer å koordinere seg og spille inn forpliktende planer på et tidlig nok tidspunkt.

Det er et stort potensiale for utvikling av petroleumsvirksomhet i Barentshavet

Det er store forventninger til nye funn både i Barentshavet sør og Barentshavet sørøst, som blir åpnet for leting i 2016. Vi forventer å vite mer om ressursene i Barentshavet sørøst i løpet av perioden 2017-2020.

Som en del av 23. konsesjonsrunde sendte Regjeringen i mai 2016 ut tilbud om letelisenser i 40 nye blokker fordelt på ti nye utvinningstillatelser, som vist i Figur 10. Av disse er tre i det nyåpnede området Barentshavet sørøst utenfor Øst-Finnmark. Tillatelsene innebærer en plikt til å lete i løpet av relativt kort tid (2).



Figur 10 Kart over petroleumsblokker som er tilbudt i mai 2016 som del av 23. konsesjonsrunde. Kilde: Regjeringen.no

Lavere priser på olje og gass gir økt usikkerhet i petroleumsindustrien

Det har vært et stort skifte i de internasjonale brenselmarkedene de siste årene. Prisen på olje falt fra over 100 \$/fat til under 30 \$/fat. I slutten av mai 2016 er prisen steget til rundt 50 \$/fat. Gassprisen er siden 2012 omtrent halvert fra 25 €/MWh til ca. 12-13 €/MWh. Det store fallet i oljepriser har vært en viktig grunn til fallet i gasspriser i Vest-Europa, selv om oljeindekserte kontrakter er på vei å forsvinne her. Den globale nedgangen i oljepriser har likevel presset ned prisene på gassbørsene i Vest og Nord-Europa.

Det har vært et stort skifte i de internasjonale brenselmarkedene de siste årene. Prisen på olje falt fra over 110\$/fat i juni 2014 til under 30 \$/fat i januar 2016. I mai 2016 er prisen steget til rundt 50 €/fat. Både i Øst-Europa og i LNG-markedet er mye av gassen som handles direkte linket til oljeprisen gjennom oljeindekserte kontrakter. I Nord-Europa er slike kontrakter i ferd med å forsvinne. Likevel er den store nedgangen i oljeindekserte gasspriser i løpet av det siste året hovedårsaken til at prisen på gassbørsene i Nord-Europa har falt kraftig det siste året. I 2013 var prisen over 27 €/MWh. I mai 2016 er den halvert til ca. 13 €/MWh.

De fleste som analyserer de internasjonale brenselmarkedene har også på lang sikt redusert sine prognoser. Hovedbudskapet er at prisene skal opp fra dagens nivå på sikt, men til et lavere nivå enn det som var forventning tidligere. Statnett bruker både offentlig tilgjengelige analyser og innkjøpte analyser når vi bestemmer oss for forutsetninger på gass og kullpriser som inngår i våre kraftprisprognoser. Vi har ikke eksplisitte forutsetninger på olje, da oljekraftverk så å si er faset ut av kraftsektoren i Nord-Europa. Olje er likevel viktig da den påvirker prisene på kull og gass.

De fleste analyser legger til grunn at bruken av olje er større i 2040 enn i dag. Samtidig er veksten lavere enn den har vært historisk, og mange legger til grunn at bruken av olje når toppen før 2040. At veksten blir redusert og trolig faller på sikt kommer både av mindre energiintensiv vekst, stadig mer effektiv bruk av energi for eksempel i transport, mer innslag av fornybar og elbiler. Gass blir også en større konkurrent i transport. På produksjonssiden er tilbudet av økonomisk utvinnbare olje- og gass

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort

2015

ressurser kraftig oppjustert. Hovedgrunnen til dette er skiferrevolusjonen i Nord-Amerika. Etter det store prisfallet har også produsenter innenfor konvensjonell produksjonen kuttet kostnadene mye.

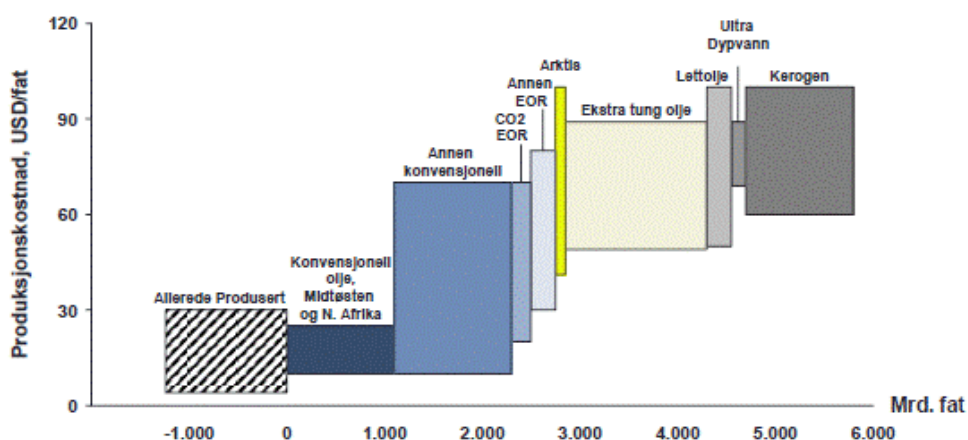
Utviklingen beskrevet over kan endre strategien til store produsenter, både land og selskaper. Det har blitt vesentlig viktigere å beholde markedsandeler og kutte kostnader. Jaget om å stadig utøke sine reserver, slik som var tilfellet da oljeprisen var stabilt over 100 \$ og konsensusen var at den ville stige, er vesentlig redusert. Prognosene på fremtidige oljepriser reflekterer dette, selv om det selvfølgelig er store sprik. Tidligere, da prisen var over 100 \$/fat, mente de fleste at prisen ville stige, selv om det varierer hvor mye. I de fleste scenarioer vi har tilgang på nå ligger prisene mellom 50-100 \$/fat, selv om en del viser høyere priser enn dette på sikt, for eksempel IEA. I scenarioer der verden kommer nærmere å oppnå målet om 1,5-2 graders oppvarming fa Paris ligger generelt prisene lavere enn i forventingsscenarioene. Dette gjelder både olje og gass.

På gass er det stor enighet om at verden går inn en situasjon med stor overkapasitet de neste årene. På etterspørselsiden har forbruksveksten i de store importregionene, spesielt i Asia, men også Europa, vært mindre enn det man forventet. På tilbudssiden kommer det inn mye ny LNG kapasitet fra blant annet Australia og USA. Denne overkapasiteten gjør at trolig gassprisene i Nord-Europa forblir lave de neste årene, selv om økende oljepriser skulle trekke opp prisen på indekserte kontrakter. Flere aktører mener overskuddet i markedet kan vare til etter 2020.

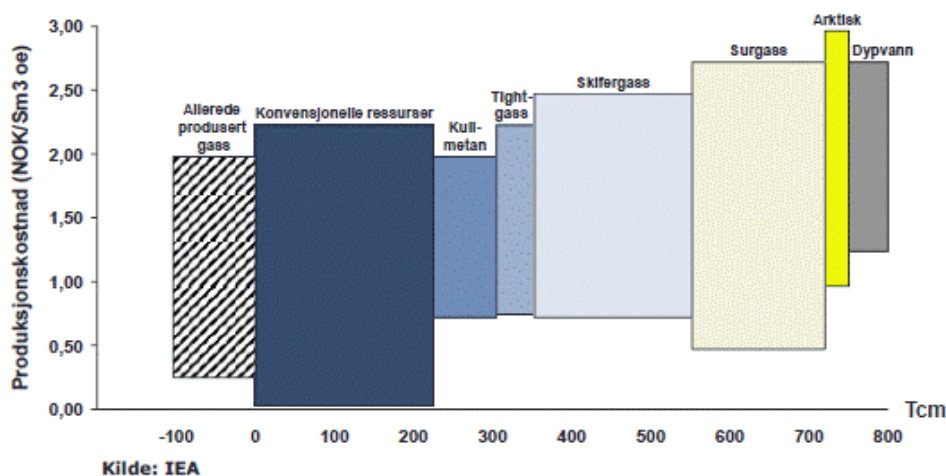
På sikt er det stor enighet om at det globale gassforbruket vil øke, selv om veksten generelt er justert noe ned fra tidligere. Importbehovet til Europa øker også selv med liten forbruksvekst fordi produksjonen internt synker. De fleste analyser av det internasjonale gassmarkedet vektlegger at prisen på amerikanske LNG leveranser kan få vesentlig innvirkning på prisene i de store importregionene. Flere peker på en gasspris i Europa på sikt i intervallet 20-25 €/MWh. Litt avhengig av hva man tror om prisen på gass internt i USA er dette nivået på langsiktige grensekostnader for leveranser av amerikansk LNG til Europa. Utfallsrommet er større, men mange vektlegger nå nedsiden mer enn oppsiden i forhold til dette intervallet.

Både funn og økte priser fra dagens nivå er nødvendig for nye petroleumsutbygginger i Barentshavet

Figur 11 og Figur 12 sammenlikner antatt kostnad i Barentshavet med den globale tilbudskurven for henholdsvis olje og gass. Figurene er basert på data fra IEA og er fra 2014. Ressursene i Barentshavet ligger generelt langt ut på den globale kostnadskurven, selv om utfallsrommet er stort. Basert på utviklingen det siste året virker det rimelig å anta at kostnadene i Barentshavet allerede er kuttet i forhold til tallene oppgitt i figuren. Lønnsomheten av utvinning er likevel trolig totalt sett mer usikker enn tidligere, da prisene og prisprognosene både på olje og gass også er justert ned.



Figur 11 Estimer for produksjonskostnad per fat for oljereserver i dag, arktiske er markert med gult. Kilde: ECON/IEA



Figur 12 Estimert produksjonskostnad per trillioner kubikkmeter naturgass, gitt dagens kostnadsbilde, der arktisk er markert med gult Kilde: ECON/ IEA

ECON Management Consulting har på oppdrag fra Statnett gjennomført en studie for å kartlegge mulig utvikling i Barentshavet. Resultatene er blant annet basert på erfaringer fra utvikling av andre områder på norsk sokkel:

- Ved oljepriser lavere enn 70 USD/fat og gasspriser på 1,5 NOK/Sm³ vil petroleumsproduksjon i Barentshavet verken være lønnsom eller konkurransedyktig i et globalt perspektiv.
- For oljepriser i området 70-90 USD/fat er utviklingen for Barentshavet mer usikker. Det kan være lønnsomhet, men Barentshavet vil innenfor dette prisspennt ha begrenset attraktivitet og konkurransekraft.
- Ved høye priser, i studien gitt ved 110 USD/fat for olje og 2,40 NOK/Sm³ for naturgass, vil Barentshavet fortsatt konkurrere med andre regioner, men i et slikt scenario vil lønnsomheten være god nok til at Barentshavet kan utvikles.

ECON har med bakgrunn i usikkerheten i både priser og funn utarbeidet fire scenarier for mulig petroleumsaktivitet i Barentshavet, se Vedlegg 5.

Vi har brukt ECONs analyse som utgangspunkt for å etablere scenarier og tilhørende kraftbehov. Samtidig er det viktig å understreke at utbyggingen i nord vil bestemmes av den faktiske prisutviklingen på olje og gass, aktørenes forventinger til disse prisene langt frem i tid, og av de totale kostnadene ved utvinning. Det siste avhenger blant annet av funnene som blir gjort, og teknologi- og kostnadsutviklingen fremover.

Elektrifisering fra nettet er ofte billigere for gassprosessanlegg på land enn for offshoreinstallasjoner

I vurdering av elektrifiseringsløsninger er det vanlig å skille mellom hel- og delelektrifisering. Videre er det vanlig å skille mellom elektrifisering av onshore- og offshore-installasjoner. Når det gjelder onshore-installasjoner, eller landanlegg, fokuserer vi på gassprosessanlegg, da landanlegg for olje vanligvis krever rundt 20 MW, og er inkludert i forbruk med kort ledetid.

Gassprosessanleggene på land i Norge bruker i dag langt på vei elektrisk kraft til drift av kompressorer og liknende utstyr. Det er flere måter å forsyne slike anlegg med elektrisk kraft på, blant annet med egne gassturbiner på anlegget eller elektrisk kraft fra kraftnettet. Sistnevnte vil påvirke balansen i kraftsystemet i Finnmark.

For offshoreutbygginger er det mindre sannsynlig at elektrifisering fra nettet er lønnsomt. Dette er fordi tilknytning med kabel fra land øker kostnadene med kraft fra nettet. Er det kort fra land kan vekselstrømskabler ofte benyttes (slik som på Goliat), mens med lange avstander er likestrømskabler nødvendig. Da er det nødvendig med omformeranlegg i begge ender, som kan medføre relativt store ekstrakostnader.

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort

2015

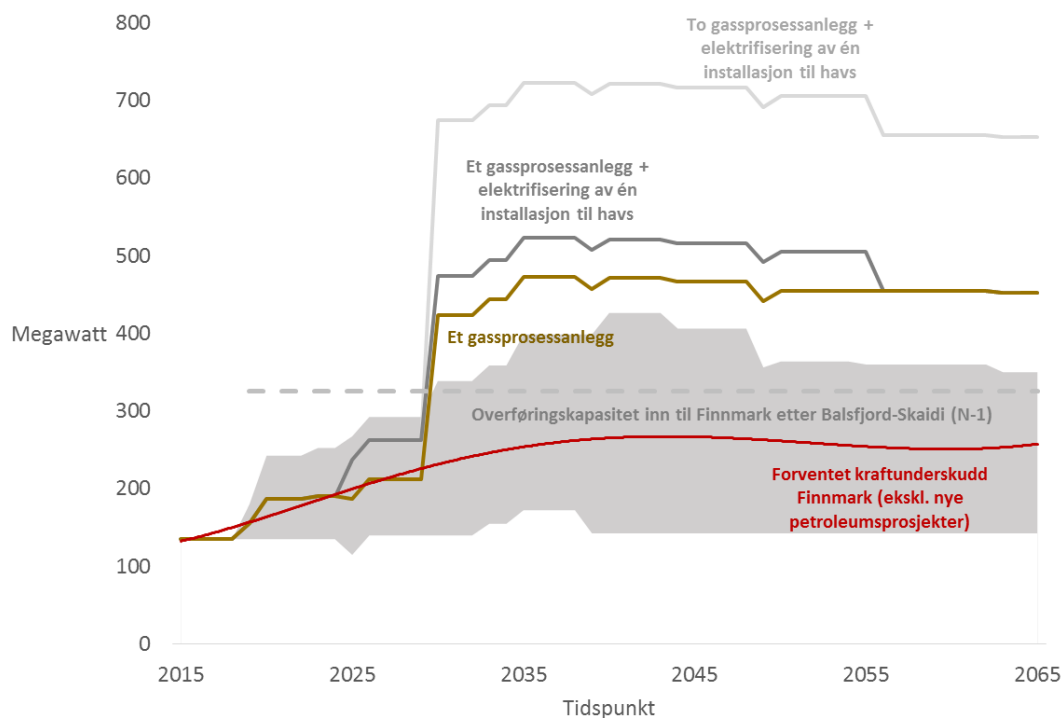
En mulig løsning er at flere funn samordner til en felles plattform for kraftforsyning (HUB). Eksempelvis anslår ECON i sine to høye scenarier at det blir bygget ut to offshore HUB'er. Hver av disse har en kostnad på cirka 15 mrd. kroner. Enkeltfelt skal deretter forsynes ved hjelp av vekselstrømskabler fra disse hubbene. Det er usikkert hvem som skal løfte kostnaden for en felles plattform for strømforsyning, og også om det vil være lønnsomt. Denne usikkerheten gjør at vi ikke legger til grunn denne type elektrifisering.

Vi kjenner per i dag til at fire ulike felt blir vurdert for utbygging. Elektrifisering av flere av disse kan være aktuelt:

- Goliat (85 km fra land) er deelektrifisert. Operatøren ENI er pålagt å utrede helelektrifisering i løpet av 2018. Det kan derfor ikke utelukkes at flyteplattformen blir helelektrifisert.
- Alta/Gotha (120 km fra land). Det er en viss sannsynlighet for at elektrifisering av Alta/Gotha er lønnsomt. Dette er foreløpig ikke utredet.
- Johan Castberg (240 km fra land) skal etter planen bygges ut. Investeringsbeslutning planlegges høsten 2017 med idriftsettelse i 2022. Vi legger til grunn at det ikke blir elektrifisering fra land, selv om vi vet at dette også utredes i forbindelse med utviklingen av prosjektet.
- Wisting (320 km fra land). Det er påvist lite gass i feltet, og kraft fra land fremstår som mer attraktivt enn dersom feltet var selvforsynt med gass. Vi tar utgangspunkt i inntil to gassprosessanlegg og noe økt forbruk fra elektrifisering offshore

Basert på Oljedirektoratets ressursestimater for Barentshavet og ECONs markedsanalyser mener vi det kan være mulighet for at det etableres inntil to nye landbaserte gassprosessanlegg i perioden 2025-35. I tillegg er det muligheter for flere installasjoner til havs. Det er ulike kraftbehov fra gassprosessering avhengig av om infrastrukturen som bygges er rør eller LNG. Et rør har lavere estimert kraftbehov enn et LNG-anlegg. Gassco har estimert et effektuttak på 150-180 MW til eksportkompresjon i rør og 200-230 MW ved et LNG-anlegg (3).

Figur 13 viser at vi med to gassprosessanlegg og elektrifisering av én installasjon til havs får et kraftunderskudd som langt overgår N-1-kapasiteten inn til Finnmark. Installasjonen til havs er i figuren antatt å komme i 2025, mens gassprosessanleggene på land er antatt å komme i 2030.



Figur 13 Kraftunderskudd i Finnmark kalde vinterdager ved etablering av forventet forbruksvekst med kort ledetid frem til 2035, og i tillegg elektrifisering av petroleumsinstallasjoner. Grå stiplet linje viser N-1 overføringskapasitet inn til Finnmark.

Det er relativt lange ledetider både i petroleumsindustrien og for store nett-tiltak

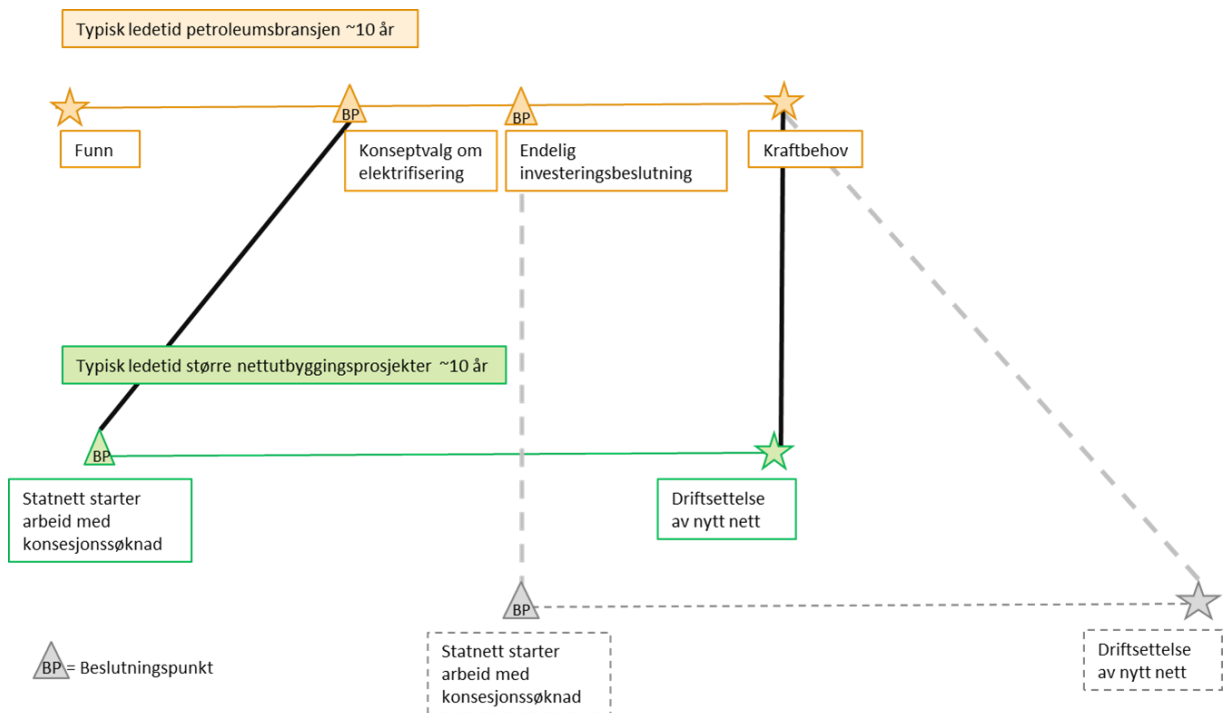
Aktørene vi har vært i dialog med har gitt klart uttrykk for sammenhengen mellom kapasiteten i nettet og deres beslutninger om eventuell elektrifisering. Uten trygghet for at det er tilstrekkelig kapasitet, peker aktørene på at det er krevende å fatte beslutning om å gå videre med en elektrifiseringsløsning.

For nye petroleumsprosjekter er ledetiden fra funn til kraftbehov normalt rundt 10 år. Dette kan være noe kortere i områder der det allerede er etablert infrastruktur, og noe lengre i områder der det ikke eksisterer infrastruktur fra før av. Beslutning om elektrifisering i petroleumsindustrien gjøres i en tidlig fase av prosjektgjennomføringen, og før endelig investeringsbeslutning er fattet. Dette innebærer at aktørene har behov for visshet om at nettet er sterkt nok før Statnett vet med sikkerhet om kraftbehovet vil bli realisert.

Fra Statnett setter i gang arbeidet med en konsesjonssøknad til konsesjon fra myndighetene foreligger tar det mellom 2-4 år, avhengig av kompleksiteten i prosjektet. Når Statnett har mottatt endelig konsesjon kan Statnett inngå avtaler med entreprenører før endelig investeringsbeslutning og nettutbyggingen starter.

Sammenhengen mellom beslutninger i petroleumsindustrien og nettutbygging er illustrert Figur 14.

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort 2015



Figur 14 Sammenhengen mellom beslutningene i petroleumsindustrien og store nett-tiltak kompliserer planleggingen. Dersom tiltaket skal være klart samtidig som kraftbehovet oppstår, må planleggingen av nytt nett starte før vi vet om behovet vil komme. Dette er illustrert med heltrukket linje fra beslutningspunktene. Dersom planlegging av nettet starter først når vi er sikre på at behovet vil komme, vil nettet komme etter kraftbehovet. Illustrert med grå stipet linje

3.3 Vi har etablert fire scenarier for forbruksvekst

Som vi har diskutert over er det stor usikkerhet i videre utvikling både innenfor gruvevirksomhet, de ulike industriprosjektene og innenfor petroleumsnæringen. Først og fremst er det usikkert **om** det nye forbruket vil bli etablert. Usikkerheten knytter seg til flere ulike enkelthendelser, med ulik sannsynlighet for hver enkelthendelse. Hvilke prosjekter som blir realiserte avgjør både hvor stort kraftbehovet vil bli, og **hvor** det nye forbruket etableres. Det er også usikkerhet om **når** eventuell forbruksvekst vil bli etablert.

For å fange opp utfallsrommet for utviklingen har vi etablert fire ulike scenario for forbruksvekst. I alle de fire scenarioene med vekst har vi lagt til grunn en forventet vekst i forbruk med kort ledetid på 120 MW, hvorav 80 MW ligger i vest og 40 MW ligger i øst.

De fire vekstscenarioene er:

- **Scenario 1: Ingen store petroleumsinstallasjoner**
Forventet forbruksvekst med kort ledetid i hele Finnmark frem til 2035, til sammen 120 MW vekst.
- **Scenario 2: Nytt forbruk med kort ledetid og petroleum i vest**
Forventet forbruksvekst med kort ledetid i hele Finnmark, pluss elektrifisering av petroleumsvirksomhet og et gassprosessanlegg i Vest-Finnmark, til sammen 330 MW vekst
- **Scenario 3: Nytt forbruk med kort ledetid og petroleum i både vest og øst**
Forventet forbruksvekst med kort ledetid i hele Finnmark pluss elektrifisering av petroleumsvirksomhet og et gassprosessanlegg i både Vest- og Øst-Finnmark, til sammen 570 MW vekst
- **Scenario 4: Nytt forbruk med kort ledetid og petroleum i øst**

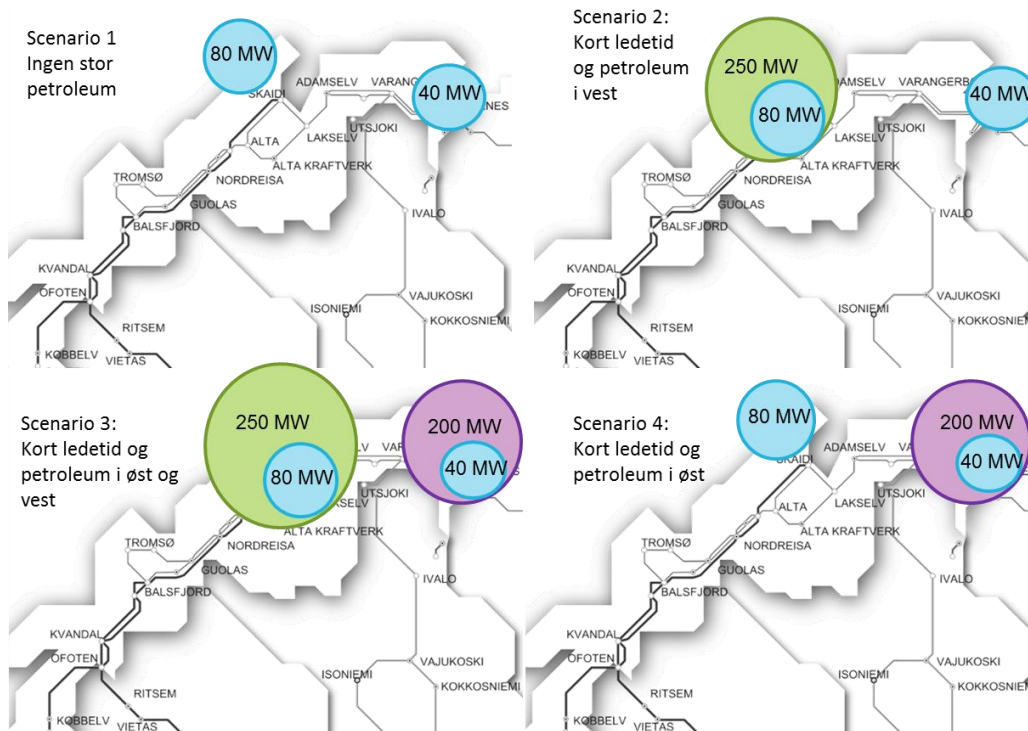
Scenarioene er konstruert for å få frem forskjellen i behovet for nettutvikling. Vi har ikke knyttet noen sannsynlighet til scenarioene, og det er ikke ett scenario som representerer vår forventning. I tillegg

til at det er usikkert hvilket scenario som vil slå til er det usikkerhet knyttet til volum i hvert scenario. Dette vil vi komme tilbake til i usikkerhetsanalysen.

I tillegg til gassprosessering har vi i scenario 2 og 3 lagt til en ekstra økning i kraftbehovet på 50 MW:

- Med gassprosessanlegg øker sannsynligheten for utbygging av oljefelt med assosiert gass, ettersom det som tidligere var inntengt gass nå kan omsettes. Dette kan føre til økt aktivitet ved en eventuell oljeomlastningsterminal på land.
- Sannsynligheten for elektrifisering på sokkelen øker noe, ettersom inntengt gass nå kan omsettes, og får en salgsverdi.
- Etablering av ny industri genererer økt aktivitet i lokalsamfunnet, som igjen vil føre til økt forbruk i området.

Vi har derfor lagt til 50 MW for å fange opp økningen i forbruket som er assosiert med etableringen av gassprosessering. Vi kommer tilbake til usikkerheten internt i hvert scenario i usikkerhetsanalysen i del fire av rapporten.



Figur 15 Vi har etablert fire vekstscenario, et uten petroleumsvekst og tre med petroleumsvekst i henholdsvis vest, vest og øst og kun i øst. Hvilke prosjekter som blir realiserte avgjør både hvor stort kraftbehovet vil bli, og hvor det nye forbruket etableres

Det er usikkert når petroleumsforbruket eventuelt kommer

Basert på det vi vet i dag antar vi at etablering av større nytt kraftforbruk fra petroleumssektoren er mest sannsynlig i perioden fra cirka 2025 og 2050. Dette skyldes blant annet ledetidene i petroleumssektoren og at det etter hvert vil bli ledig kapasitet på eksisterende infrastruktur.

Barentshavet sørøst åpnes for leting sommeren 2016. Dersom det gjøres store funn på et tidlig tidspunkt, samtidig som ressursvolumene i Barentshavet sør lar vente på seg, kan det bli etablert stort forbruk i øst før det eventuelt etableres i vest. Ettersom utbygging i Barentshavet sør og sørøst er uavhengig beslutninger, kan vi også se for oss at vi blir stilt overfor beslutning om å forsyne stor vekst i vest uten å vite om det vil bli behov for å legge til rette for stor vekst også i øst.

Med den informasjonen vi har i dag anser vi det som mest sannsynlig at en del av forventet forbruk med kort ledetid vil bli etablert før eventuelt petroleumsforbruk.

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort 2015

Alle petroleumsscenarioene forutsetter at det gjøres nye funn. Dersom store petroleumsfunn gjøres sent, kan utbygging av ny infrastruktur for å evakuere petroleum potensielt påvirkes av tilgjengelig kapasitet på eksisterende infrastruktur. Vi antar for eksempel at det kan være aktuelt å benytte eventuell ledig kapasitet på Melkøya.

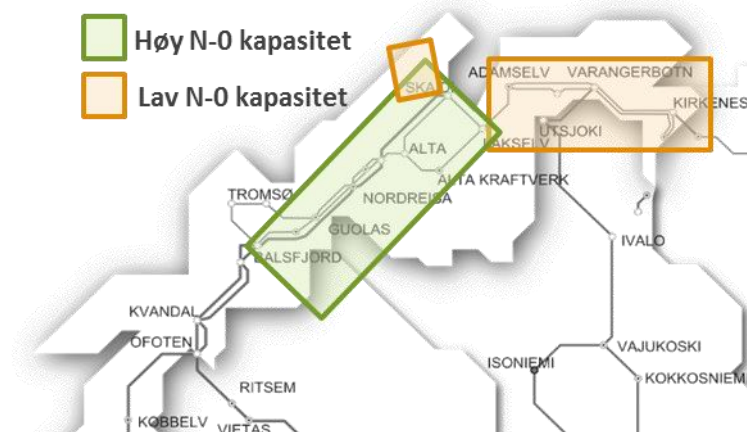
Det er en viss sammenheng mellom scenarioene

Scenario 1, med forventet forbruksvekst med kort ledetid, uten petroleum, er relativt uavhengig av de øvrige scenarioene, men noe av forbruket som inngår i forbruk med kort ledetid er innenfor petroleumindustrien og følgelig noe påvirket av de samme driverne som for petroleumsscenarioene.

Når det gjelder de tre scenariene med petroleumaktivitet vil det være en viss sammenheng mellom dem. Scenario 3 er en kombinasjon av scenario 2 og 4. Dersom 2 eller 4 er uaktuelle som følge av manglede funn vil også scenario 3 falle bort. Videre vil høy eller lav olje- og gasspris påvirke både sannsynligheten for utbygging og leteaktiviteten i både Vest- og Øst-Finnmark.

3.4 Konsekvensen av forbruksvekst avhenger av tilgjengelig kapasitet i nettet

Forbruksvekst utover N-1 kapasiteten gir lavere leveringspålitelighet, og vi risikerer at en enkelt feil i nettet fører til avbrudd i strømforsyningen. Det er ikke mulig å knytte til forbruk utover kapasiteten ved intakt nett (N-0 kapasiteten). Ledninger kan bli ødelagt hvis de belastes for tungt, eller det kan bli mørklegging i større områder hvis spenningen blir for lav. Inn til Vest-Finnmark er det høy N-0 kapasitet. Inn til Øst-Finnmark, Kirkenes og Hammerfest er det lavere N-0 kapasitet. Dette er illustrert i Figur 16.



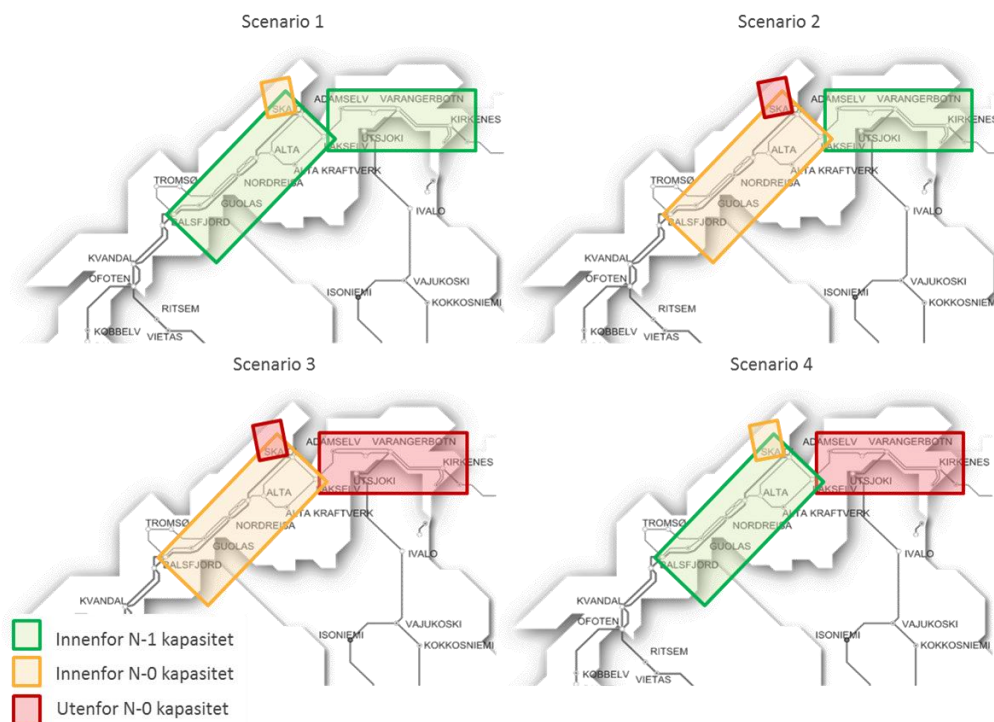
Figur 16 Det er høy N-0 kapasitet i Vest-Finnmark, men i Øst-Finnmark og mellom Skaidi og Hammerfest er nettet svakere og kapasiteten lavere.

Det er N-0 kapasitet på alle snittene i Finnmark til forbruksveksten som inngår i scenario 1. Dette betyr at det er mulig å knytte til alt forventet forbruk med kort ledetid. Imidlertid vil flyten i perioder overstige N-1 kapasiteten, særlig inn til Hammerfest.

I scenario 2, 3 og 4 er det derimot ikke kapasitet til å knytte til alt forbruket ved intakt nett (N-0). Manglende nettkapasitet er så stor at selv ikke store mengder vindkraft vil løse situasjonen i alle timer.

Uten tilstrekkelig nettkapasitet kan ikke forbruket knyttes til nettet. For petroleumsinstallasjoner er egenforsyning i form av gasskraft et alternativ til kraft fra nettet. Vi tror i utgangspunktet at verdiskapingen fra petroleumssektoren er så stor at det vil forsvare kostnadene av egenforsyning. Kostnaden ved egenforsyning er særlig sensitivt for fremtidig verdsetting av CO₂-utslipp og energikostnadene i form av bruk av gass.

Tilstanden i sentralnettet i de ulike scenarioene er illustrert i figuren nedenfor.



Figur 17 I scenario 1 overstiger overføringsbehovet N-1 kapasiteten ut til Hammerfest. I scenario 2 og 3 er det for lite N-0 kapasitet mellom Skaidi og Hammerfest til å knytte til gassprosessanlegget. Det er heller ikke N-0 kapasitet til å knytte til gassprossanlegg i Øst-Finnmark (Scenario 3 og 4)

I scenario 1 vil forbruket bli etablert på bekostning av leveringspåliteligheten

Det er tilstrekkelig N-0 kapasitet i nettet i hele Finnmark til å forsyne forbruksveksten som ligger i scenario 1. Konsekvensen av å ikke gjøre tiltak i dette scenarioet er dermed økte overføringstap, samt svekket leveringspålitelighet som gir risiko for avbrudd. Sistnevnte tallfester vi gjennom forventede avbruddskostnader. Se metodekapittelet for mer informasjon om dette.

Avbruddskostnadene er forventet å komme i Hammerfest. Her vil det være brudd på N-1-kriteriet nesten 40 prosent av tiden. Vi forventer på bakgrunn av dette om lag et avbrudd hvert 6 år. Avbruddene er forventet å være om lag 20 MW i størrelse, men de kan bli inntil 40 MW på de kaldeste dagene.

I Øst-Finnmark og Kirkenes er det ingen forventede avbruddskostnader basert på enkeltfeil, fordi omfanget av brudd på N-1-kriteriet er lite. Tabellen nedenfor oppsummerer avbruddskostnader og leveringspålitelighet i scenario 1 i ulike deler av Finnmark.

Utfallsrommet for regional forbruksvekst er stort 2015

Tabell 3: Forventede avbruddskostnader i scenario 1. Diskonterte avbruddskostnader er nåverdier avrundet til nærmeste 10 mill. kroner. Avbruddskostnadene skyldes i all hovedsak utfall inn til Hammerfest, der flyten overstiger N-1 kapasiteten i over 38 % av tiden. Vi forventer 0,2 avbrudd per år grunnet enkeltfeil i Finnmark, eller ca. 5 år mellom hvert avbrudd. Systemvern aktivert indikerer andel av tiden utenfor N-1 i underskuddssituasjoner⁹.

Leveringspålitelighet i K0 (S1, C1)	Finnmark	Vest-Finn.	Hammerf.	Øst-Finn.	Kirkenes	Totalt
Avbruddskostnader (MNOK/år)	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8
Avbruddskostnader (MNOK, diskontert til ref.år)	0	0	10	0	0	10
Systemvern aktivert forbruk (andel av tiden)	0 %	0 %	38 %	0 %	1 %	
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	0,00	0,00	0,18	0,01	0,02	0,21
Hvorav med lang varighet (per år)	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01
Maksimal størrelse avbrudd (99 persentil) (MW)	0	0	40	0	0	
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	0	0	20	0	0	
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	0	0	20	0	0	

I kapittel 3.1 viste vi at det var et relativt stort utfallsrom i forbruksveksten i scenario 1. Med lav vekst i forbruk med kort ledetid vil N-1-kriteriet overholdes på alle snitt og avbruddskostnadene er forventet å være nær null. Med høy vekst i forbruk med kort ledetid vil overføringsbehovet overstige overføringskapasiteten (N-1) flere steder internt i Finnmark, slik at systemvern må være aktivert nesten hele tiden i Hammerfest og store deler av tiden i Kirkenes. Dette er vist i tabellen under.

Tabell 4: Forventede Avbruddskostnader med høy vekst i forbruk med kort ledetid. Diskonterte avbruddskostnader er nåverdier avrundet til nærmeste 10 mill. kroner.

Leveringspålitelighet i K0 (S3, C16)	Finnmark	Vest-Finn.	Hammerf.	Øst-Finn.	Kirkenes	Totalt
Avbruddskostnader (MNOK/år)	0,0	0,0	5,0	1,7	2,2	8,8
Avbruddskostnader (MNOK, diskontert til ref.år)	0	0	80	30	40	150
Systemvern aktivert forbruk (andel av tiden)	2 %	0 %	99 %	10 %	62 %	
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	0,03	0,00	0,53	0,43	0,78	1,76
Hvorav med lang varighet (per år)	0,00	0,00	0,03	0,04	0,04	0,11
Maksimal størrelse avbrudd (99 persentil) (MW)	0	0	90	30	40	
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	0	0	40	20	20	
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	0	0	50	20	20	

Det er ikke plass til å knytte til det nye petroleumsforbruket i scenario 2, 3 og 4, selv ved intakt nett

Det er ikke tilstrekkelig N-0 kapasitet til å knytte til forbruksveksten som er forventet i petroleumsscenarioene, hverken i Hammerfest-området eller i Øst-Finnmark. Mellom Skaidi og Hammerfest er det ikke nok N-0-kapasitet (intakt nett) til å knytte til petroleumsforbruket i scenario 2, i tillegg til forventet forbruksvekst i scenario 1.

Inn til Øst-Finnmark og internt i Øst-Finnmark er det heller ikke N-0-kapasitet til å knytte til petroleumsforbruket i scenario 4. Internt i Øst-Finnmark vil det bli overlast på 132 kV-ledningene. Inn til Øst-Finnmark vil spenningsstabilitet på finsk side begrense mulig import fra Finland. Ettersom forbruk i Øst-Finnmark belaster finlandsledningen mest, vil det i scenario 3 ikke være N-0 kapasitet inn til Finnmark. Dette betyr at vi heller ikke får utnyttet Vest-Finnmarkssnittet fullt ut.

I tabellen nedenfor illustrere vi hvor mange MW og hvor stor andel av tiden vi er utenfor N-0 kapasiteten på ulike snitt i scenario 3.

⁹ Maksimal størrelse avbrudd er største avvik mellom overføringsbehov (P99) og overføringskapasitet (N-1). Forventet størrelse korte/lange avbrudd er gjennomsnittlig avvik mellom et overføringsbehov og overføringskapasitet (N-1). Dette er forklart i metodekapittelet, men innebærer i praksis en konservativ gjennomsnittsberegning.

	Finnmark	Vest-Finnmark	Hammerfest	Øst-Finnmark	Kirkenes
Megawatt utenfor N-0 inn (maksimalt)	550	0	200	150	150
Megawatt utenfor N-0 inn (gjennomsnitt)	300	0	100	50	100
Andel av tiden utenfor N-0 inn	100 %	0 %	100 %	78 %	100 %

Tabell 5 Forbruksveksten i scenario 3 vil overgå N-0 kapasiteten nesten 100% av tiden på Finnmarkssnittet, inn til Hammerfest, inn til Øst-Finnmark og til Kirkenes¹⁰

Oppsummert ser vi at ved dimensjonerende underskudd er det:

- 200 MW forbruk i scenario 3 (og 2) som mangler kapasitet i Hammerfest-området
- 150 MW forbruk i scenario 3 (og 4) som mangler kapasitet inn til Øst-Finnmark og Kirkenes
- 550 MW forbruk i scenario 3 som mangler kapasitet inn til Finnmark

Kapasiteten på Finnmarkssnittet avhenger av om det er mye forbruk i Øst-Finnmark eller ikke. Dersom det ikke er mye nytt forbruk i Øst-Finnmark er ikke Finnmarkssnittet begrensende, fordi belastningen på Finlandsledningen ikke er like stor. Dette gjør at Finnmarkssnittet ikke er begrensende i scenario 2. Hammerfestsnittet er likevel begrensende og tilknytning av petroleumsforbruket er derfor uansett ikke mulig i scenario 2.

Vindkraft reduserer andelen av tid utenfor N-0, men ikke dimensjonerende underskudd

I illustrasjonen over har vi brukt historisk underskudd, justert for kjente endringer¹¹. Det kan komme flere endringer i kraftsystemet som vil påvirke resultatene. For eksempel kan ny vindkraftproduksjon, i samme område som forbruket, redusere underskuddet. Men ettersom vindkraftproduksjonen varierer, og ikke nødvendigvis i takt med underskuddet, vil ny uregulerbar produksjon kun redusere andel av tiden hvor flyten er utenfor N-0 kapasiteten. Dette er illustrert i tabellen under, der vi har lagt til 200 MW ny vindkraft i Hammerfest og 150 MW ny vindkraft i Kirkenes.

	Finnmark	Vest-Finnmark	Hammerfest	Øst-Finnmark	Kirkenes
Megawatt utenfor N-0 inn (maksimalt)	550	0	180	150	150
Megawatt utenfor N-0 inn (gjennomsnitt)	250	0	80	50	90
Andel av tiden utenfor N-0 inn	93 %	0 %	85 %	62 %	88 %
MW utenfor N-0 ut (snitt pluss margin)	0	0	0	0	0
Andel av tiden utenfor N-0 ut	0	0	0	0	0

Tabell 6 Med 200 MW vindkraft i Hammerfest og 150 MW vindkraft i Kirkenes ser vi at andelen av tiden utenfor N-0 reduseres på alle snitt. Dimensjonerende underskudd utenfor N-0 reduseres derimot lite/ingenting. Vindkraft produserer altså lite/ingenting når underskuddet er størst.

¹⁰ Dette er ikke nødvendigvis i Kirkenes at forbruket vil bli lokalisert. Poenget er imidlertid det samme da det ikke er vesentlig bedre kapasitet til andre deler av Øst-Finnmark per i dag.

¹¹ Goliat, nedleggelse av Sydvaranger gruver og Hamnefjell vindkraftpark

Egenforsyning er sannsynlig dersom det ikke er kapasitet i nettet til tilknytning

Uten kapasitet i nettet kan ikke petroleumsforbruket i scenario 2, 3 og 4 forsynes med elektrisk kraft fra nettet. Da er det to situasjoner som kan oppstå:

- Petroleumsinstallasjonene blir ikke etablert
- Petroleumsinstallasjonene blir etablert, men alt kraft- og varmeforbruk dekkes av produksjon fra gassturbiner (egenforsyning)

Hvis petroleumsforbruket ikke blir etablert, mister samfunnet verdiskaping. Oljedirektoratet har estimerte at netto kontantstrøm fra Barentshavet sørøst er 50 – 280 mrd. kroner årlig, avhengig av hvor store ressurser som blir utvunnet¹². Netto kontantstrøm fra Barentshavet kommer i tillegg. Vi har ikke regnet på alle kostnader som er forbundet med utbygging av petroleumssektoren, men vi antar at verdiskapningen er så stor at det, i fravær av nettkapasitet, vil være lønnsomt for aktørene å etablere forbruket med egenforsyning.

¹² Netto kontantstrøm av petroleumsressursene er brutto salgsverdi minus tilhørende kostnader knyttet til leting, utbygging og drift. Kilde: "Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst", Konsekvensutredning etter petroleumsloven, Oljedirektoratet 17. oktober 2012.

4 Det er stort potensial for vindkraft i Finnmark

Det er gode vindkraftressurser i Finnmark. I dag er det gitt eller søkt konsesjon til om lag 2000 MW vindkraft som ikke er utbygd i Finnmark. Ca. 300 MW har fått konsesjon, hvorav det meste er lokalisert i Øst-Finnmark. Samtidig er det ikke overføringskapasitet i sentralnettet til mer uregulerbar kraft her. I Vest-Finnmark kan mer knyttes til, gitt bruk av systemvern som kobler ut produksjon ved utfall i nettet. Det gjør at vi i hovedsak fokuserer på ny vindkraft i Øst-Finnmark i dette kapittelet.

Kraftprisene er i dag betydelig lavere enn de samlede kostnadene for utbygging av vindkraft. Basert på våre kraftprisforventninger tror vi ikke kraftprisene i Norge stiger særlig over utbyggingskostnaden for vindkraft. Og dersom det skjer vil sannsynligvis utbyggingen av fornybar kraftproduksjon øke, og presse prisene ned. Denne prosessen vil ta noe tid, men gjør at produsentoverskuddet er ventet å være relativt lavt på lang sikt. Effekten er også sterkere i Nord-Norge og Nord-Sverige enn i andre deler av kraftsystemet i Norden på grunn av kraftoverskudd i utgangspunktet, gode vindressurser og begrenset nettkapasitet sørover.

For at utbygging av ny fornybar kraftproduksjon skal være samfunnsøkonomisk lønnsom i Øst-Finnmark, må de samfunnsøkonomiske gevinstene generelt være større enn både miljølempene og nettokostnadene for nødvendige tiltak i nettet. Nettokostnaden er grovt sett kostnadene for nett, justert for eventuelle positive virkninger som lavere overføringstap og avbruddskostnader.

For å forsvare store nett-tiltak alene må derfor en utbygging i Øst-Finnmark være relativt lønnsom. På bakgrunn av de gode ressursene generelt i Norden, men også internt i Nord-Norge, mener vi det trolig ikke er tilfellet. Utbygging av vindkraft kan likevel ha positive tilleggsvirkninger. I situasjoner med kraftunderskudd sammenliknet med overføringskapasiteten i nettet, kan vindkraft bedre leveringspåliteligheten og redusere overføringstapene, slik at vindkraft potensielt kan redusere nettkostnadene når kraftforbruket øker.

4.1 Stort potensial for mer kraftproduksjon i Troms og Finnmark

Det er stort potensial for mer kraftproduksjon i Troms og Finnmark. Potensialet er størst i Øst-Finnmark og Nordland, hvor det er søkt eller gitt konsesjon til om lag 4000 MW ny kraftproduksjon totalt. Potensiell ny kraftproduksjon i form av konsesjonssøkte volumer er vist i tabellen nedenfor.

Tabell 7 Potensiell ny kraftproduksjon i Nord-Norge per 28.10.2015 (MW). Kilde: NVE

Område	Gitt konsesjon	Under behandling
Nordland	1 720	830
Troms	500	370
Vest-Finnmark	10	180
Øst-Finnmark	280	1 680

Det er gitt konsesjon både til vind- og vannkraft i Nord-Norge. I Finnmark er vindkraft mest aktuelt, da det kun er gitt konsesjon til 20 MW vannkraft og nesten 300 MW vindkraft. I resten av Nord-Norge er vannkraft mer aktuelt.

Tabell 8 Konsesjongitt kraftproduksjon i Nord-Norge sortert på teknologi (MW). Kilde: NVE

Område	Vann	Vind	Totalt
Nordland	570	1 160	1 730
Troms	180	330	510
Vest-Finnmark	10	0	10
Øst-Finnmark	0	280	280
Totalt	760	1 770	2 530

Det er også potensial for vindkraft i andre deler av Norden. Både i Norge og Sverige er det over 200 planlagte vindkraftprosjekter (cirka 50 TWh). Til sammenlikning er den resterende kapasiteten i

Det er stort potensial for vindkraft i Finnmark 2015

sertifikatmarkedet på i underkant av 15 TWh¹³. Det er også planer om utbygging av vann-, bio- og solkraft. Dette legger en begrensning på hvor mye vind som er sannsynlig at vil bli realisert i Nord-Norge, og lønnsomheten av vindkraften som faktisk blir realisert.

4.2 Det er ikke plass til mer uregulerbar kraftproduksjon i Øst-Finnmark

Det er gitt konsesjon til tre vindkraftverk i Finnmark, som hittil ikke er fullstendig utbygget. Dønnesfjord (10 MW) er i Vest-Finnmark. De to gjenstående er i Øst-Finnmark. Raggovidda har bygd ut 50 MW, mens Hamnefjellet nylig investeringsbesluttet 50 MW.

Det er ikke plass til å knytte til mer produksjon i Øst-Finnmark etter dette, uten at det medfører brudd på N-0-kapasiteten. Mer vindkraftutbygging i Øst-Finnmark medfører altså risiko for at produksjon går tapt dersom det ikke bygges ut mer nett, eller gjennomføres andre tiltak som reduserer kraftoverskuddet når det er størst. I tillegg vil produksjon gå tapt ved utfall i nettet.

Tabell 9 Ikke-investeringsbesluttete vindkraftverk i Øst-Finnmark som har endelig konsesjon.

Vindkraftverk	Effekt	Kommentar
Dønnesfjord	10 MW	
Raggovidda	155 MW	Har bygget ut trinn 1 på 45 MW
Hamnefjell	70 MW	Besluttet utbygging av 50 MW i 2017

Hvor mye produksjon som vil gå tapt, avhenger av hvor mye ny produksjon som blir etablert, og hvordan utviklingen i forbruket blir. Tabell 9-11 under viser resultater med ulike nivåer nytt forbruk og produksjon i Øst-Finnmark¹⁴. Tabellene viser at utbygging av all konsesjonsgitt vindkraft vil medføre at store deler av den nye produksjonen ikke kan utnyttes i dagens kraftsystem, selv når vi tar høyde for forventet forbruksvekst i scenario 1. Det samme vil være tilfelle dersom det kun bygges ut 100 MW mer vindkraft utover Hamnefjellet trinn 1 og forbruket forblir på dagens nivå.

Tabell 10 I scenario 1 vil utbygging av 200 MW vindkraft, utover Hamnefjell trinn 1, medføre at om lag en tredjedel av den nye produksjonen vil gå tapt fordi kapasiteten ved intakt nett er brukt opp. Kolonnen "Produksjon" viser GWh ny produksjon, mens kolonnen "Utenfor N-0" viser hvor stor andel av produksjonen som ikke kan utnyttes fordi overføringsbehovet vil overstige overføringskapasiteten ved intakt nett (N-0). Kolonnen "Utnyttbar produksjon" er differansen mellom de to andre kolonnene.

Vindkraft i Øst-Finnmark	Produksjon	Utenfor N-0	Utnyttbar produksjon
Ny produksjon (GWh/år)*	840	246	594
Andel	100 %	29 %	71 %

**) Scenario 1 for forbruksvekst og 200 MW ny ikke-besluttet vindkraft i Øst-Finnmark.*

Tabell 11 I scenario 1 vil utbygging av 100 MW, utover Hamnefjell trinn 1, medføre at om lag cirka 6 prosent av den nye produksjonen vil gå tapt fordi kapasiteten ved intakt nett er brukt opp.

Vindkraft i Øst-Finnmark	Produksjon	Utenfor N-0	Utnyttbar produksjon
Ny produksjon (GWh/år)*	420	25	395
Andel	100 %	6 %	94 %

**) Scenario 1 for forbruksvekst og 100 MW ny ikke-besluttet vindkraft i Øst-Finnmark.*

¹³ Målet i sertifikatmarkedet er realisering av 28,5 TWh ny fornybar kraftproduksjon. Ved utgangen av 2015 var 13,3 TWh bygd ut (68).

¹⁴ I praksis vil sannsynligvis tapet være enda større enn det resultatene indikerer. For eksempel vil sannsynligvis mer produksjon gå tapt fordi man ikke vet nøyaktig når man vil bryte N-0 og derfor av og til må redusere produksjonen, selv om det senere viser seg at det ikke var nødvendig. Videre er det ikke tatt hensyn til vedlikeholdsbehov i nettet.

Tabell 12 Med 100 MW ny vindkraft og dagens forbruksnivå i Øst-Finnmark, vil om lag en fjerdedel av produksjonen gå tapt.

Vindkraft i Øst-Finnmark	Produksjon	Utenfor N-0	Utnyttbar produksjon
Ny produksjon (GWh/år)*	420	106	314
Andel	100 %	25 %	75 %

**) Scenario 1 (C15) for forbruksvekst og 100 MW ny ikke-besluttet vindkraft i Øst-Finnmark.*

Det kan være mulig å gjøre tiltak i kraftsystemet for å redusere omfanget av kraftproduksjon utenfor N-0. Dette kan være å utnytte fleksibiliteten i eksisterende kraftverk eller liknende. Vi vurderer dette i mulighetsstudien.

4.3 Stor konkurranse mellom vindkraftprosjekter i Norden gjør at produsentoverskuddet er lite

Norge er i dag del av et godt integrert nordisk kraftmarked, der prisnivået i stor grad følger prisene i resten av Nord-Europa. Den planlagte veksten i overføringskapasitet ut av Norden forsterker priskoblingen mot Europa ytterligere. Dette skjer først og fremst gjennom at prisene faller mindre i år med mye tilsig og øker mindre i vintre i år med lite tilsig.

I Nettutviklingsplanen (4) diskuterer vi i kapittel 4 hvordan de store endringene i kraftmarkedet vi forventer mot 2030-35 påvirker europeiske og nordiske kraftpriser. Vi har siden NUP jobbet videre med hvordan prisene i et europeisk marked mot 2040, med vesentlig større andel fornybar, og etter hvert ulike typer lagring og mer fleksibelt forbruk, kan utvikle seg. Nedenfor oppsummerer vi vårt oppdaterte markedssyn og presenterer kraftprisene vi derfor har lagt til grunn.

Vi forventer at nordiske priser stiger moderat på sikt

Prisene i Europa bestemmes i stor grad av marginalkostnadene i kull og gasskraftverk, selv med stadig større andel fornybar kraftproduksjon. Etter 2020 forventer vi at marginalkostnaden for gasskraft blir mer viktig ettersom kullkraftandelen synker pga. reguleringer som gjør at kraftverk må legges ned, gamle kraftverk går ut på levetid og få nyinvesteringer.

I NUP skrev vi at kraftprisene i Europa trolig ville ligge i intervallet 40-85 €/MWh når vi nærmer oss 2030, med en forventning på rundt 60 €/MWh. For norske priser oppgav vi en forventning på 50-55 €/MWh og et utfallsrom fra 35-75 €/MWh. Samtidig påpekte vi at mange aktører hadde justert ned sine langsiktige brenselprisprognoser siden vår siste oppdatering på det daværende tidspunktet. Vi anså derfor at sannsynligheten for den lave enden av intervallet for å være mer sannsynlig enn den høye, og at ved neste oppdatering ville prisprognosene bli noe justert ned.

Basert på våre siste brenselprisprognoser får vi et kontinentalt prisnivå i vårt forventningsscenario på 40-50 €/MWh i 2030. Videre indikerer våre analyser av kraftmarkedet mot 2040 at gasskraft fortsatt vil være viktig for kraftprisene selv i et scenario der sol- og vind dekker opp mot 50 prosent av forbruket. Økende andel sol og vind vil imidlertid gi stadig flere timer med null eller meget lave priser.

I vår forventning er likevel gjennomsnittsprisene stabile mellom 2030 og 2040. Dette skyldes blant annet forbruksvekst, videre utfasing av kjernekraft og lignitt, samt at EU ETS prisen er økt fra 20 €/tonn til 25 €/tonn. Vi antar også at det oppstår flere timer med veldig høye priser på grunn av strammere balanse i kraftmarkedet fordi ikke alle termiske kraftverk vil bli erstattet. Vi har også inkludert fleksibilitet fra forbruk og batterier som presser opp prisene i timene med høy fornybar produksjon.

Med vår nye forventning om at europeiske priser ligger i intervallet 40-50 €/MWh gir dette at norske priser trolig vil ligge i intervallet 35-45, etter 2025. Dette er også nært opp til utbyggingskostnaden på vind på land i Norden. Vi har tidligere hatt en vekst i nordiske priser til et nivå der det blir lønnsomt å bygge ut vindkraft på land med god margin. Vi antok derfor at økt vindkraftutbygging på sikt ville presse prisene ned igjen mot den langsiktige grensekostnaden for vind.

Det er imidlertid mindre sannsynlig med en stor kommersiell utbygging med det prisnivået vi ser nå. Vi forventer fortsatt nybygging drevet av politikk både nasjonalt og fra EU. I Sverige er vindkraft et

Det er stort potensial for vindkraft i Finnmark

2015

viktig tiltak for å dekke opp for utfasing av kjernekraft. I Norge er utbyggingen etter 2020 mer usikker. Men stiger nordiske priser over 40 €/MWh øker det økonomisk utbyggbare volumet. Dette kan gi utbygging både av vind og vann i Norge selv i fravær av støtteordninger.

Mindre sannsynlig med kraftpriser langt over nivået for utbyggingskostnaden for vind på land

I NUP 2015 diskuterte vi kort om de store og gode vindkraftressursene i Norden gjør at de langsiktige utbyggingskostnadene for vind på land blir et tak for nordiske priser frem mot 2030-35. Dette er relevant i scenarier der høye europeiske priser trekker nordiske priser betydelig over disse. Vår konklusjon var imidlertid at prisene over tid kan bli høyere enn de langsiktige kostnadene for vind. Det er mange årsaker til dette.

For det første blir det lønnsomt med flere forbindelser mellom Norden og kontinentet når kraftprisene faller relativt til kontinentet. Disse vil øke nordiske, men i veldig liten grad presse ned europeiske priser. Det blir også mer lønnsomt å etablere forbruk i Norden. Verdien av vindkraft i Norden avtar også når andelen øker selv om dette skjer tregere enn på kontinentet. Videre vil det også være stor usikkerhet rundt fremtidige europeiske priser i hele perioden, blant annet drevet av stadig høyere andel sol og vind. Til slutt er det også andre hensyn som påvirker størrelsen på en nordisk utbygging, for eksempel miljøhensyn. Likevel vil det store potensialet for vindkraft begrense oppsiden i nordiske priser.

Arbeidet vi har gjort siden NUP 2015, bekrefter i stor grad dette synet. Basert på nye forventninger til brenselpriser, og våre nye analyser som ser lenger frem, mener vi likevel at sannsynligheten for kraftpriser vesentlig over utbyggingskostnaden for vind er redusert. Den viktigste grunnen er at vi har justert ned oppsiden i vår prognose på europeisk side. Vi kan ikke utelukke at gass og/eller EU ETS prisene blir så høye at prisene skulle stige til 80-90 €/MWh, men vi tror det er veldig lite sannsynlig. Mot 2040 ser vi også at fornybar på europeisk side vil presse ned prisene i et slikt scenario. Når høyprisscenarioet ligger vesentlig lavere enn tidligere vil dette naturlig nok føre til at prisene i Norden raskere nærmer seg utbyggingskostnaden for vindkraft. Bildet er likevel ikke helt entydig da utfasing av kjernekraft i Sverige, i kombinasjon med at forbruket trolig øker, isolert sett øker nordiske priser vesentlig.

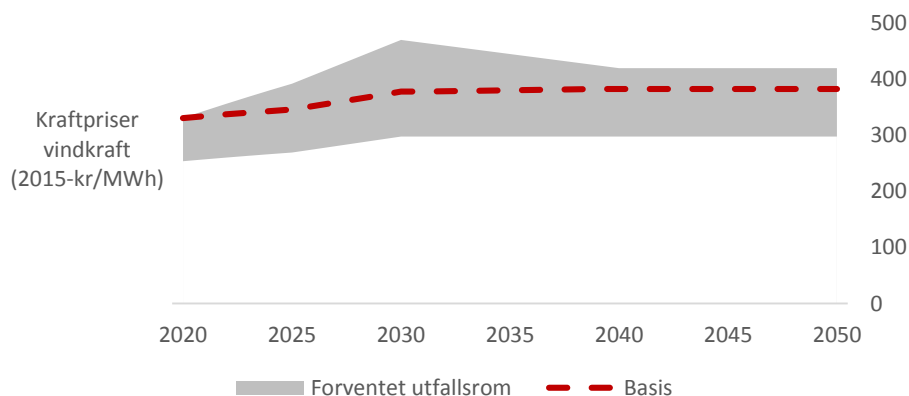
I vårt lavprisscenario blir kraftprisene i Norge liggende under utbyggingskostnadene for vind på land i Norge i hele perioden frem mot 2040.

Interne forskjeller i Norden – kraftprisene vil trolig være noe lavere lenger nord

Det vil også være prisforskjeller internt i Norden. Med utfasing av kjernekraft og økt overføringskapasitet mot Europa får Sør-Sverige og Sør-Norge noe høyere priser enn områdene i Nord. Dette forsterkes av at overskuddet i nord øker som følge av vindkraftutbygging, spesielt i Sverige. Mer overføringskapasitet nord-sør internt i Norden virker i motsatt retning.

Mange av de beste fornybar ressursene ligger i Nord-Norge, blant annet i Finnmark. Derfor blir sannsynligvis deler av en eventuell videre vindkraftutbygging i Norge lokalisert til Nord-Norge. Utbyggingskostnaden for å fjerne prisforskjellene som oppstår hvis det blir en større utbygging er dessuten relativt store. I sum gjør det gode ressursgrunnlaget, overføringsbegrensingene og de relativt sett høye nettkostnadene at vi venter en relativt lav avkastning på vindkraften i området.

Kraftprisscenarioene vi bruker for vindkraft i denne analysen er vist i figuren nedenfor. Figuren viser at vi legger til grunn priser på nærmere 400 kr/MWh på lang sikt i vårt basisscenario, mens de i høyt scenario antas å overstige 400 kr/MWh. I lavt scenario er de rundt 300 kr/MWh. Valutakursen er antatt til 8,5 kroner per euro etter 2025 i disse omregningene. Frem til da er det en tilpasning fra dagens nivå.



Figur 18: Kraftprisprognoser i Nord-Norge for vindkraft i våre scenarier. Høyt scenario er høyeste del av utfallsrommet, mens lavt scenario er laveste. Basis er stiplet rød linje og representerer forventet kraftpris i denne analysen.

Produsentoverskuddet på vindkraft i Øst-Finnmark kan sannsynligvis ikke forsvare store tiltak i nettet alene

For at det skal være lønnsomt å bygge nett for å øke utbyggingen av vindkraft i Øst-Finnmark alene, må lønnsomheten av vindkraft i Øst-Finnmark være større enn kostnadene for å forsterke nettet. Videre medfører usikkerheten i lønnsomheten at det er usikkert hvor mye vindkraft som faktisk vil ønske å bygge ut om det er tilstrekkelig kapasitet i nettet. Vi mener derfor det er lite sannsynlig at lønnsomheten er tilstrekkelig stor til å forsvare kostnader for store nett-tiltak alene.

Fra offentlig informasjon og markedsanalyser vet vi en del om kostnadene av vindkraft. Det er forhold som bekrefter at kostnadene for vindkraft i Øst-Finnmark er relativt lave. Raggovidda har for eksempel en forventet brukstid på cirka 4200 timer per år, mens Hamnefjellet har en forventet brukstid på 3600 timer per år. Dette er bra sammenliknet med mange andre eksisterende vindparker, som gjerne har brukstider på rundt 3000 timer per år.

Sammenliknet med andre prosjekter som er ventet i sertifikatmarkedet er differansene mindre¹⁵. Videre fremstår investeringskostnadene på Raggovidda og Hamnefjellet som noe høyere enn andre steder. Raggovidda kostet cirka 13 MNOK/MW (5), mens Hamnefjellet kostet cirka 11,5 MNOK/MW (6).

Det er derfor stor konkurranse mellom vindkraftprosjekter i kraftmarkedet. Konkurransen medfører at det er usikkerhet knyttet til om og hvor mye vindkraft som blir bygget ut, da produsentoverskuddet er usikkert samtidig som en konsesjon er en rettighet og ingen plikt til å bygge. Denne konkurransen vil fortsette også etter utløpet av sertifikatfristen. Dette gjør at det er begrenset hvor mye vindkraft som kan ha produsentoverskudd.

Utover forventninger om produsentoverskudd, avhenger realiseringsgraden for fornybar kraftproduksjon avhenger av en rekke forhold. Anleggene må ha konsesjon fra NVE og/eller OED. Selv det er søkt om konsesjon til store mengder vindkraft i Øst-Finnmark, er det lite sannsynlig at alle får konsesjon. Eierne av konsesjonene må videre ha gjennomføringsevne. Dersom man skal bygge nett for å knytte til vindkraft, er det viktig å ha sikkerhet på at utbyggingen faktisk vil finne sted.

¹⁵ For eksempel venter analysehuset NENA at flere vindkraftprosjekter i Sverige kan ha rundt 4000 brukstimer (65). NENA viser for eksempel til at teknologiutviklingen har gått mot større møller som bidrar til at differansen mellom kystklima og innlandsklima blir mindre.

4.4 Sannsynlighet for avbrudd kan bli redusert med økt innslag av vindkraft

Økt innslag av vindkraft vil redusere tiden med underskudd. Dette gjør at vindkraft kan redusere timene med brudd på N-1-kriteriet, og dermed forbedre leveringspåliteligheten. Vindkraften produserer imidlertid lite når kraftunderskuddet er størst (ref. Tabell 6). Vindkraft gir derfor ikke rom for å knytte til petroleumsforbruket i scenario 2-4, siden N-0 fortsatt er begrensende. Videre er det i liten grad planlagt vindkraft der hvor leveringspåliteligheten i scenario 1 er ventet å være svakest.

Vi har sett på hvilken virkning vindkraft kan ha på avbruddskostnadene. Konesjonssøkt vannkraft har sannsynligvis ikke vesentlig magasinkapasitet, slik at den sannsynligvis ikke produserer mye på vinteren. Vannkraft er derfor lite relevant for leveringspåliteligheten og vi har derfor sett bort fra det i denne sammenhengen.

I Vest-Finnmark er det gitt konsesjon til 10 MW vindkraft (Dønnesfjord), i nærheten av Hammerfest. Det er gitt konsesjon til mer i Øst-Finnmark, men på grunn av kapasitetsbegrensningene ut av området antar vi i første omgang at det kun blir knyttet til det som allerede er investeringsbesluttet (Hamnefjell, 50 MW). Tabell 13 oppsummerer resultatene.

Leveringspålitelighet i K0 (S1, C1)	Finnmark	Vest-Finn.	Hammerf.	Øst-Finn.	Kirkenes	Totalt
Avbruddskostnader (MNOK/år)	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,7
Avbruddskostnader (MNOK, diskontert til ref.år)	0	0	10	0	0	10
Systemvern aktivert for bruk (andel av tiden)	0 %	0 %	36 %	0 %	1 %	
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	0,00	0,00	0,17	0,01	0,02	0,20
Hvorav med lang varighet (per år)	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01
Maksimal størrelse avbrudd (99 persentil) (MW)	0	0	40	0	0	
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	0	0	20	0	0	
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	0	0	20	0	0	

Tabell 13: Leveringspålitelighet i scenario 1, men med 50 MW ny vindkraft i Øst-Finnmark og 10 MW i Hammerfestområdet¹⁶.

Resultatene viser at vindkraft reduserer omfanget av brudd på N-1 i Hammerfest noe, og fra å forvente et avbrudd hver 12 år, øker dette til hvert 16 år med 10 MW vindkraft. Størrelsen på avbruddene reduseres i liten grad, da det gjerne ikke blåser når kraftunderskuddet i Finnmark er størst. Reduksjonen i avbruddskostnader er marginal liten, hovedsakelig fordi avbruddskostnadene er små i utgangspunktet.

Vindkraften i Øst-Finnmark påvirker ikke leveringspåliteligheten i nevneverdig grad, fordi man der er innenfor N-1-kapasitene i utgangspunktet.

Vindkraft kan redusere avbruddskostnadene dersom leveringspåliteligheten er svak. Hvorvidt vindkraft faktisk blir realisert påvirkes i utgangspunktet ikke av dette, da den bedriftsøkonomiske lønnsomheten vanligvis kun avhenger av inntekter fra kraftsalg og kostnader til utbygging og drift.

¹⁶ Maksimal størrelse avbrudd er største avvik mellom overføringsbehov (P99) og overføringskapasitet (N-1). Forventet størrelse korte/lange avbrudd er gjennomsnittlig avvik mellom et blokkjustert overføringsbehov og overføringskapasitet (N-1). Dette er forklart i metodekapittelet, men innebærer i praksis en konservativ gjennomsnittsberegning.

5 Interessentene har ulike behov

5.1 Dialog med interessenter er viktig for å kartlegge behov

Dialog med interessenter har vært viktig for å kartlegge behovet i Finnmark. Konseptvalgutredningen bygger videre på innspill fra aktørene som ble innhentet i forbindelsen med oppdatert behovs- og lønnsomhetsanalyse for Balsfjord-Skaidi, som Statnett jobbet med i 2014.

Som en del av KVVU-arbeidet har vi avholdt fem arbeidsmøter med deltakelse fra både regionale nettselskaper, representanter fra eksisterende og potensielle kraftprodusenter og -forbrukere, Finnmark Fylkeskommune, Fylkesmannen i Finnmark, Sametinget og interesseorganisasjoner. I tillegg har vi hatt egne dialogmøter med enkeltaktører for å avdekke deres behov.

Vi har i tabellen under delt interessentene inn i ulike grupper; interessenter med normative behov, etterspørselsbasert behov og øvrige behov.

Oppsummering av interessentgrupper	Beskrivelse av behov
Normative behov	
Norske myndigheter	Pålitelig energiforsyning. Verdiskaping fra olje og gass, fornybar kraftproduksjon og øvrig næringsutvikling Ivareta miljø og mangfold, herunder reindriftsforvaltning og kulturminner Samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet
Sametinget	Opptatt av den totale arealbelastningen fra både kraftnett og den industrien økt nettkapasitet legger til rette for
Etterspørselsbaserte behov	
Petroleumsaktører	Trygghet på og sikker tilgang på strøm når behovet oppstår
Eksisterende og fremtidige industrikunder i Finnmark	Mulighet for forbruksvekst og sikker kraftforsyning
Kraftprodusenter	Mulighet for å levere kraft til markedet
Øvrige kraftkunder	God leveringspålitelighet Begrense kostnader for nettleie
Varanger kraftnett, Hammerfest Energi Nett, Repvåg Kraftlag	Rasjonell utvikling av regionalnettet og tilstrekkelig effekt i sentralnettet til sine kunde
Øvrige behov	

Reindrif	Minst mulig inngrep og forstyrrelser for driften
Naturvernorganisasjoner og friluftsliv	Begrense naturinngrep. Oppfordrer Statnett til å ikke utrede alternativer som går gjennom verneområder. Opptatt av at Statnett sanerer nett når det er mulig.
Øvrige miljøorganisasjoner	Opptatt av redusert/lave CO2-utslipp og elektrifisering
Grunneiere	Begrense forringelse av attraktive friluftsområder Begrense inngrep som kan komme i konflikt med annen arealbruk

5.2 Leveringspålitelighet og leveringskvalitet

I arbeidsmøtene vi har avholdt har bekymringen for leveringspåliteligheten og- kvaliteten blitt løftet frem. Den nye forbindelsen fra Balsfjord til Skaidi vil bedre leveringskvaliteten i området. Operatøren Goliat, ENI, som i dag er koplet til systemvern er opptatt av at systemvern ikke skal være en permanent løsning, som alternativ til nett. Varanger Kraft, Fylkesmannen og kraftforsyningens distriktssjef har på arbeidsmøtene understreket viktigheten av god leveringspålitelighet.

5.3 Petroleumsindustrien er opptatt av trygghet på sikker tilgang til strøm

Petroleumsindustrien peker på behov for trygghet på at det er tilstrekkelig effekt i nettet når deres behov oppstår. Aktørene er godt kjent med den gjensidige avhengigheten mellom beslutningene om behov og nettutbygging, og koordineringsutfordringen har vært diskutert i flere av de store arbeidsmøtene vi har avholdt. Petroleumsaktørene har også understreket at dersom de ikke er rimelig sikre på tilgang på strøm ved oppstart vil de sannsynligvis velge en annen løsning enn strøm fra kraftnettet ved konseptvalg.

Dersom Statnett i ytterste konsekvens venter med å starte planlegging til behovet er sikkert vil vi ikke rekke å gjennomføre tilstrekkelige tiltak i tide, og petroleumsindustrien kan bli forsinket. Motsatt, om vi startet nettutbyggingen før vi vet om behovet kommer, risikerer vi store overinvesteringer.

5.4 Mange er opptatt av å legge til rette for ny næringsvirksomhet

Flere aktører i Finnmark er opptatt av best mulige forhold for regional næringsutvikling. Sikker tilgang på strøm fra nettet er avgjørende for de fleste typer næringsvirksomhet. Mange er derfor opptatt av god leveringspålitelighet for både nye og eksisterende brukere av kraftsystemet i Finnmark. Det samme gjelder kapasitet til å knytte til vindkraft. Flere interessenter frykter derfor at dagens sentralnett er til hinder for fremtidig næringsutvikling i Finnmark.

Nye aktører, som ikke er stedbunden slik som petroleums- og mineralnæringen, vil for eksempel vanligvis velge å etablere seg i områder der det er, eller kommer, tilgjengelig overføringskapasitet i nettet. Et eksempel på dette er serverhaller for datalagring. Varanger Kraft Nett er blant dem som mener Finnmark vil fremstå som en mindre attraktiv lokalisering for denne typen aktører når det finnes andre steder i sentralnettet med tilgjengelig nettkapasitet. På arbeidsmøtene vi har avholdt har også dette blitt trukket frem fra flere av aktørene.

Varanger KraftVind ser på hydrogenproduksjon som en mulighet for å realisere ny vindkraft. Elektrisk kraft fra vindturbinene vil produsere hydrogen til salg i markedet, i stedet for å mates inn på nettet. Avhengig av nødvendig brukstid, kan anlegget ha behov for effekt levert fra nettet i perioder hvor det

ikke blåser. Varanger KraftVind frykter at manglende kapasitet i nettet kan forhindre realiseringen av et slikt hydrogenproduksjonsanlegg og dermed også vindkraft.

5.5 Lavest mulig sentralnettariff

Investeringer i sentralnettet inngår i Statnetts inntektsramme og kostnadene fordeles normalt på alle sentralnettkunder i Norge i henhold til NVEs kontrollforskrift og vår tariffpraksis. Kunder som ikke får nytte av store nettinvesteringer er derfor opptatt av at kostnadseffektive nettinvesteringer, og at Statnett unngår å overinvestere.

5.6 Miljøvern og hensyn til samisk kultur og reindrift

Utbygging skal skje med minst mulig belastning for tredjeparter, naturmangfold, landskap og arealinteresser. Dette innebærer at nettet skal bygges ut på en måte som tar hensyn til naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Tiltak i nettet medfører som regel naturinngrep. Når vi planlegger tiltak er det derfor avgjørende å kartlegge hvordan vi kan minimere miljøulempen og annen belastning på tredjeparter. Sanering av ledning kan ha stor verdi, særlig hvis det gjør at et område blir helt uten kraftnett. Verdien av sanering avhenger av miljøverdiene i området hvor det saneres, og av hvor det nye nettet bygges. Hvis vi bygger nytt nett rundt et vernet naturområde og sanerer ledningen som går gjennom området, vil verdien av sanering være stor. Bygging i eksisterende trase kan også ha stor verdi, siden det gjør at vi unngår naturinngrep i områder uten nett. Dette avhenger imidlertid av miljøverdiene rundt eksisterende trase.

Studieområdet som omfattes av denne konseptvalgutredningen strekker seg fra Balsfjord i Troms til grensen mot Russland i Finnmark. Dette er den nordligste delen av Norge, og deler av Finnmark fylke ligger i den arktiske klimasonen. Finnmark fylke er Norges største fylke i landareal, men også det fylket som har minst befolkning. Nord-Troms og Vest-Finnmark er et område med innslag av høye fjelltopper og trange dalførere. Indre deler av Finnmark og Øst-Finnmark er i motsetning et mer lavtliggende viddepreget område.

Store deler av studieområdet fremstår som inngrepsfritt, se Figur 19. De fleste større elver i Finnmark er verna vassdrag, og det er store verneområder også på land. Over 10 % av arealet i Finnmark er nasjonalpark.



Figur 19: Inngrepsfrie områder i Nord-Troms og Finnmark, markert med grønt i kartet. Kilde: Miljødirektoratet

I Finnmark er reindriftsnæringen nærværende i alle områdene vi vurderer tiltak. Reindriften er arealkrevende, og en viktig del av samisk kultur. Av reindriftsområder i Norge er det i disse nordligste områdene, og især på Finnmarksvidda, at det er størst virksomhet innenfor denne næringen.

I landsdelen finnes det også mange spor i form av samiske kulturminner som gjenspeiler den historiske driften og samenes bruk av områdene fra gammelt av.

5.7 Mange er opptatt av lavest mulige utslipp av CO2 i Norge

Med det økende klimafokuset er det mange som er opptatt av å minimere de globale, og herunder også de norske, klimautslippene. Blant disse aktørene er noen mest opptatt av å la petroleumsressursene ligge i bakken, mens andre er mer opptatt av elektrifisering av petroleumsinstallasjoner.

6 Petroleumsforbruk er prosjektutløsende behov

Marginene til vekst i Finnmark er små, og potensielt nytt forbruk og ny produksjon kan gå på bekostning av leveringspåliteligheten eller bli så stor at det ikke er mulig å knytte til nettet.

Dersom ett eller flere store petroleumsprosjekter blir realisert, er det ikke tilstrekkelig N-0 kapasitet i nettet til å forsyne forbruksveksten. Forbruksvekst fra petroleumssektoren kan derfor utløse behov for omfattende tiltak i Finnmark. Økt vindkraft vil ikke endre på dette, da det ikke blåser når kraftunderskuddet er størst.

Middels stor forbruksvekst fra øvrig industri kan, ved bruk av systemvern, knyttes til i nettet. Konsekvensen av å ikke gjøre tiltak er økte overføringstap, samt svekket leveringspålitelighet, som gir risiko for avbrudd ved utfall inn til Hammerfest. Marginene til vekst innenfor N-1 er også små inn til Øst-Finnmark og inn til Kirkenes. Det kan være rasjonelt å gjøre mindre tiltak internt i Finnmark for å møte dette behovet, men det er ikke utløsende for store tiltak inn til Finnmark.

Vi vurderer det som lite sannsynlig at vindkraftutbygging alene kan bære kostnaden ved store nettinvesteringer. Til det er den samfunnsøkonomiske gevinsten av ny vindkraft for lav og usikker. Dessuten kan stor vekst i produksjon uten tilsvarende vekst i forbruk medføre forsterkningsbehov også lenger sør i Norge og Sverige, da overskuddet i Finnmark vil legge seg oppå kraftoverskuddet i resten av Nord-Norge og Nord-Sverige. Det kan likevel være samfunnsmessig rasjonelt å gjennomføre tiltak for å realisere den konsesjonsgitte vindkraften i Øst-Finnmark, og mulighet for å knytte til mer vind dersom vi gjør større tiltak, vil utgjøre en tilleggsgevinst.

6.1 Manglende overføringskapasitet kan føre til tapt verdiskaping fra nytt industriforbruk

Av de ulike sektorene vi har vurdert er det olje- og gassbransjen som står for de største enkeltprosjektene og med det største totale potensialet for forbruksvekst. Ettersom forbruket er sterkt knyttet opp til naturressurser, som er stedbunden, kan forbruket i liten grad flyttes; petroleumsressursene ligger i Barentshavet og jern- og kobberressursene ligger i berggrunnen.

Dersom petroleumssektoren bygges ut og elektrifiseres i både vest og øst, vil kraftunderskuddet overstige N-0-kapasiteten inn til Finnmark. Vi vil i mulighetsstudien vurdere ulike konsepter for å legge til rette for store petroleumsprosjekter både i Vest- og Øst-Finnmark.

6.2 Vindkraft kan utgjøre en tilleggsgevinst

Som vi diskuterte over er det et stort potensial for vindkraft i Finnmark. Vi anser likevel ikke ny produksjon i Finnmark som prosjektutløsende for store og kostbare nettforsterkningstiltak. Til det er den samfunnsøkonomiske gevinsten av ny vindkraft for lav og usikker. Noe økt produksjon kan imidlertid bedre leveringspåliteligheten til eksisterende og nytt forbruk. En balansert utvikling av nytt forbruk og ny produksjon er derfor gunstig.

I mulighetsstudien vil vi vurdere hvilke tiltak som best legger til rette for konsesjonsgitt vind i Øst-Finnmark. Dersom disse tiltakene skal gjennomføres bør de sees i sammenheng med konseptene for vekst i petroleumssektoren. Vi vurderer også mulighet for å knytte til mer vindkraft som en tilleggsgevinst dersom vi gjør en større nettutbygging for å legge til rette for forbruksvekst i Finnmark.

Del II Mål og rammer

I denne delen oppgir vi hvilke mål tiltaket skal oppfylle og hvilke rammer, inkludert lovfestede rammer for energisektoren, tiltaket må være innenfor. Dette er viktig for å kunne velge de relevante konseptene som skal analyseres nærmere i alternativanalysen og rangere dem.

Med utgangspunkt i den mulige utviklingen i petroleumsindustrien i Finnmark mener vi at det mest relevante samfunnsmålet er å "legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet".

Selv om vi ikke har definert et konkret mål om å legge til rette for vindkraft, vil vi vurdere ulike tiltak for å realisere konsesjonsgitt vind i Øst-Finnmark. Vi vurderer mulighet for produksjonsvekst som en tilleggsgevinst i de ulike konseptene.

Tiltakene må ligge innenfor gitte rammer. Rammene innebærer blant annet at nytten av tiltak skal forsvare kostnadene ved tiltak. Både nytte og kostnader skal vurderes fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, og inkludere en vurdering av miljøvirkningene.

7 Samfunns mål og effektmål

De målene vi etablerer er et uttrykk for hva vi vil oppnå med gjennomføring av konseptet. Målformuleringene bygger på beskrivelsen av behovet. Det prosjektutløsende behovet er det viktigste som er grunnlag for å vurdere relevante konsept, men ikke det eneste.

Behovsanalysen viste at vi uten ytterligere tiltak i kraftsystemet risikerer at nytt forbruk fører til svekket leveringspålitelighet og etter hvert at vi ikke kan knytte til mer forbruk. Vi viste også at vi i fravær av tiltak ikke kan knytte til ny produksjon i Øst-Finnmark, men at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å legge til rette for vindkraften er begrenset med dagens informasjon. Vi har pekt på forbruksvekst fra petroleumssektoren som prosjektløsende behov for store konsepter, med bedret leveringspålitelighet for øvrig forbruksvekst og muligheten for økt vindkraftproduksjon som tilleggsggevinst.

Med bakgrunn i dette mener vi at det mest relevante samfunns målet er "å legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet".

7.1 Samfunns målet er å legge til rette for næringsutvikling

Konseptvalgutredingens samfunns mål skal være forankret i gjeldende politiske vedtatte mål, angitt i Nettmeldingen (7). Samfunns målet skal bygge på det prosjektutløsende behovet, og beskrive hvilken samfunnsutvikling prosjektet skal bygge opp under. Vi mener at antall samfunns mål bør være begrenset.

Ved stor vekst fra petroleumsindustrien viste vi at vi er utenfor N-0-kapasiteten, og det er da ikke mulig å knytte til hele forbruksveksten. Manglende nettkapasitet kan dermed være til hinder for næringsutvikling. I lys av dette mener vi at det mest relevante samfunns målet er å:

- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.

For øvrig vil vi også trekke frem samfunns målet om *Sikker tilgang på strøm i hele landet*. Nettmeldingen beskriver at *Sikker strømforsyning er avgjørende for et moderne samfunn. I næringsliv, offentlig tjenesteyting og husholdninger regnes sikker tilgang på strøm som en selvfølge [...] Tilstrekkelig kapasitet i strømmettet er helt avgjørende for strømforsyningen, [...] Et velutviklet strømmett er en forutsetning for verdiskaping [...]*

Vi tolker sikker tilgang på strøm, med hensyn på strømmettet, som nettes evne til å levere strøm til kundene, også ved utkoplinger eller feil, kjent som N-1-kriteret. N-1 er ikke et absolutt krav til forsyningsikkerhet, men et overordnet planleggingskriterium. Dette innebærer at vi i utgangspunktet vurderer tiltak som gir N-1, men at tiltaket må være samfunnsmessig rasjonelt for at vi skal gjennomføre det. Det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å drifte nettet med en lavere leveringspålitelighet, enten i en overgangsperiode, mens tiltak iverksettes, eller som en permanent løsning.

7.2 Effektmålet beskriver de ønskede virkningene av tiltaket

For å konkretisere samfunns målet har vi definert følgende effektmål:

- Det skal være mulig å realisere 320 MW økt forbruk i vest 250 MW økt forbruk i øst. Forbruket kan enten være forsynt med kraft fra nettet eller med annen, lokal, energiforsyning.

Dette tilsvarer 250 MW forbruk til petroleumsinstallasjoner i Vest-Finnmark, 200 MW forbruk til petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark og 120 MW øvrig forbruksvekst. Tiltakene må ikke nødvendigvis oppfylle effektmålene i sin helhet. Vi vil illustrere graden av måloppnåelse gjennom blant annet forventede avbruddskostnader i alternativanalysen.

7.3 Bedre leveringspålitelighet for eksisterende forbruk utgjør en tilleggsgevinst

I fravær av store investeringer i petroleumsindustrien kan kraftflyten i perioder overgå N-1-kapasiteten, og vi risikerer avbrudd ved feil i kraftsystemet. Når vi vurderer tiltak for å legge til rette for store petroleumsinstallasjoner vil vi også vurdere hvordan tiltaket bedrer leveringspåliteligheten til øvrige kraftkunder.

7.4 Muligheten til å knytte til ny produksjon er definert som tilleggsgevinst

Når vi vurderer ulike tiltak for å møte stor vekst fra petroleumsindustrien vil vi også legge vekt på hvordan tiltaket påvirker muligheten til å realisere ny produksjon i Finnmark. I de konseptene som legger til rette for økt produksjon vil verdien av ny produksjon utgjøre en tilleggsgevinst.

8 Rammene for det videre arbeidet

Statnett må forholde seg til en rekke krav og rammebetingelser. Lovverk og direkte reguleringer utgjør, sammen med overordnede sektorpolitiske mål, rammene og kravene som definerer mulighetsrommet vårt.

De rammene vi har valgt å løfte frem her, legger føringer for hvordan vi nå vurderer de ulike tiltakene Statnett er ansvarlige for, og har mandat til å gjennomføre.

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke nasjonale lover og forskrifter, der Energiloven (8) er mest sentral. Energiloven gir de viktigste SKAL-kravene:

- Prosjektene vi anbefaler skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme
- Under normale forhold skal eierskap og drift av nett og produksjon være strengt adskilt
- Nettutbygging skal skje med minst mulig belastning for tredje part.

8.1 Nettutvikling skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte (Energiloven)

Energiloven sier at nettutvikling skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det betyr at prosjekter som har en større samfunnsmessig nytte enn kostnad skal gjennomføres. En slik tilnærming taler for en koordinert utvikling av forbruk, produksjon og nett. Dermed kan samfunnet som helhet komme bedre ut, enn om industrien gjør en bedriftsøkonomisk optimalisering uten tanke på hva det vil utløse av nettforsterkninger.

Energilovens formål er å «sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte». Herunder «skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt», jf. § 1-2.

Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) «Om lov om endringer i energiloven» slår fast at man med uttrykkene "samfunnsmessig rasjonelt" og "samfunnsøkonomisk lønnsomt" mener det samme. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er bestemt av både kostnads- og nytteelementer, målt i kroner, og av elementer som ikke er verdsatt på en effektiv og allmenn akseptert (økonomisk) måte, slik som miljøvirkninger.

Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering og innvilgelse av konsesjoner. I tillegg er våre vedtekter avledet at loven, dvs at "Foretaket skal ha ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale overføringsnettet for kraft."

Vi ser også at Energiloven har blitt trukket frem både Meld. St. 28 (2010 – 2011) "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten" og Meld. St. 21 (2011–2012) "Norsk klimapolitikk". Begge stortingsmeldingene understreker at summen av tiltakene i petroleumsbransjen og nødvendige investeringer i kraftsystemet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Se Vedlegg 7 for en kort gjennomgang av rammene for elektrifisering av petroleumsindustrien.

8.2 Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon

Det er et skille mellom å drive med nett og produksjon. Dersom Statnett skal drifte produksjon krever dette en endring av rammebetingelsene. Bakgrunnen for dette er:

1. I Statnetts vedtekter står det: "Statnett SF skal alene eller sammen med andre planlegge og prosjektere, bygge, eie og drive overføringsanlegg." Bruk av kraftproduksjon som tiltak vil etter vår oppfatning kreve en endring i Statnett sine vedtekter.
2. Elmarkedsdirektiv III slår fast at en systemoperatør ikke kan utøve kontroll over en virksomhet som driver med produksjon.
3. Ved etableringen av Statnett i 1992 ble det lagt avgjørende vekt på at Statnett skal være en nøytral aktør uten økonomiske interesser i kraftproduksjon eller –omsetting (9).

Selv om etablering og drift av kraftproduksjon ikke er et tiltak Statnett kan bruke, er det ingen ting i veien for at andre aktører kan etablere ny produksjon. I mulighetsstudien vil vi foreslå tiltak som er i og utenfor vår kontroll.

8.3 Vi må ta hensyn til flere lover som regulerer naturinngrep

Eksempel på lovgiving som gir rammer for tiltak er Naturmangfoldloven. Loven omfatter all natur og alle sektorer som forvalter natur eller som fatter beslutninger med konsekvenser for naturen. Lovens formål og grunnidel, som omfatter forvaltningsmål, kunnskapskrav og miljøprinsipper, gjelder ved myndighetsbeslutninger etter alle lover som berører naturen.

Videre vil både Lov om reindrift og ILO-konvensjon nr. 169 om urfolk og stammefolk i selvstendige stater gi ramme for mulige tiltak i Finnmark. Reindriftsnæringen er sterkt tilstede i hele fylket. Da OED i mars 2015 avsto Hammerfest Vindkraftverk og Falesrassa Vindkraftverk i Vest-Finnmark var hensyn til reindrift avgjørende (10).

Kulturminneloven har som formål å ivareta kulturminner, herunder også samiske kulturminner, og kulturmiljøer. Ved planlegging av offentlige og større private tiltak plikter den ansvarlige leder eller det ansvarlige forvaltningsorgan å undersøke om tiltaket vil virke inn på automatisk fredete kulturminner.

Del III Aktuelle konsepter – mulighetsstudie

I mulighetsstudien vurderer vi tiltak som kan møte behovene vi har identifisert i behovsanalysen. Mulighetsstudien skal belyse valgmulighetene, og det er derfor viktig at identifiserte konsept ikke kun begrenses til nettbaserte løsninger. Kun prosjekter som er teknisk, politisk, miljømessig og finansielt forsvarlige skal tas med videre til alternativanalysen.

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). Alternativet til å forsterke nettet er trolig å forsyne petroleumsforbruk med gasskraft (K0).

De to nettkonseptene inneholder flere delstrekninger som kan bygges ut trinnvis. I alternativanalysen vil vi vurdere hvilke og hvor stor del av konseptene som er rasjonelt å gjennomføre, gitt ulik utvikling i behovet.

I tillegg til konseptene for å møte stor vekst i petroleumsindustrien, har vi identifisert en rekke tiltak som kan bedre leveringspåliteligheten til eksisterende og nytt forbruk med kort ledetid, samt legge til rette for konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark. Vi konkluderer ikke med tanke på hvilke av disse tiltakene Statnett bør gjennomføre, men presiserer at de bør sees i sammenheng med behovet for de store nettkonseptene, og vice versa.

9 To nettkonseppter og egenforsyning kan møte petroleumsscenarioene

Det er ikke tilstrekkelig kapasitet til å forsyne nye, store petroleumsinstallasjoner med elektrisk effekt fra nettet i Finnmark (N-0). Som vi viste i behovsanalysen mener vi at uten tilstrekkelig kapasitet i nettet vil petroleumssektoren etablere seg med egenforsyning. I mulighetsstudien søker vi finne alternative løsninger som gjør det mulig å realisere 320 MW økt forbruk i vest og 250 MW økt forbruk i øst.

Tilstrekkelig N-0 kapasitet er første trinn for å realisere nytt forbruk, men ettersom N-1 kriteriet er et overordnet planleggingskriterium i nettplanleggingen, etterstreber vi at konseptene tilfredsstiller dette¹⁷. Imidlertid skal alle tiltak Statnett gjennomfører være samfunnsøkonomisk rasjonelle, og det er viktig at vi ikke inkluderer tiltak som reduserer lønnsomheten av konseptet. I mulighetsstudien beskriver vi hvordan vi kan slanke konseptene, på bekostning av N-1 kriteriet, slik at vi i alternativanalysen kan finne både hvilket konsept, og hvor stor del av dette, som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre.

Usikkerhet i når og hvor forbruksveksten kommer, samt hvor god leveringspålitelighet som er rasjonelt, gjør at vi søker å finne konseppter med størst mulig fleksibilitet. Konseptene vi har etablert legger derfor til rette for scenario 3, men gjennom trinnvis gjennomføring kan vi møte scenario 2 og 4 uten å investere mer enn nødvendig. Fleksible konseppter og trinnvis gjennomføring gir også mulighet for å tilpasse utbyggingen til riktig grad av leveringspålitelighet.

Konseptene vi vurderer er:

- Konsept 0: Egenforsyning av petroleumsinstallasjoner
- Konsept 1: Nytt nett gjennom Finnmark via Norge
- Konsept 2: Nytt nett gjennom Finnmark via Finland
- Konsept 3: Bedre utnyttelse av eksisterende nett inn til Finnmark
- Konsept 4: Kraftutveksling med Russland

Vi vet ikke hvor eventuelle petroleumsinstallasjoner vil bli etablert, men tar utgangspunkt i økt lastuttak i Hammerfest og/eller på Varangerhalvøya¹⁸.

Ettersom det ikke er tilstrekkelig N-0 kapasitet i nettet, vil verken tiltak i systemdriften (belastningsfrakopling eller etablering av prisområde) eller uregulerbar produksjon kunne møte scenario 2-4.

9.1 Konsept 1 muliggjør høy vekst i både Vest- og Øst-Finnmark

For å legge til rette for scenario 3 kan vi bygge en ny 420 kV-forbindelse til Hammerfest via Skaidi, og videreføre denne fra Skaidi til forbruket i Øst-Finnmark.

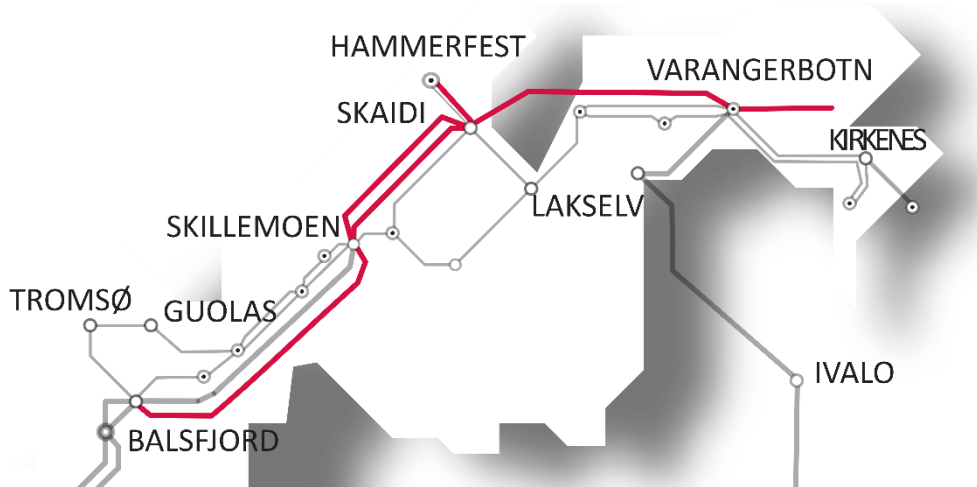
Vi kan knytte til stor forbruksvekst i både vest og øst, men hvor mye er avhengig av geografisk plassering. Forbruk i øst belaster Finlandsledningen mer enn forbruk i vest, og vi møter raskere på begrensninger dersom en stor andel av det nye forbruket blir etablert i øst.

Konseptet gir N-1 kapasitet i sentralnettpunktene i Skaidi og i Varangerbotn til en forbruksvekst tilsvarende nivået i scenario 3. Med tre 420 kV ledninger til Skaidi har vi stor N-1 kapasitet i Vest-Finnmark. Ettersom vi i utgangspunktet har lagt til grunn én ledning til Øst-Finnmark får vi noe begrenset N-1 kapasitet i øst, men høy N-0-kapasitet.

¹⁷ Med unntak i radialen fra sentralnettpunktene og ut til forbruket

¹⁸ I Øst-Finnmark er geografisk plassering enda mer usikkert enn i Vest-Finnmark.

Med Skaidi-Varangerbotn kan vi knytte til all konsesjonsgitt vind i Øst-Finnmark.



Figur 20 Konsept 1 innebærer dubler 420 kV til Skaidi og én 420 kV til Varangerbotn. Figuren viser kun en prinsippskisse for ledning "fra A til B", og ikke foretrukket løsnings-/trasévalg.

Konseptet innebærer minst 500-700 km ny ledning

En ny ledning inn til Skaidi kan vi enten bygge fra Balsfjord i Troms eller fra Finland. En ledning gjennom Norge til Skaidi innebærer nybygging av ca. 300 km ledning, samt utvidelser i stasjonene i begge ender. En forbindelse fra Finland vil bli omtrent 500 km lang. Skaidi-Varangerbotn innebærer 200 km ny ledning, samt en stasjon i Varangerbotn.

Vi velger å ta utgangspunkt i det norske alternativet. Begrunnelsen for dette er at ledningen gjennom Norge er 200 km kortere og at omtrent halvparten av ledningen fra Finland vil beslaglegge en ny trasé.

Vi tar utgangspunkt i 420 kV spenningsnivå

Vi tar utgangspunkt i 420 kV som spenningsnivå for nye ledninger inn til og gjennom Finnmark. I forhold til alternativene på lavere spenningsnivå – 220 kV eller 130 kV - gir 420 kV bedre stabilitet og mindre tap. Dette er gunstig med tanke på de lange avstandene og den store forbruksveksten vi søker legge til rette for.

Lavere spenningsnivå vil koste mindre, men så lenge vi må bygge sterke ledninger mener vi reduksjonen ikke er stor nok. For eksempel bygger vi 220 kV omtrent 20% rimeligere enn 420 kV, men den termiske kapasiteten på ledningen blir omtrent 50% lavere¹⁹. I tillegg vil også dårligere spenning- og stabilitetsforhold gi utslag i overføringskapasiteten, spesielt over så store avstander som i Finnmark²⁰.

I et scenario med lavere forbruksvekst enn det vi her har lagt til grunn, kan imidlertid lavere spenningsnivå være aktuelt. I Vedlegg 15 og Vedlegg 16 viser vi ved omtrentlig hvilket nivå nytt kraftforbruk det er rasjonelt å gå over fra 132 kV til 420 kV på henholdsvis Skaidi-Hammerfest og Skaidi-Varangerbotn, samt en industriradial fra Varangerbotn til forbruksområdet i øst.

¹⁹ Med samme line vil vi kunne overføre dobbelt så mye effekt hvis ledningen driftes på 420 kV sammenliknet med 220 kV. Dette er fordi effekten begrenses av strømgrensen på linen, som er den samme i begge tilfellene. Med 420 kV spenningsnivå vil effekten blir nesten dobbelt så stor ($420/220=1,9$) fordi den øker proporsjonalt med spenningen. Men kostnadsforskjellen vil være mindre fordi vi i stor grad bruker samme utstyr.

²⁰ Effekten av dette er avhengig av avstander og størrelse på kraftflyten

Vi må bygge helt inn til forbruksområdet i Hammerfest og i Øst-Finnmark

Fra sentralnettpunktet i Skaidi er det 50 km til Hammerfest, mens utvidelse fra Varangerbotn vil innebære omtrent 100 km ny ledning²¹. Stasjoner kommer i tillegg.

Vi antar at det blir bygget én 420 kV-ledning fra sentralnettpunktene Skaidi og Varangerbotn til forbruket i henholdsvis vest og øst:

- Overføringstapene og avbruddskostnadene ved et så stort volum som vi snakker om her er trolig så mye lavere med 420 kV, enn 132 kV, at de forsvarer ekstra investeringskostnader knyttet til 420 kV.
- Reduserte avbruddskostnader synes i utgangspunktet ikke å forsvare to ledninger på 420 kV fremfor kun en ledning på 420 kV.

Når vi bygger én ledning til forbruket, må vi utstyre petroleumsinstallasjonene med systemvern. Ved utfall av industriradialene kan installasjonen miste forsyningen.

Det er mulig med en trinnvis utbygging

Ved å kun bygge 420 kV stasjon i Skaidi, samt en ny 420 kV ledning fra Skaidi til Hammerfest, er det kapasitet til å forsyne et petroleumsanlegg i Vest-Finnmark (scenario 2). Vi kan knytte anlegget til nettet, men utfall av den 350 km lange forbindelsen Balsfjord-Skaidi-Hammerfest vil kunne føre til avbrudd.

Ved å kun bygge Skaidi-Varangerbotn-forbruk i øst, kan vi knytte til et petroleumsanlegg i Øst-Finnmark (scenario 4). Utfall av den omtrent 300 km lange ledningen kan føre til avbrudd i forsyningen, avhengig av plassering av anlegget²² og underskudd ellers i Øst-Finnmark. Avhengig av underskudd i hele Finnmark vil utfall av Balsfjord-Skaidi også kunne føre til avbrudd.

Med Skaidi-Varangerbotn og Skaidi-Hammerfest kan vi forsyne scenario 3, selv uten en ny 420 kV-ledning inn til Finnmark. Utfall på hele strekningen Balsfjord-Skaidi-Varangerbotn kan føre til avbrudd. Størrelsen er avhengig av hvilken delstrekning som faller ut. Det er også begrenset hvor mye vekst utover scenario 3 det er kapasitet til.

9.2 Konsept 2 muliggjør høy vekst i både Vest- og Øst-Finnmark

Konsept 2 innebærer å bygge en ny 420 kV ledning fra Finland til Varangerbotn, og videre til Skaidi. Dette medfører at vi får to 420 kV-forbindelser til både Skaidi og Varangerbotn, og kan møte scenario 3 for forbruksvekst. Konseptet er imidlertid avhengig av kapasitetsøkning mellom Sverige og Finland.

Vi får stor kapasitet inn til Finnmark, både N-1 og N-0, uavhengig av geografisk plassering. Som i konsept 1 kan vi knytte til all konsesjonsgitt vind i Øst-Finnmark. Som i konsept 1 tar vi også her utgangspunkt i 420 kV spenningsnivå på de nye ledningene, av samme årsak som forklart over.

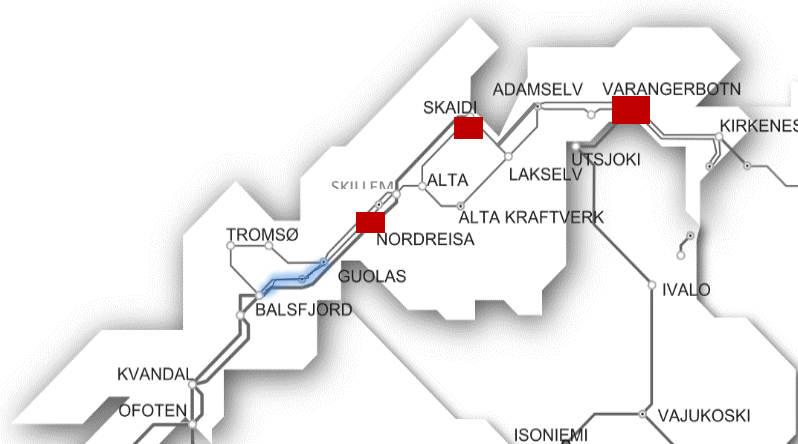
²¹ I en radius på 100 km fra Varangerbotn kommer vi helt til Kirkenes og til Vadsø på Varangerhalvøya. Selv om vi er usikre på geografisk plassering bruker vi derfor 100 km som utgangspunkt for utvidelser til forbruksområdet i Øst-Finnmark.

²² Kapasitet i gjenværende nett avhenger av tilknytningspunkt

Konseptet gir økt N-1 og N-0 kapasitet inn til og internt i Finnmark. Det er N-0 kapasitet til scenario 3, men ikke N-1 kapasitet. Dette innebærer at enkeltutfall kunne medføre avbrudd i alle scenarier.

Tiltakene som inngår i konseptet er:

- 420/132 kV stasjoner i Skaidi og Vinnleys (Nordreisa)
- Ny ledning Lakselv-Adamselv
- Back to back-omformer mot Finland
- Temperaturoppgradere 132 kV nettet i Nord-Troms
- Ny ledning fra Varangerbotn til petroleumskonsumet
- Ny ledning Skaidi-Hammerfest



Figur 22 Konsept 3 innebærer å gjøre tiltak for å øke utnyttelsen av eksisterende nett, her illustrert ved temperaturoppgradering av 132 kV-nettet i Nord-Troms, ny transformatorstasjon i Vinnleys/Nordreisa og en back to back-omformer i Varangerbotn mot Finland. I tillegg kan det være aktuelt å bygge nye ledninger for å øke kapasiteten internt i Finnmark, her illustrert ved 132 kV Lakselv-Adamselv 2

Skillemoen-Skaidi på 420 kV øker kapasiteten inn til Vest-Finnmark

Ved å drifte Skillemoen-Skaidi på 420 kV øker N-0 kapasiteten inn til Vest-Finnmark med nesten 400 MW, fordi ledningen støtter opp om spenningen i Skaidi. Dette fører også til en liten økning i N-1 kapasitet ved utfall av Alta-Skillemoen.

Lakselv-Adamselv2 og B2B øker kapasiteten inn til Øst-Finnmark

I nullalternativet er det ikke kapasitet inn til Øst-Finnmark til å knytte til forbruket som inngår i scenario 3 og 4. For å få til strekkelig N-0 kapasitet på Øst-Finnmarkssnittet kan vi bygge en ny ledning mellom Lakselv-Adamselv og installere en back to back-omformer²³ i Varangerbotn mot Finland. N-0 kapasiteten øker med omtrent 150 MW, mens N-1 kapasiteten øker med omtrent 50 MW. Økt reaktiv kompensering kan øke kapasitetene med henholdsvis 50 og 70 MW utover dette.

Ved å installere en back to back-omformer i Varangerbotn kan - og må - vi styre aktiv flyt mellom Norge og Finland. Dette er beskrevet i ytterligere i Vedlegg 10. Ettersom vi styrer flyten over en back to back-omformer, unngår vi at finlandsforbindelsen blir en begrensning ved intakt nett ved lastøkning i Øst-Finnmark, samtidig som vi både øker og overholder den finske eksportbegrensningen til Norge. Uten

²³ En back-to-back (B2B) omformer er en vekselstrøm-likestrøm-vekselstrøm omformer som muliggjør styring av kraftflyten.

en B2B er eksportbegrensningen satt til 110 MW, mens med en B2B øker denne til 160 MW. Dette er fordi en B2B kan bidra med spenningsstøtte.

Tiltak i nettet i Nord-Troms sammen med B2B øker kapasiteten på Finnmarkssnittet

En B2B-omformer øker i tillegg N-0 og N-1 kapasiteten på Finnmarkssnittet. N-1 kapasiteten blir tilnærmet uavhengig av geografisk plassering, ettersom import fra Finland ikke blir begrensende ved utfall av Balsfjord-Skillemoen. Det er rom for omtrent 250 MW vekst innenfor N-1 kapasiteten, en økning på 70-170 MW. N-0 kapasiteten på Finnmarkssnittet blir høy nok til scenario 3.

N-1 kapasiteten på Finnmarkssnittet er videre begrenset av termisk kapasitet i det eksisterende 132 kV nettet i Nord-Troms, ved utfall av Balsfjord-Skillemoen. Vi kan øke overføringskapasiteten ved å både bygge 420/132 kV transformatorstasjon i Vinnelys og temperaturoppgradere eksisterende 132 kV-nett i Nord-Troms. N-1 kapasiteten øker med omtrent 80 - 100 MW, som gir rom for 350 MW vekst innenfor N-1 kapasiteten i Finnmark.

Temperaturoppgradering er den beste måten å øke kapasiteten i eksisterende 132 kV-nett

Det er flere måter å øke overføringskapasiteten i det eksisterende nettet fra Nord-Troms til Finnmark på. Vi har sett på spenningsoppgradering, å gå over fra en til to liner per fase og å temperaturoppgradere. Vi anser temperaturoppgradering som det mest aktuelle av disse tiltakene. Tiltakene er beskrevet nærmere i Vedlegg 9.

Ny stasjon i Vinnelys styrker det norske nettet

En ny stasjon i Vinnelys tjener tre formål som øker N-1 kapasiteten ved utfall av Balsfjord-Skillemoen:

- Stasjonen bidrar til spenningsstøtte i Vest-Finnmark. Dette øker N-1 kapasiteten noe, omtrent 30 MW
- Ved utfall av Balsfjord-Vinnelys vil det fremdeles være et 420 kV nett mellom Vinnelys og Skaidi. Dette gjør at tapene i nettet blir redusert og mer av kraften kan utnyttes. Hvor stor denne virkningen er, er avhengig av hvor forbruket kommer²⁴.
- Stasjonen gjør at ikke hele Balsfjord-Skillemoen faller ut ved feil. Dette gjør at vi styrker det norske nettet og mer av kraften vil hentes fra Nord-Troms ved utfall. Denne effekten blir imidlertid også realisert av en B2B

Gitt at det allerede er bygget en B2B øker stasjonen N-1 kapasiteten med minst 30 MW.

Vi må bygge helt inn til forbruksområdet i Hammerfest og i Øst-Finnmark

Som i konsept 1 og 2 må vi bygge helt til der det nye forbruket blir knyttet til nettet. Foretrukket spenningsnivå på Skaidi-Hammerfest avhenger av forbruksvekst (se Vedlegg 15). Uten 420 kV nett inn til Øst-Finnmark vil det være naturlig å bygge nytt nett fra Varangerbotn til der petroleumsinstallasjoner knyttes til på 132 kV.

Vi tar ikke med konseptet videre til alternativanalysen

Vi vil ikke gå videre med dette som et eget konsept. Konseptet gir N-0 kapasitet til scenario 3, men ikke N-1 kapasitet til petroleum i vest eller øst. Vi mener konseptet ikke møter effektmålet på en god måte fordi:

- Vi har akkurat nok kapasitet ved intakt nett til å forsyne Øst-Finnmark i scenario 3 og 4. Blir forbruksveksten større enn dette, må vi forsterke ytterligere og investeringer kan bli overflødige. Dette gjelder særlig back to back-omformeren mot Finland.
- Utfall av nesten alle ledninger internt i og inn til Øst-Finnmark kan føre til avbrudd
- Ved en forbruksvekst i Øst-Finnmark tilsvarende scenario 4, vil tapene bli så store i 132 kV nettet at det forsvarer å heller velge en 420 kV-løsning. Se Vedlegg 16.

²⁴ Våre simuleringer viser opp mot 50 MW i en høylast-situasjon, men dette kan variere veldig mye

Derimot kan mange av tiltakene være hensiktsmessig hvis forbruksvekst blir et sted mellom scenario 1 og petroleumsscenarioene. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 11.

9.4 Konsept 4 er primært aktuelt for økt kraftforbruk i Øst-Finnmark

Statnett har i samarbeid med den russiske systemoperatøren Inter Rao vurdert å etablere en ny forbindelse mellom Skogfoss og Nikel i Russland, og knytte de to kraftsystemene sammen via likestrøm. Planen har vært å benytte en back to back-omformer, som også gjør det mulig å styre kraftflyten. I tillegg kan noe russisk vannkraft knyttes direkte til det norske nettet via vekselstrømforbindelser.

Med en slik løsning kan det være mulig å legge til rette for stor forbruksvekst øst i Finnmark, gitt at omformeren er stor nok, at det er tilgjengelig effekt i Russland og at det er tilstrekkelig kapasitet mellom omformeren og kraftforbruket.

Vi mener kraftutveksling med Russland ikke er egnet til å forsyne en stor forbruksvekst i Vest-Finnmark, da vi i tillegg til å bygge Skaidi-Varangerbotn må ha veldig stor kapasitet på omformeren og trolig bygge en B2B mot Finland. I tillegg til å være dyrere enn alternativene, K1 og K2, er konseptet forbundet med stor politisk og markedsmessig usikkerhet. Vi diskuterer dette i Vedlegg 11.

Dersom det kun blir stor forbruksvekst i Øst-Finnmark, og ikke i Vest-Finnmark, kan en B2B mot Russland bli mer aktuelt. Vi vil likevel ikke ta konseptet videre, da det er en dyrere og mer usikker måte å legge til rette for petroleumsvækst enn øvrige konsepter.

Konseptet legger ikke til rette for ny vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark.

9.5 Per i dag fremstår kun nettinvesteringer som et godt alternativ til egenforsyning

Vi har vurdert ulike tiltak som ikke innebærer nytt nett. Kort oppsummert ser vi at slike tiltak ikke vil legge til rette for en stor forbruksvekst fra petroleumsinstallasjoner. I fravær av store investeringer i petroleumssektoren kan imidlertid flere av disse tiltakene være aktuelle å gjennomføre. Dette vil vi diskutere i neste kapittel.

Tiltak i systemdriften er ikke tilstrekkelig da vi er utenfor N-0-kapasiteten

Tiltak i systemdriften, slik som å etablere et eget prisområde i Finnmark eller å sette systemvern på større petroleumskonsum, vil ikke gjøre det mulig å knytte til større petroleumskonsum. I fravær av tiltak er det ikke kapasitet til å forsyne kraftforbruk fra petroleumsinstallasjoner, selv ved intakt nett.

Økt vindkraftproduksjon er ikke tilstrekkelig alene

Til tross for at det er gitt konsesjon til 225 MW vindkraft i Øst-Finnmark, kan ikke vindkraft forsyne et like stort kraftforbruk. Dette er fordi kraftforbruket er konstant, mens vindkraftproduksjonen varierer. Vi må ha tilstrekkelig N-0 kapasitet i nettet til å forsyne kraftforbruket når det ikke blåser. Som vi vil komme tilbake til i alternativanalysen, vil derimot ny vindkraftproduksjon bidra til å bedre leveringspåliteligheten når vi har tilstrekkelig kapasitet med intakt nett (N-0-kapasitet).

10 Uten stor vekst fra petroleumssektoren er det andre tiltak som kan møte behovene

I behovsanalysen så vi at selv uten stor vekst i petroleumssektoren kan det oppstå interne nettbegrensninger, som følge av annen industriutvikling og ny vindkraftproduksjon. I dette kapitlet presenterer vi tiltak som kan løse disse begrensningene, men som ikke gir nok kapasitet til behov fra petroleumssektoren tilsvarende scenario 2-4.

Vi har sett på både tiltak i og utenfor nettet. Tilpasninger på forbruks- og produksjonssiden kan utsette behov for nettinvesteringer og legge til rette for både ny produksjon og nytt forbruk. Effektreduksjon fra alminnelig forsyning, en balansert utvikling mellom forbruk og produksjon og ulike løsninger for energilagring er aktuelle løsninger i Finnmark. Dette er tiltak som kan utvikles trinnvis og tilpasses behovet, men som ikke er tilstrekkelig for å møte scenario 2-4.

I tillegg ser vi at tiltak i nettet kan øke kapasiteten, både for overskudd og for underskudd. I kapittel 13 og 14 diskuterer vi hvordan noen av tiltakene kan endre på nytten av konseptene, dersom de blir gjennomført før konseptene skal bygges ut.

10.1 Flere tiltak kan bedre leveringspåliteligheten i Finnmark

Vi kan løse interne begrensninger ved å gjøre tiltak i eksisterende nett eller bygge nytt nett. I tillegg ser vi at energieffektivisering, laststyring og lastreduksjon kan ta ned effekttoppene og dermed redusere behovet for nett. Ved feil i nettet kan dieselaggregater fungere som reserve slik at konsekvensen blir mindre, og økt produksjon i underskuddsperioder kan bidra til å redusere overføringsbehovet.

Nettet mellom Skaidi og Hammerfest kan utvikles på enten 132 kV eller 420 kV

Både tiltak i eksisterende nett og nytt nett kan øke kapasiteten i regionalnettet mellom Skaidi og Hammerfest.

Med én ny ledning fra Skaidi til Hammerfest øker N-1 kapasiteten med omtrent 150 MW. Dette er tilstrekkelig N-1 kapasitet for forventet forbruksvekst med kort ledetid. Med én ny ledning går det tre ledninger inn til Hammerfestområdet. Hvis den eldste ledningen i tillegg oppgraderes med et større tverrsnitt øker N-1 kapasiteten med ytterligere 100 MW.

N-1 kapasiteten er uavhengig av tverrsnitt og spenningsnivå på den nye ledningen, ettersom det er utfall av denne som er dimensjonerende. Om ledningen er på 420 kV eller 132 kV påvirker imidlertid hvor mye vi kan knytte til innenfor N-0 kapasiteten, samt tap i nettet. For forventet forbruksvekst med kort ledetid mener vi 132 kV er tilstrekkelig. Først ved en forbruksvekst på 150 – 200 MW er det rasjonelt at Statnett bygger en 420 kV ledning (se Vedlegg 15).

Videre utvikling av nettet i Kirkenes kan sees i sammenheng med behov for reinvesteringer

Det er flere tiltak som kan øke kapasiteten mellom Kirkenes og Varangerbotn:

- I forbindelse med reinvestering av Varangerbotn-Kirkenes, kan vi fornye ledningen med et større tverrsnitt. Dette reduserer spenningsfallet.
- Det kan være mulig å bygge ny Kirkenes stasjon på ny lokasjon og legge Varangerbotn-Skogfoss innom stasjonen. Dette må imidlertid veies opp mot behovet som oppstår for nytt nett på lavere spenningsnivå
- Fjerne begrensende endepunktskomponenter og oppgradere eksisterende ledninger mellom Melkefoss-Bjørnevatn-Kirkenes

Tiltakene løser ulike begrensninger, og vi må se dem i sammenheng for å øke kapasiteten inn til Kirkenes. Etter vi har løst begrensningene inn til Kirkenes, vil Øst-Finnmarkssnittet begrense kapasiteten inn til området.

Reaktiv kompensering og nye forbindelser øker kapasiteten på Øst-Finnmarkssnittet

For å utnytte kapasiteten inn til Kirkenes må vi løse spenningsbegrensning i Øst-Finnmark. Etter spenningsbegrensning er mulig forbruksvekst begrenset av termisk kapasitet inn til Øst-Finnmark. Vi har sett på tre tiltak som løser spenningsbegrensning og/eller kapasitetsbegrensning:

- Reaktiv kompensering i Øst-Finnmark
- Ny ledning øst-vest i Finnmark
 - Lakselv-Adamselv 2
 - Skaidi-Varangerbotn
- Spenningsoppgradere eksisterende nett i Finnmark til 220 kV.

Reaktiv kompensering er første trinn for å øke underskuddsgrensen på Øst-Finnmarkssnittet. Det er altså nødvendig for å utnytte hele kapasitetsøkningen som en eventuell ny ledning gir. Alene vil tiltaket øke N-1-kapasiteten med omtrent 60 MW, og N-0 kapasiteten med tilsvarende. Dette er fordi vi med reaktiv kompensering kan importere mer fra Finland, da spenningsfallet over finlandsledningen blir mindre.

Statnett har startet konsesjonsprosessen for en ny kraftledning mellom Lakselv og Adamselv. Prosjektet er begrunnet i et kortsiktig behov for reinvestering og et antatt langsiktig behov for flere ledninger på strekningen. Både 132 kV og 420 kV spenningsnivå utredes²⁵. Lakselv-Adamselv 2 øker underskuddsgrensen på Øst-Finnmarkssnittet med omtrent 100 MW, både N-1 og N-0, forutsatt at vi har installert et anlegg for reaktiv kompensering.

Alternativt kan vi bygge Skaidi-Varangerbotn. Dersom vi drifter ledningen på 132 kV, vil den gi omtrent samme N-1 kapasitet som Lakselv-Adamselv 2, men større N-0 kapasitet. Ved å drifte forbindelsen på 420 kV øker N-1 underskuddsgrensen med omtrent 40 MW mer enn ved 132 kV-drift. Imidlertid får vi en stor N-0 kapasitet ved å drifte ledningen på 420 kV. Som vi viste i forrige kapittel mener vi 420 kV drift er aktuelt i petroleumsscenariene. 132 kV kan være et alternativ ved mindre vekst.

Spenningsoppgradering er mer kostbart enn de øvrige tiltakene, og gir ikke mer N-1 kapasitet enn reaktiv kompensering og mindre N-0 kapasitet enn Skaidi-Varangerbotn, og vi anser ikke dette som et alternativ. Tiltaket er beskrevet i Vedlegg 12.

Effektreduksjon kan redusere behovet for overføringskapasitet

Med effektreduksjon mener vi tiltak som reduserer effektbehovet fra alminnelig forbruk. Vi deler tiltakene inn i energieffektivisering, laststyring og lastreduksjon. De tre kategoriene er forklart i Vedlegg 13.

En viktig forutsetning for at effektreduksjon fra eksisterende forbruk skal tjene som alternativ til nettutbygging, er at effektforbruket reduseres når overføringsbehovet er størst.

Bidrag som reduserer dimensjonerende effektunderskudd kan bidra til å utsette behov for nettinvesteringer, hvis forbruksveksten er moderat. I påvente av mer informasjon om videre utvikling i petroleumssektoren kan effektreduksjon være verdifullt.

Energieffektivisering er et positivt bidrag

Ved å sørge for en varig reduksjon i elektrisk energibruk, vil også effektforbruket gå ned. Det er mulig å energieffektivisere både alminnelig forsyning og industri. Energieffektivisering vil være et positivt bidrag for å redusere overføringsbehovet, i tillegg til at det er et positivt tiltak i seg selv som ofte er lønnsomt av andre årsaker.

I følge Enova er det reelle energieffektiviseringspotensialet i norske boliger og yrkesbygg frem til 2020 på 4,4-7,5 TWh. Dette er 5-9 prosent av beregnet energibruk i 2010 (12). SSB angir at årlig elektrisitetsbruk i Finnmark i husholdning og jordbruk og Bygg- og anleggsvirksomhet og annen

²⁵ I usikkerhetsanalysen vil vi vurdere hvordan Lakselv-Adamselv2 kan endre lønnsomheten av konseptene, hvis denne blir bygget før Lakselv-Adamselv1 skal reinvesteres

tjenesteyting er 1,3 TWh (13). Antar vi at energieffektiviseringspotensialet i Finnmark er prosentmessig det samme som Enova anslår, og samtidig at reduksjonen hovedsakelig skjer i elektrisk energibruk, vil årlig reduksjon ligge på 65-120 GWh. Hvor stor effektreduksjon dette tilsvarer er vanskelig å si, for det er avhengig av brukstiden på forbruket. Vi illustrerer dette i Tabell 14.

Årlig energireduksjon	Effekt (brukstid 3000 timer)	Effekt (MW) (brukstid 6000 timer)
65 GWh	21 MW	10 MW
120 GWh	40 MW	20 MW

Tabell 14 Effektreduksjonen er avhengig av brukstiden på forbruket

Nye muligheter innenfor IKT gir bedre styring og prioritering, men potensialet er vanskelig å anslå

Laststyring, eller forbrukerfleksibilitet, innebærer å flytte tidspunktet for elektrisk energibruk bort fra toppplastimene. Dette krever at forbrukerne mottar insentiver i form av prissignaler for å endre forbruket sitt. Tradisjonelt sett er alminnelig forbruk lite elastisk, men automatiske måle- og styresystemer (AMS) kan bidra til å øke forbrukerfleksibiliteten. Det er mulig å flytte forbruket på timesbasis, men ikke i et ukes- eller sesongperspektiv.

Med Finnmark som en del av prisområde NO4, vil det være mange situasjoner der prissignalene ikke reflekterer den lokale ubalansen. En løsning på dette kan være å innføre et eget prisområde i Finnmark eller Øst-Finnmark. Det er likevel vanskelig å anslå potensialet for laststyring, ettersom det er avhengig av både prisen og varigheten på ubalansen.

Uten et eget prisområde må styring foregå på andre måter, for eksempel via sentrale IKT-systemer som overvåker og styrer forbruket. Ved knapphet på kraft kan det viktigste forbruket prioriteres og underskuddet reduseres.

IKT-løsninger forutsetter at vi kan stole på at styringssystemene er pålitelige og raske nok. Et sentralt styringssystem kan være sårbart for feil og for dataangrep. IKT-sikkerhet er derfor en viktig utfordring som må håndteres før AMS tas i bruk i stor skala. Det er også regulatoriske utfordringer som må adresseres og løses. I Statnett har vi en FoU pilot på dette som skal startes i Finnmark i løpet av de neste tre årene.

Lastreduksjon kan bidra til å redusere maksimalt effektuttak, men ligger langt frem i tid

En annen måte å redusere effekttoppene på, er å faktisk redusere den elektriske energibruken ved å benytte andre energibærere. Særlig innenfor oppvarming er det et stort potensiale for dette.

En måte å oppnå denne effektreduksjonen på, er å bytte ut elektrisk oppvarming med fjernvarme. På grunn av lav befolkningstetthet og et kaldt klima, som gir større varmetap, er ikke fjernvarme nødvendigvis et fornuftig tiltak overalt i Finnmark. Det er også et poeng at omlegging fra elektrisk oppvarming til fjernvarme reduserer effektiviseringspotensialet som beskrevet tidligere.

Dieselaggregater kan være en kostnadseffektiv måte å forsyne forbruk ved langvarige utfall

Et termisk kraftverk eller flere aggregat kan produsere elektrisitet lokalt. De kan enten produsere kontinuerlig, eller brukes ved feil eller planlagte utkoblinger i nettet. Med utsikter til et vedvarende kraftoverskudd i Norden er det imidlertid lite sannsynlig at termisk kraftproduksjon de neste 10-20 årene kan bli lønnsomt basert på inntekter fra spot og balansemarkedet alene. Lokal termisk kraftproduksjon er derfor mest aktuelt som en reserve ved feil i nettet, finansiert utenfor markedet.

For at lokal kraftproduksjon skal erstatte behovet for nytt nett må vi unngå begrensninger internt i regionalnettet. Dette gjør at avstanden mellom produksjon og forbruk må minimeres og størrelsen på produksjonen tilpasses forbruket.

Kort oppstarttid og tilgjengelighet er viktig for en reserve i nettet. Så lenge termisk kraftproduksjon ikke produserer kontinuerlig, må vi akseptere midlertidige strømbrudd. Dette kan vi unngå ved å kombinere det med andre løsninger, slik som batterier. Diesel- og bensinaggregater kan plasseres hos

forbrukerne og bidra til lokal forsyningssikkerhet. I dag er aggregater vanlig flere steder: i hytter (bensinaggregat) og som reserve for å sikre spesielt viktig forbruk, slik som sykehus. Oppstartstiden er på 15-20 sekunder, og forbrukere får raskt strømmen tilbake. Fra et miljøperspektiv er imidlertid slike aggregater ugunstige, særlig i nordområdene, ettersom de bidrar med både klimagassutslipp og kortlevde klimadrivere²⁶. Investeringskostnadene ved dieselaggregater er relativt lave. Driftskostnadene, knyttet primært til brensel, er imidlertid relativt høye.

Ny vindkraftproduksjon i vest kan redusere underskuddet

Mer tilgjengelig effekt vil kunne avlaste nettet ved å redusere underskuddet. Hammerfest er et underskuddsområde nesten hele året, og det er rom for mer overskudd ut av Hammerfest og Vest-Finnmark. Ny produksjon vil være et nyttig bidrag for å bedre leveringspåliteligheten ved forbruksvekst utover N-1-kapasiteten. I behovsanalysen viste vi at de 10 MW vind som har fått konsesjon i Hammerfest kan redusere nåverdien av avbruddskostnadene i scenario 1 med 10 MNOK.

Boris Gleb kan potensielt levere 10-20 MW mer kraft

Boris Gleb er et elvekraftverk i Russland, med 2 aggregater på 30 MW, hvorav ett forsyner mot Norge. Det kan være mulig å redusere underskuddet i Øst-Finnmark hvis det andre aggregatet også ligger mot Norge.

Boris Gleb ligger i samme vassdrag og har samme fallhøyde som Skogfoss elvekraftverk (50 MW). Dette betyr at Skogfoss og Boris Gleb alltid vil produsere samme effekt, så lenge det er mindre enn 50 MW. Ettersom vi ikke har tilgang til produksjonsdata for det aggregatet i Boris Gleb som ligger i Russland, kan vi bruke produksjonshistorikk fra Skogfoss til å estimere omtrent hvor mye mer effekt vi kunne fått ved å legge aggregat nr. 2 mot Norge.

Produksjonen i Skogfoss er over 30 MW 45 prosent av tiden, som vil si at i 45% av tiden vil vi kunne få mer effekt av å legge to aggregater i Boris Gleb mot Norge. Imidlertid produserer Skogfoss over 40 MW kun 5% av tiden. Dette betyr at vi 45% av tiden kan få 0-10 MW mer effekt og 5% av tiden 10-20 MW mer effekt av å legge det andre aggregatet over mot Norge.

Ettersom Boris Gleb er et uregulerbart kraftverk er det heller ikke sikkert dette vil sammenfalle med tidspunktet det er størst underskudd.

Boris Gleb er et russisk kraftverk og det er den russiske systemoperatøren som må avgjøre hvor mye av produksjonen som legges mot Norge. Det er også en risiko for at russerne velger å ikke legge noe av kraften mot Norge.

10.2 Vi kan gjøre tiltak for å legge til rette for vindkraft i Øst-Finnmark²⁷

Vi har identifisert ulike tiltak som kan legge til rette for ny produksjon i Øst-Finnmark. Flere av tiltakene vil også gi bedre leveringspålitelighet. Tabell 15 oppsummerer hvor mye ny produksjon vi legger til rette for i Øst-Finnmark med de ulike tiltakene.

²⁶ Kortlevde klimadrivere er stoffer med kort levetid i atmosfæren og som bidrar til oppvarmingen. Den korte levetiden gjør at den geografiske lokaliseringen av utslippene er av betydning. (72)

²⁷ Dette delkapittelet er oppdatert etter den eksterne kvalitetssikringen med de samme endringene som kapittel 3.3, etter avklaring med Vista Analyse.

Tabell 15 Vi kan gjøre flere tiltak for å legge til rette for vindkraft i Øst-Finnmark. Mulig ny produksjon i Øst-Finnmark er forutsatt at det installeres systemvern som produksjonsfrakopling

Tiltak	Mulig ny produksjon i Øst-Finnmark ²⁸
Lakselv-Adamselv2	100 MW
Back 2 Back mot Finland (B2B)	50 MW
B2B+ Lakselv-Adamselv2	200 MW
Skaidi-Varangerbotn	250 MW
Energilagring	Mulig å skalere

Lakselv-Adamselv 2 kan legge til rette for deler av konsesjonsgitt vindkraft

Lakselv-Adamselv 2 legger til rette for større overskudd i Øst-Finnmark ettersom forbindelsen forsterker nettet øst-vest. På grunn av begrensninger i det finske nettet vil vi få mest ut av Lakselv-Adamselv 2 hvis vi deler nettet mot Finland. Med brudd på ringdrift, samt temperaturoppgradering av Lakselv-Skaidi, kan vi med intakt nett knytte til 100 MW ny produksjon utover det vi kan i nullalternativet.

Med Skaidi-Varangerbotn kan vi knytte til all konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark

Som med Lakselv-Adamselv 2 vil vi få mest ut av Skaidi-Varangerbotn hvis vi deler nettet mot Finland. Uavhengig av om forbindelsen driftes på 132 kV eller 420 kV vil vi kunne knytte til all konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark med intakt nett.

B2B øker overskuddsgrensen med 50 MW

Med en B2B kan vi styre flyten mot Finland, uten å måtte dele nettet. Fingrid estimerer at de med en slik løsning kan ta imot maksimalt 100 MW kraft fra Øst-Finnmark. Det betyr at vi kan eksportere 100 MW til Finland og samtidig utnytte kapasiteten i det norske nettet. Hvis Fingrid tillater mer enn 100 MW eksport, kan vi i teorien knytte til tilsvarende mengde vindkraft. Det samme gjelder for B2B i kombinasjon med Lakselv-Adamselv 2 og Skaidi-Varangerbotn.

En løsning med B2B uten forsterkning av nettet øst-vest stiller imidlertid strenge krav til raske og pålitelige systemvern som kobler ut riktig mengde effekt umiddelbart etter en feil. Dette er fordi Øst-Finnmark vil bli separert fra resten av synkronsystemet ved utfall av Adamselv-Lakselv.

Hydrogenproduksjon kan potensielt åpne for mer vindkraft i Øst-Finnmark

Hydrogenproduksjon kan potensielt bidra til å redusere behovet for nett for vindkraft i Øst-Finnmark, og har blitt aktuelt på Varangerhalvøya fordi det ikke er kapasitet i nettet til trinn 2 av Raggovidda og Hamnefjell vindkraftpark. Berlevåg kommune, Varanger Kraft og SINTEF har utført en forstudie av muligheten til å bruke hydrogenproduksjon til å realisere vindkraftprosjektene som har fått konsesjon.

Hydrogen kan dannes ved hjelp av elektrolyse – en prosess som krever elektrisitet – når det er overskudd av vindkraft. I stedet for å mate produksjonen inn på nettet brukes elektrisiteten til elektrolyse.

²⁸ Utover nullalternativet. Som forklart i kapittel 3.3 kan det være mulig å knytte til noe mer vindkraft i Øst-Finnmark ved å benytte virkemidler i driften som oppdeling av nettet og spesialregulering. Økt utnyttelse av nettet kan imidlertid øke kompleksiteten og risiko i driftssituasjonen.

Hydrogen kan videre brukes til å produsere elektrisitet igjen. Dette innebærer at hydrogen potensielt kan hjelpe på både overskudd- og underskuddssituasjonen i Finnmark – for ved å produsere elektrisitet av hydrogen lokalt, er det mulig å dekke opp om et større underskudd. Hydrogen som energilagring i et kraftsystemperspektiv diskuterer vi i kapittel 10.3.

Det er også andre måter enn elektrisitetsproduksjon å utnytte hydrogenet på: Japan er interessert i å kjøpe hydrogen som kan sendes med skip over nordøstpassasjen (14), det kan brukes i transportsektoren.

Et sentralt moment for å vurdere om dette er en god løsning, er hvor fleksibel hydrogenfabrikken er. Dersom den er fleksibel og kan tilpasses produksjonen fra vindparken, kan dette være en god løsning for å legge til rette for økt vindkraft. Med høye faste kostnader, kan det imidlertid være ønskelig å produsere hydrogen størst mulig andel av tiden. Som en konsekvens kan fabrikken ha behov for effektuttak fra nettet når vindparken ikke produserer nok. Dette vil i så fall øke underskuddet i Øst-Finnmark, og kan igjen utløse behov for tiltak i nettet.

10.3 Energilagring kan legge til rette for både nytt forbruk og ny produksjon

Energilagring kan legge til rette for både ny produksjon og nytt forbruk. Dette forutsetter at det ikke er overføringsbegrensninger mellom forbruket, produksjonen og lagringsenheten. I tillegg må det være prissignaler eller andre ordninger som gir et insentiv til å utnytte fleksibiliteten et lager gir.

Vi behandler her tre typer energilagring: 1) Vannkraftmagasiner, 2) Hydrogen 3) Batterier.

Eksisterende vannkraft er allerede fullt utnyttet

For å undersøke hvorvidt endring av produksjonsmønsteret i eksisterende kraftverk kan legge til rette for nytt forbruk og/eller produksjon, har vi modellert Øst-Finnmark som et eget prisområde. Dette er et virkemiddel for å analysere fleksibiliteten kraftsystemet. Det er mulig å oppnå samme virkning gjennom spesialregulering.

Vi ser at fleksibiliteten i eksisterende vannkraft ikke er stor nok for å legge til rette for nytt forbruk eller produksjon alene. Selv med prissignaler er det ikke tilstrekkelig nedreguleringsevne i eksisterende vannkraft til å legge til rette for ny vindkraft, og nytt forbruk utover kapasitetsgrensen vil gi betydelig mengde med rasjoneringspriser.

Derimot ser vi at ny vindkraftproduksjon kan legge til rette for moderate mengder forbruksvekst utover dagens kapasitetsgrense om vi er villig til å akseptere en liten sannsynlighet for rasjoneringspris. For å unngå nullpriser fungerer det best å kombinere vindkraft med forbruk med høy brukstid.

Effektutvidelser av Adamselv Kraftverk øker fleksibiliteten, men er trolig dyrt

Det virker lite sannsynlig at det vil bli bygd ut ny regulerbar vannkraft i Finnmark, men det er mulighet for effektutvidelser av eksisterende kraftverk. Adamselv Kraftverk er det kraftverket i Øst-Finnmark med størst magasin, og med potensial for størst effektutvidelser.

Med effektutvidelser kan vi legge til rette for økt forbruksvekst i Finnmark. Når vi vurderer kombinasjonen av effektutvidelse og økt vindkraftproduksjon får vi fortsatt flaskehals ut av området og økt innslag av nullpriser. Dette innebærer at effektutvidelse ikke legger til rette for økt vindkraftproduksjon og dermed at vindkraft ikke legger til rette for forbruksvekst utover det som effektutvidelse gjør.

Effektøkning utover noen få MW innebærer nytt aggregat, eller utskiftning av eksisterende, sammen med tilhørende tiltak i vannveien. For å svare på kostnaden av dette må eier av kraftverket utføre en mulighetsstudie. NVEs rapport om økt installasjon i eksisterende vannkraftverk (15) gir

kostnadsestimater på mulig effektutvidelser. Ved å ekstrapolere²⁹ kostnadsestimatene finner vi et estimat på at effektutvidelser kan koste 350-500 MNOK for 50 MW.

Hydrogenlager er kostbart og forbundet med store energitap

Et hydrogenlager innebærer et system som ved hjelp av elektrolyse produserer hydrogen når det er overskudd av kraft (som diskutert i kapittel 10.2). Hydrogenet må lagres for deretter, ved hjelp av brenselceller, produsere elektrisitet. Denne prosessen har en virkningsgrad på omtrent 30 prosent i omgjøringen elektrisitet-hydrogen- elektrisitet, og det er store investeringskostnader som må til. ESA estimerer at virkningsgraden kan øke til 50 prosent med videre utvikling i teknologi (16). Når det kommer til å utnytte en eventuell hydrogenproduksjon til å dekke opp om et økt underskudd, tror vi ikke at et system med så lav virkningsgrad er konkurransedyktig med nett og fleksibilitet i det norske vannkraftsystemet.

Batterier er en ny mulighet i regulerkraftmarkedet og er egnet til effektdimensjonering

Batterier er en kjent og mye brukt teknologi, og som det enda forskes mye på. Typisk for batterier er høy effekt og kort utladningstid - omtrent en time er vanlig. Batterier er derfor best egnet til å levere store mengder effekt over en kort periode.

Ved stor produksjon av vindkraft kan batterier lades opp når det ikke er kapasitet i nettet. Disse kan tilby reservekraft momentant ved utfall i nettet, og dermed sikre forsyningen ved kortvarige utfall. Vi ser for oss to ulike løsninger for batterier i forsyningssikkerhetsøyemed: batteribanker utplassert i regional/distribusjonsnettet og batterier plassert lokalt hos forbrukere.

En kommersiell batteribank kan utnytte variasjoner i pris og dermed lade opp ved lave priser og selge ved høye priser. Det er enda en umoden teknologi innenfor regulerkraft, men Statkraft bygger nå et litiumion-batteri på 3 MWh ved et elvekraftverk i Tyskland. Batteriet skal balansere den store andelen uregulerbar produksjon i området og skal etter planen levere regulerkraft til systemoperatøren (17). Det har en effekt på 3 MW og en utladningstid på én time. Vi ser for oss at slike batterier utplassert kan bidra med effekt i tilfelle utfall i nettet. En kommersiell aktør må være initiativtaker til en slik løsning.

For batterier til bruk i husholdninger/yrkesbygg er Tesla Powerwall ledende på markedet med Li-ion-batterier. Et batteri på 10 kWh med en effekt på 3,3 kW koster omtrent 30 000 kr (18)³⁰. Et slikt batteri kan gi nødstrøm til enkelte elektriske apparater og kan dermed redusere ulempene ved et strømbrydd. For å gi like god forsyning som normal nettilknytning vil en husholdning typisk behøve opp til tre ganger så mye effekt, og for å håndtere langvarige feil vil det også være nødvendig med mange batterier.

Det er grunn til å tro at batteriprisene vil synke i fremtiden. GTM Research forventer at prisen på energilagringssystemer kan falle 41% de neste fem årene (19). Selv med en slik prisreduksjon vil batterier være en kostbar løsning om det skal erstatte redundans i sentralnettet. Dersom batterier i utgangspunktet finnes for andre formål, slik som biler tilkoblet nettet, eller for å utnytte lokalt produsert kraft kan de være et interessant tiltak for å redusere konsekvensene ved avbrudd i strømforsyningen.

10.4 Prisområde er utfordrende og spesialregulering er dyrt og krevende for Landssentralen

Formålet med et eget prisområde er å gjøre det lønnsomt for produksjonen å tilpasse seg forbruket, slik at behovet for utveksling reduseres. Det vil også gi prissignaler for å utnytte fleksibiliteten i et energilager. Finnmark er en del av prisområdet NO4 i dag. En utfordring med denne inndelingen er at prisen i dette området ikke reflekterer situasjonen i Finnmark i tilstrekkelig grad. Finnmark kan være i underskudd samtidig som NO4 er et overskuddsområde med lave priser, og prisene i NO4 reflekterer ikke ubalansen i Finnmark.

²⁹ Ekstrapolere betyr at vi har kostnadsestimat for kraftverk mindre enn 50 MW og lager en prognose for hvordan kostnadene vil bli for 50 MW.

³⁰ Med dagens valutakurs.

Vi har derfor vurder om Finnmark eller Øst-Finnmark kan være egnet som et eget prisområde. Vi har kommet til at det er så mange utfordringer ved å gjøre dette at vi ikke kan anbefale dette som et tiltak uten en større analyse og endring av regelverk. Vår vurdering er forklart i Vedlegg 14.

Oppsummert har vi sett at:

- **Riktige prissignaler kan stimulere til økt fleksibilitet i forbruk og produksjon:** Potensialet for regulering i Finnmark kan være ca. 200 MW, og av disse ligger ca. 50 MW i Øst-Finnmark. Med et prisområde vil markedet få frem fleksibiliteten vi i dag utnytter ved hjelp av spesialregulering.
- **Markedsmakt er en utfordring med eller uten prisområde:** Det begrensede antallet produsenter med reguleringsmulighet kan gi enkelte produsenter mulighet til å manipulere prisen. Dette gjelder imidlertid uavhengig av om vi bruker spesialregulering eller prisområde.
- **For lite tilgjengelig regulerbar kraft vil føre til pristopper opp mot rasjoneringspris:** Lav kapasitet inn til Finnmark, små marginer til vekst og lite regulerbar produksjon kan føre til svært volatile priser, med fare for priser på nivå med utkoblingspris for petroleumindustrien og/eller rasjoneringspris om vinteren. Samtidig kan det bli nullpriser om sommeren.
- **Høye priser og usikker forsynings situasjon kan føre til suboptimale løsninger:** For eksempel kan store nye forbrukere velge å bruke egenforsyning, selv om det ville vært mindre kostbart å bygge nett for å løse flaskehalsen.
- **Kraftsystemet skal også kunne håndtere revisjoner og feil:** Dersom all fleksibilitet er utnyttet i ordinær drift er det mindre fleksibilitet igjen for å håndtere slike hendelser.
- **Finnmark som eget prisområde innebærer endring fra tidligere praksis:** Dersom det skal være aktuelt å ha Finnmark som eget prisområde vil dette kreve mer grundige analyser og trolig også en bredere forankring utenfor Statnett. Vi må også forholde oss til nye direktiver fra ENTSO-E, som gjør det mer omfattende å opprette prisområder

Med bakgrunn i dette mener vi at Finnmark per i dag ikke er egnet som et prisområde. Dette kan endre seg i fremtiden, og blant annet kan innføring av flytbasert markedsklarering forenkle håndteringen av markedsgrensene og gjøre det lettere rent praktisk å ha flere små prisområder.

Alternativet for å utnytte fleksibiliteten i vannkraften er at Landssentralen spesialregulerer i driftstimen – slik det blir gjort i Finnmark i dag. Mer utstrakt bruk av spesialregulering vil være dyrt og ikke minst utfordrende for operatørene å håndtere.

11 Nettkonseptene kan bygges ut trinnvis – ulike delstrekninger møter ulike behov

I behovsanalysen viste vi at det ikke er tilstrekkelig kapasitet til å knytte petroleumsinstallasjoner til nettet, hverken i Øst- eller Vest-Finnmark. Fra kapittel 9 tar vi med oss tre konsepter til alternativanalysen:

- Konsept 0: Egenforsyning av petroleumsinstallasjoner
- Konsept 1: Ny 420 kV-forbindelse gjennom Finnmark via Norge
- Konsept 2: Ny 420 kV-forbindelse gjennom Finnmark via Finland

K1 og K2 øker kapasiteten inn til og gjennom Finnmark. Nettkonseptene kan bygges ut trinnvis og i både scenario 2,3 og 4 kan det være tilstrekkelig å kun bygge delstrekninger.

I fravær av stort petroleumsforbruk kan andre tiltak bedre leveringspåliteligheten. I usikkerhetsanalysen vil vi vurdere hvordan noen av disse tiltakene kan endre på lønnsomheten av konseptene, dersom de blir gjennomført først.

11.1 Delstrekninger av konseptene legger til rette for scenario 2 og 4

I alternativanalysen vil vi vurdere konseptene opp mot hverandre. Hvorvidt det er rasjonelt å bygge nett er blant annet avhengig av investeringskostnaden kontra kostnaden for egenforsyning. For å rangere nettkonseptene ser vi på prissatte og ikke-prissatte virkninger i de ulike konseptene opp mot hverandre. Av disse er forventede avbruddskostnader, investeringskostnader og naturinngrep særlig viktig.

Investeringskostnadene for nett er høye. Dette gjør det viktig å tilpasse konseptene til forbruksscenariene. Vi vil derfor vurdere lønnsomheten av å kun bygge delstrekninger:

- I scenario 2 betyr dette å bygge 420 kV Skaidi-Hammerfest
- I scenario 4 står det mellom 420 kV Skaidi-Varangerbotn-Kirkenes og 420 kV Finland-Varangerbotn-Kirkenes
- I scenario 3 innebærer dette 420 kV Skaidi-Hammerfest og 420 kV Varangerbotn-Kirkenes eller 420 kV Finland-Varangerbotn-Kirkenes

I alternativanalysen vurderer vi hvorvidt vi skal bygge hele eller deler av konseptet, basert på en lønnsomhetsvurdering av økt leveringspålitelighet.

11.2 Utfall av 420 kV ledningen kan føre til avbrudd hos petroleumsaktørene

I K1 og K2 forutsetter vi én 420 kV ledning fra Skaidi til Hammerfest og én 420 kV ledning fra Varangerbotn til forbruksområdet i Øst-Finnmark. Ved utfall av disse ledningene kan underskuddet være større enn det er kapasitet til å forsyne med gjenværende nett. Vi må derfor utstyre petroleumsinstallasjonene med systemvern. Dersom vi skal unngå dette må vi i bygge dublerede forbindelser helt ut til forbruket.

Ved å bygge delstrekninger får vi lavere leveringspålitelighet sammenliknet med å bygge hele K1 og K2. Dette er fordi det er utfall av flere kilometer ledning som kan føre til avbrudd. Vi kommer i en situasjon der vi risikerer relativt hyppige avbrudd i strømforsyningen. Imidlertid fins det tiltak som kan bedre leveringspåliteligheten, blant annet:

- Lakselv-Adamselv2
- Ny vindkraftproduksjon. I Hammerfest alene, i Øst-Finnmark i kombinasjon med andre tiltak
- Effektreduksjon

- Batterier, dieselaggregater og utvidelser i eksisterende vannkraft

11.3 I fravær av store petroleumsinstallasjoner kan andre tiltak være rasjonelle

I kapittel 10 vurderte vi tiltak i og utenfor nettet som kan bedre leveringspåliteligheten både ved forbruksvekst med kort ledetid (scenario 1) og ved en trinnvis utbygging av konseptene. Vi viste også tiltak som legger til rette for konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark.

Det er usikkert når det eventuelt blir gjort funn i petroleumssektoren. Hvis det går lang tid før det blir gjort funn, kan det bli aktuelt å gjennomføre noen av tiltakene vi har pekt på i kapittel 10. Avhengig av hvilke investeringer som blir gjort, vil dette i ulik grad endre på lønnsomheten av konseptene. Det er særlig ny ledning Skaidi-Hammerfest på 132 kV og Lakselv-Adamselv2 vi mener kan være viktig i denne sammenheng. I usikkerhetsanalysen vil vi vurdere hva det vil ha å si for lønnsomheten av konseptene hvis disse ledningene blir bygget i forkant.

Del IV Alternativanalyse

Hensikten med alternativanalysen er å synliggjøre samfunnets kostnader og nytte av de ulike alternativene. Dette gir grunnlag for å vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet, hvor både prissatte og ikke-prissatte virkninger inngår.

Vi har valgt en tilnærming hvor vi tar utgangspunkt i konseptenes lønnsomhet ved stort nytt petroleumsforbruk både Vest- og Øst-Finnmark. Senere ser vi på situasjoner med mindre eller mer forbruk, og konsekvensene av å bare gjennomføre deler av konseptene.

Konseptene vi vurderer er egenforsyning (Konsept 0), nytt nett fra Balsfjord (Konsept 1) og nytt nett fra Finland (Konsept 2). Resultatene fra alternativanalysen viser at Konsept 2 har de beste prissatte virkningene pga. lavest kostnader, mens konsept 0 har de beste ikke-prissatte virkningen pga. mindre naturinngrep.

Rangeringen mellom konseptene er avhengig av flere faktorer:

- Kostnaden for egenforsyning drives i stor grad av CO₂-kostnader. Ved lave CO₂-kostnader og gasspriser, kan konsept 0 også få best prissatte virkninger. Kort varighet på utvinningen av petroleum og tekniske forhold på installasjonene kan bidra på samme måte.
- Konsept 2 har lavere kostnader og mindre negative konsekvenser for naturinngrep i Norge enn konsept 1. I ingen av usikkerhetsvurderingene vi har vurdert, kommer hele konsept 1 bedre ut enn hele konsept 2. Det skal altså relativt store endringer til for å endre rangeringen.

En trinnvis utbygging av konseptene kan redusere risikoen for feilinvesteringer og øke lønnsomheten av nettkonseptene, når vi vurderer usikkerhet i hvor petroleumsforbruket eventuelt blir etablert.

- Dersom petroleumsforbruket kommer i Vest-Finnmark, er kun Skaidi-Hammerfest sannsynligvis mest lønnsomt. Denne konklusjonen er robust, med mindre det allerede er bygget en ny 132 kV-ledning på strekningen og deelektrifisering ikke medfører store ekstrakostnader.
- Elektrifisering i Øst-Finnmark er dyrere enn i Vest-Finnmark, og egenforsyning er i de fleste tilfeller mest lønnsomt. Lønnsomhet kan imidlertid ikke utelukkes. Hvis vi skal bygge nett er det aktuelt å kun bygge én ny ledning inn til Øst-Finnmark, enten fra Skaidi eller fra Finland. Ledning fra Finland fremstår som beste løsning og inngår kun i K2.
- Avhengig av hvor stor forbruksveksten blir kan det også være rasjonelt å kun bygge ut deler av konseptene, selv hvis det kommer petroleum i både Vest- og Øst-Finnmark. Konsept 2 uten Skaidi – Varangerbotn kommer best ut i de fleste analysene, men rangeringen avhenger av utvikling i produksjon, forbruk og investeringskostnader for nett.

12 Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3

Vi har valgt en metodisk tilnærming hvor vi tar utgangspunkt i scenario 3 (stort nytt petroleumforbruk både vest og øst) og de store konseptene. I vurderingen av realopsjoner sjekker vi om det er bedre å realisere kun deler av konseptene, for eksempel dersom det kun kommer petroleum et av stedene.

Scenarioene for forbruksutvikling vi beskrev i behovsanalysen er konstruert for å få frem forskjellen i hva som er rasjonell utvikling av kraftsystemet, gitt ulike utviklingsbaner. Vi har ikke knyttet noen sannsynlighet til scenarioene, og det er ikke ett scenario som representerer vår forventning på nåværende tidspunkt.

I alternativanalysen vurderer vi nytte og kostnader i form av prissatte og ikke-prissatte virkninger. Prissatte virkninger er virkninger vi kan verdsette i kroner og øre. Ikke-prissatte virkninger er virkninger det er vanskeligere å verdsette. Vi fokuserer derfor på å beskrive konsekvensene. I dette tilfellet er de ikke-prissatte virkningene naturinngrep. Virkningene i scenario 3 er oppsummert i tabellen nedenfor.

Tabell 16: Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger (2015-MNOK).

Samfunnsøkonomisk analyse		Fra Balsfjord	Fra Finland
Case: Basis	K0	Hele K1	Hele K2
Forventede investeringskost. (2015-kr)	0	6 860	6 080
Tidspunkt idriftsettelse	2030	2030	2030
Prissatte virkninger (diskontert til 2025)			
Investeringskostnader nett	0	-5 310	-4 730
Endring drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-240	-190
Reduserte overføringstap	0	-340	-80
Sparte reinvesteringer	0	180	450
Avbruddskostnader nett	-10	-60	-60
Kostnad egenforsyning (netto)	-5 340	0	0
Vindkraft i Øst-Finnmark	0	80	90
Sum prissatte virkninger (scenario 3)	-5 350	-5 690	-4 520
Nettovirkninger	0	-340	830
Ikke-prissatte virkninger			
Konsekvens for naturinngrep (i Norge)	0	(-)/(-)	(-)

Alle konseptene har negative prissatte virkninger. For at konseptene skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme, må derfor verdiskapingen fra petroleumssektoren være store nok til at konseptene er lønnsomme. Vi antar at differansen mellom konseptene i vår analyse her har liten betydning, da energiforsyningskostnadene kun utgjør en liten del av de samlede kostnadene ved utvinning av petroleum samtidig som verdiskapingen kan være høy. Oljedirektoratet har estimerte at netto kontantstrøm fra Barentshavet sørøst kan være 50 – 280 mrd. kroner årlig³¹ (20).

Konsept 0 medfører store kostnader knyttet til egenforsyning av petroleumforbruket i både Øst- og Vest-Finnmark. Innkjøp av kvoter i EUs kvotesystem for CO₂, som følge av cirka 1,5 millioner tonn CO₂ større utslipp på petroleumsinstallasjonene per år, er en del av disse kostnadene. I alternativanalysen er CO₂-kostnadene verdsatt basert på kostnadene for innkjøp av kvoter i EU ETS, med priser fra Statnetts basisscenario (hvor kvoteprisen er 20-25 €/tCO₂).

Konsept 2 har bedre prissatte virkninger enn konsept 0. Samtidig medfører konsept 2 større naturinngrep enn konsept 0. Beslutningen innebærer derfor blant annet en avveining mellom hensynet til klimagassutslipp og fysiske inngrep i naturen.

³¹ Netto kontantstrøm av petroleumssressene er brutto salgsverdi minus tilhørende kostnader knyttet til leting, utbygging og drift. Netto kontantstrøm fra Barentshavet er altså ikke inkludert i disse estimatene.

Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3 2015

Konsept 2 har bedre prissatte virkninger enn konsept 1. Det skyldes lavere kostnader og bedre nyttevirksomheter enn konsept 1. Forskjellene mellom konsept 1 og 2 avhenger av hvordan nytte og kostnader på finsk side verdsettes og fordeles, fordi vi fokuserer på norsk samfunnsøkonomi i denne analysen.

Konsept 2 medfører større naturinngrep, drift- og vedlikeholdskostnader og høyere overføringstap i Finland enn konsept 0 og 1. Dette har vi ikke vektlagt direkte i sammenstillingen over, men indirekte gjennom at hele investeringskostnaden på finsk side er inkludert i sin helhet i konsept 2. Det kan være nytte- og kostnadsvirkninger i Finland som vi ikke har identifisert eller vektlagt. Endelig kostnadsfordeling har derfor betydning for resultatene.

12.1 Vi fokuserer på norske samfunnsøkonomiske virkninger i et langsiktig perspektiv.

Alle virkninger er diskontert med syv prosent reelt før skatt. Unntaket er for lønnsomhet av vindkraft, hvor vi har brukt 6,5 prosent. Diskonterte kronebeløp er avrundet til nærmeste 10-millioner kroner og oppgis i 2015-kroner. Nåverdier oppgis per 2025. Sistnevnte er noe senere enn det som er vanlig for Statnetts analyser, hvor nåverdier oppgis i samme år som analysen ble utarbeidet.

Analyseperioden er 40 år fordi dette samsvarer med levetiden på nye stasjoner i sentralnettet og virker rimelig i lys av varigheten på nye petroleumsanlegg. Vi har antatt en stabil valutakurs på 8,5 € per krone etter 2025 i vår analyse. Frem til da antar vi en tilpasning fra dagens kurs, men det har liten betydning siden virkningene kommer etter 2025.

12.2 Egenforsyning av petroleumsforbruket medfører høye kostnader i konsept 0

Vi antar først at det kommer nye petroleumsinstallasjoner i 2030, i både Øst- og Vest-Finnmark. I konsept 0 er det ikke kapasitet til å forsyne dette petroleumsforbruket med kraft fra nettet. Som vi drøftet i behovsanalysen er verdiskapingen av petroleumsutvinning sannsynligvis stor nok til at det forsvarer kostnaden av energiforsyningen. Vi tror derfor at aktørene vil ønske egenforsyning i form av gassturbiner fremfor å ikke fatte investeringsbeslutning i konsept 0.

De landbaserte gassprosessanleggene i Norge forsynes i dag med lokal kraftproduksjon (egenforsyning) og/eller med kraft fra nettet³². Sistnevnte omtaler vi i denne rapporten som elektrifisering. Vi fokuserer i det videre på merkostnaden ved egenforsyning med gassturbiner versus elektrifisering. Petroleumsinstallasjoner har også vanligvis behov for varme. Ved egenforsyning kan dette helt eller delvis dekkes med overskuddsvarme fra gasskraftverket, mens det ved elektrifisering vanligvis blir dekket av gassfyrte kjeler (avhengig av hva som er billigst). Merkostnaden omtaler vi som nettokostnaden ved egenforsyning.

Med forutsetningene som vi presenterer nedenfor, er merkostnadene ved egenforsyning estimert til cirka 5,3 milliarder kroner for to anlegg på 200 – 250 MW hver. Nettokostnadene ved egenforsyning må være høyere enn de samlede kostnadene ved nett-tiltakene, for at elektrifisering skal være mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn egenforsyning. Dette avhenger av hvor petroleumsinstallasjonene kommer, da dette påvirker kostnadene for nettkonseptene. Dette kommer vi tilbake til senere. I første omgang konsentrerer vi oss om kostnadene ved egenforsyning.

³² På gassprosessanlegget på Kårstø er det noen eldre gassdrevne kompressorer, mens den nyeste er elektriske.

Tabell 17: Forventede nettokostnader for egenforsyning.

Nettokostnader egenforsyning (2015-MNOK)	
Case 1: Basis	K0
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	450
Endring CO ₂ -utslipp i Norge per år (Mill. tCO ₂)	1,5
Investeringskostnader kraftverk	-4 150
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-1 070
Drift- og vedlikeholdskostnader	-2 440
Energikostnader (gasturbiner)	-11 630
CO ₂ -kostnader	-3 070
NO _x -kostnader	-700
Varmeproduksjon (gass, CO ₂ - og NO _x)	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	14 960
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770
Samlet nettokostnad egenforsyning	-5 340
LRMC (kr/MWh)	520
SRMC (kr/MWh)	350
Elektrifering (kr/MWh)	-400

Resultatene i tabellene er basert på et europeisk perspektiv (kun EU ETS) og våre basispriser (20 €/tonn CO₂ i 2030, økende til 25 €/tonn i 2040, gasspris i Europa³³ på 1,8 kr/Sm³ og kraftpriser i Norge³⁴ på 45 €/MWh i hele analyseperioden). Varmebehovet på petroleumsinstallasjonene er antatt til 25 prosent av elkraftbehovet. Dette gjør at virkningsgraden på gasturbiner er cirka 75 prosent³⁵. Investeringskostnadene er basert på investeringskostnader for liknende anlegg.

De forventede samfunnsøkonomiske kostnadene ved egenforsyning avhenger av forutsetninger som i dag ikke er avklarte. Med dette mener vi spesielt hvordan CO₂ skal verdsettes og hvordan virkningene skal diskonteres over tid. Dette drøfter vi nærmere i usikkerhetsanalysen.

12.3 Investeringskostnader i nettet er høyere i konsept 1 enn konsept 2

For nettkonseptene ser vi at å bygge via Finland (K2) er billigere, selv om det er lengre i antall km enn via Norge (K1). Dette skyldes i stor grad at enhetsprisen på finsk side er vesentlig lavere enn i Norge. I tillegg er terrenget lengre øst billigere å bygge i enn lengre vest. Sistnevnte slår negativt ut for K1.

Tabell 18: Investeringskostnader nett.

Investeringskostnader (2015-MNOK)	K0	Fra Balsfjord	Fra Finland
		Hele K1	Hele K2
Forventede investeringskostnader	0	-6 860	-6 080
Forventede investeringskostnader (diskontert)	0	-5 310	-4 730

K1 innebærer omtrent 650 km ny ledning og 6 stasjoner, med en forventet investeringskostnad på omtrent 6,9 mrd. kr. K2 innebærer omtrent 850 km ny ledning og 6 stasjoner, med en forventet investeringskostnad på omtrent 6,1 mrd. kr.

Konsept 2 har cirka 800 millioner kr. lavere investeringskostnader enn konsept 1. Forskjellen i nåverdi er om lag 600 millioner kr. Investeringskostnadene i konsept 2 inkluderer alle nettkostnadene i

³³ Lokale gasspriser i Finnmark er antatt to prosent lavere enn gassprisen i Europa for å ta hensyn til transportkostnader.

³⁴ Kraftprisen i Nord-Norge er antatt 1,4 €/MWh lavere i konsept 0 pga. kraftoverskudd. I konsept 1 og 2 (og dermed tilknytning av større nytt forbruk) har vi antatt at prisene er 0,8 €/MWh lavere.

³⁵ Basert på at gasskraftverk som kun produserer elektrisitet kan ha en virkningsgrad på 60 prosent. Dersom de i tillegg kan forsyne et varmebehov uten å øke gassforbruket, vil virkningsgraden øke. Til sammenlikning er virkningsgraden på Melkøya LNG om lag 70 prosent.

Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3

2015

Finland. Dvs. at vi har inkludert hele kostnaden for ledning og stasjon som er nødvendig i Finland. Disse utgjør ca. 1500 mill.kr.

Selv om investeringskostnadene er forventningsrette, har de et stort utfallsrom. Dette kommer vi tilbake til i usikkerhetsanalysen. Der viser vi eksempelvis at det er mulig å redusere kostnadene betydelig i K1 ved å benytte annet enn dagens standard teknologi på våre ledningsmaster. Men vi ser også at det kan bli dyrere å bygge pga. bl.a. kort byggeperiode pr. år. Imidlertid ser ikke dette ut til å endre konklusjonen om at K2 i sum har lavest investeringskostnader. Vi ser også at de finske ledningskostnadene er lavere enn våre erfaringstall av å bygge ledning i Norge tilsier. Dersom vi justerer den finske km-kostnaden til å ligge på nivå med våre egne erfaringstall, vil heller ikke dette endre konklusjonen om at K2 fremstår med laveste investeringskostnader.

Kostnadsestimatene skal fange opp at vi er i en tidlig prosjektfase

Vi er nå på et veldig tidlig tidspunkt i prosjektutviklingen og hvor løsningene blir beskrevet på et overordnet nivå. Dvs. konsepter som er «tykke streker» på kartet mellom «a og b». Et konsept kan ha mange løsningsvalg eller mulige traseer. Dette gjør at vi nå har en grovere tilnærming til hva det koster å bygge tiltakene, enn hva som er naturlig i en meldings- eller konsesjonssøknad hvor traseen er avklart.

Vi benytter derfor den mest overordnede modellen vi har for estimering av investeringskostnader. Metodikken er en såkalt "top-down" estimering bygd opp av antagelser om mengde og enhetspriser. Enhetsprisene er basert på erfaringstall³⁶. Viktige kostnadsdrivere for ledning er antall km ledning, mens faktorer som terrengtype³⁷ og overføringskapasitet påvirker hva enhetsprisen vil være. I tillegg er teknologiske valg knyttet til mastetyper og fundamenter av stor betydning, samt hvor stor del av året det er mulig å bygge i. For stasjon er antall felt og grunnforhold viktige forhold for antakelsen vår om hva den kan komme til å koste. Andre kostnadsdrivere er eksempelvis råvarepriser og valuta.

Forøvrig har vi lagt til grunn at konseptene kun skal inneholde minimum av kostnader for å møte behovet vi har beskrevet. Kostnadene vi oppgir er justert for både risiko/trusler og muligheter som kan inntreffe (dvs. forventede investeringskostnader). Det betyr at den faktiske kostnaden til slutt kan avvike fra våre antakelser. Dette kommer vi tilbake til i kapitlet om usikkerhet i investeringskostnadene.

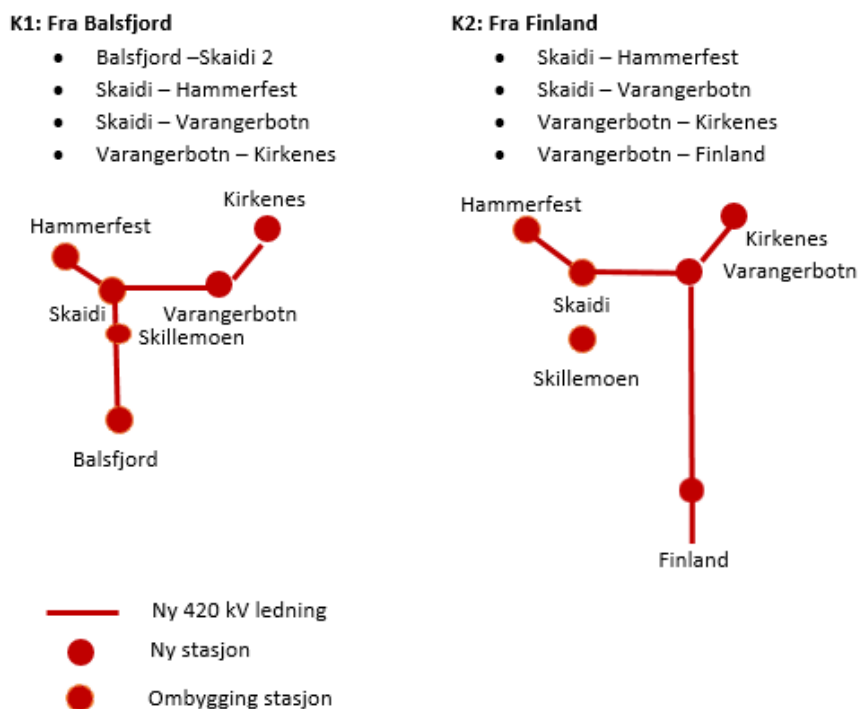
En stor del av kostnadene er relatert til å bygge i Finland (K2). Her har vi fått oppgitt kostnader av Fingrid som er den finske TSOen. De presiserer at kostnadene på finsk side avhenger av faktisk valgt teknisk løsning. Spesialkonstruksjoner og – løsninger vil medføre økte kostnader. Kostnadsestimatet er imidlertid deres beste anslag på forventet investeringskostnad.

Både konsept 1 og konsept 2 består av flere delstrekninger

De to overordnede konsepter fra mulighetsstudien som skal analyseres inneholder flere ulike tiltak som vist i figuren nedenfor. Konseptene inneholder mange av de samme strekningene, både ledninger og stasjoner. Hovedforskjellen på konseptene er hvorvidt den nye ledningen inn til Finnmark kommer fra Balsfjord (ca. 300 km) eller Finland (ca. 500 km). Dvs. at ca. 350 km ledning innad i Finnmark er felles for begge konsept.

³⁶ Vi følger Finansdepartementets veileder og estimatet har i henhold til AACI (Association for the Advancement of Cost Engineering International) en klasse 5 status, som er vanlig å bruke i tidligfase.

³⁷ Vi deler i denne fasen i tre kategorier (lett, middels og vanskelig), som hver har ulike enhetspriser. Det er en rekke elementer som avgjør valg av kategori. Eksempler på dette er islaster (kg/m), andel forankringsmaster, andel jord- og fjellfundamenter og tilgjengelig til vei.



Figur 23: Oversikt konsept 1 og 2.

Tabell 19: Forventede investeringskostnader K1 og K2 sortert etter ledning, stasjon og land.

Faste priser 2015 mrd.kr	Konsept 1				Konsept 2			
	Sum	Ledning	Stasjon	Sum	Ledning	Stasjon	Ledning Finland	Stasjon Finland
Investeringskostnad	6,9	4,9	2,0	6,1	2,8	1,8	1,2	0,3

Den delen av konseptene som er lik for begge er strekket fra Hammerfest via Skaidi og Varangerbotn til forbruksområdet i Øst-Finnmark, på om lag 350 km og 5 stasjoner. Forventet total kostnad for dette strekket utgjør ca. 4,6 mrd.kr i K1 og ca. 4,4 mrd. kr i K2. Forskjellen skyldes at omfanget av nødvendige investeringer i stasjoner er noe ulikt i de to konseptene.

Vi ser at ledningskostnadene utgjør den største delen av investeringskostnadene. De ledningskostnadene som er felles for begge konsept utgjør om lag 2,6 mrd.kr (350 km). Det som kommer ekstra i K2 er ledningen fra Varangerbotn til Finland, og dette utgjør om lag 1,4 mrd.kr (500 km), hvor størstedelen av ledningen er på finsk side. Det som kommer ekstra i K1 er strekningen fra Balsfjord til Skaidi som koster om lag 2,3 mrd.kr (300 km).

Stasjonskostnadene er på ca. 2 mrd.kr og omfatter tiltak i 6 stasjoner. Det er kun tiltak i Balsfjord og en stasjon i Finland som skiller konseptene her. Vi har lagt til grunn omfattende tiltak i 4 stasjoner hhv. Skaidi, Hammerfest, Varangerbotn og Kirkenes (samt i Finland i K2), og mindre tiltak i en stasjon (samt i Balsfjord i K1). Vi har lagt til grunn kun mindre tiltak der det blir etablert 420kV som følge av utbygging mellom Balsfjord og Skaidi i det pågående byggeprosjektet.

Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3

2015

12.4 Drifts- og vedlikeholdskostnader i nettet er noe høyere i konsept 1 enn konsept 2

Drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert basert på hvor mange kilometer ny ledning, og hvor mange stasjoner, som blir bygget. Hvor store stasjoner som blir bygget har også betydning. Drifts- og vedlikeholdskostnadene inkluderer ikke kostnader i Finland. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er derfor noe lavere i konsept 2 enn i konsept 1, siden det er mer ledning på norsk side i konsept 1. Generelt er drifts- og vedlikeholdskostnadene pr år relativt små i den store sammenhengen.

Tabell 20: Drifts- og vedlikeholdskostnader per år og nåverdi.

Drift- og vedlikeholdskost. (2015-MNOK)	K0	Fra Balsfjord Hele K1	Fra Finland Hele K2
Drifts- og vedlikeholdskostnader (MNOK/år)	0	-25	-20
Drifts- og vedlikeholdskostnader (diskontert)	0	-240	-190

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er diskontert med samme diskonteringsrente som investeringskostnadene for nett og egenforsyning, siden petroleumsforbruket er drivende for utbygging av nettkonseptene og avgjørende for de største virkningene.

12.5 Sparte reinvesteringer er størst i konsept 2 fra Finland

Ettersom konsept 1 og 2 innebærer at vi bygger nye ledninger, kan vi unngå å reinvestere enkelte av dagens 132 kV-ledninger når de når sin tekniske levetid. Vi har ikke tatt hensyn til reinvestering av stasjoner, ettersom eksisterende stasjoner fortsatt er nødvendige i konsept 1 og 2. Reinvesteringsbehovet i stasjoner påvirkes derfor i liten grad.

I konsept 1 og 2 kan vi unngå å reinvestere den eldste ledningen på strekningen Guolas – Nordreisa – Kvænangen – Alta (130 km). Disse når sin forventede levetid mellom 2035 og 2040. I konsept 2 er det i tillegg mulig å unngå reinvestering av Lakselv-Adamselv (84 km) eller Skaidi-Lakselv³⁸, samt Adamselv-Varangerbotn (80 km). Disse når sin forventede levetid i 2029³⁹ eller 2056, og 2042. Det gjør at man sparer flere reinvesteringer i konsept 2 enn i konsept 1.

Reinvesteringskostnadene er basert på kostnadene for 132 kV-ledninger, tre mill. kroner per km. Sparte reinvesteringskostnader er estimert ved å diskontere reinvesteringskostnaden fra tidspunktet de når forventet levetid⁴⁰ til referanseåret for analysen. Sparte reinvesteringskostnader og sparte kilometer ledning er oppsummert i tabellen nedenfor.

Tabell 21: Sparte reinvesteringskostnader målt i kilometer ledning og millioner kroner (nåverdi).

Reinvesteringer (Scenario 3, 2015-MNOK)	K0	Fra Balsfjord Hele K1	Fra Finland Hele K2
Sparte reinvesteringer (kilometer)	0	130	290
Sparte reinvesteringskostnader (diskontert)	0	180	450

Vi har ikke inkludert reinvesteringskostnader i Finland. Fingrid har oppgitt at eksisterende ledning til Norge sannsynligvis må reinvesteres omkring 2050. I konsept 2 kan potensielt reinvesteringsbehovet være lavere dersom det blir bygget flere stasjoner langs den nye 420 kV-ledningen. Men kostnadene for de nye stasjonene kan redusere gevinsten av å spare reinvestering av 220 kV-ledningen.

For øvrig henger sparte reinvesteringer og naturinngrep henger sammen. Dersom vi på lang sikt kan fjerne en ledning når vi bygger en ny, innebærer det at de samlede naturinngrepene av en ny ledning på lang sikt er lavere enn den er på kort sikt. Ledningene kan også fjernes tidligere, dersom man er villig til å ta rivekostnadene med en gang. Dette fokuserer vi på i andre deler av denne rapporten.

³⁸ Skaidi – Lakselv går gjennom Stabburdalen naturreservat. Sanering av denne ledningen kan derfor påvirke miljøvirkningene i konsept 2 også.

³⁹ Reinvesteringstidspunkt for Lakselv – Adamselv er basert på en vurdering av Statnett. Ledningen er fra 1974.

⁴⁰ Statnetts anleggsforvaltningsplan der vi har konkrete vurderinger. For andre ledninger legger vi til grunn 70 år for ledninger med tremaster og 90 år for ledninger med stålmaster. De fleste ledningene er tremaster nord for Balsfjord.

12.6 Elektrifisering medfører at overføringstapene øker i konsept 1 og 2

Overføringstapene i nettet avhenger av motstand og overføringsbehov i kraftsystemet. Mer nett gir lavere motstand og lavere tap. Tiltak i nettet vil isolert sett føre til lavere overføringstap. Økt flyt som følge av en stor vekst i forbruket fører derimot til større tap. I scenario 3 er virkningen av økt overføringsbehov større enn reduksjonen i tap som følge av nett-tiltakene i konsept 1 og 2.

Tapene er diskontert med samme diskonteringsrente som petroleum, fordi det er petroleum som driver endringene i overføringstapene. Dette valget er ikke opplagt, men det er av relativt liten betydning for resultatene.

Vi fokuserer på norske overføringstap i den samfunnsøkonomiske analysen. Når vi sammenligner de to nettkonseptene, med like stor vekst i forbruket, ser vi at de norske tapene er større i konsept 1 enn i konsept 2. Dette er fordi et sterkere nett i Norge fører til at en større andel av kraften går gjennom det norske nettet, med tilhørende tap. I konsept 1 øker tapene i det norske nettet cirka 90 GWh/år, mens de øker 20 GWh/år i konsept 2. I Norden er overføringstapene omtrent like i konsept 1 og 2⁴¹.

Tabell 22: Virkning på overføringstap målt i GWh/år, millioner kroner per år (i 2030) og nåverdi.

Overføringstap (Scenario 3, 2015-MNOK)	K0	Fra Balsfjord	Fra Finland
		Hele K1	Hele K2
Virkning overføringstap (GWh/år)	0	90	20
Virkning overføringstap (MNOK/år) del 1	0	-30	-10
Virkning overføringstap (diskontert)	0	-340	-80

12.7 Ny kraftproduksjon i Øst-Finnmark øker lønnsomheten av konsept 1 og 2

I konsept 1 og 2 øker overføringskapasiteten inn og ut av Øst-Finnmark. Det gjør at den konsesjonsgitte vindkraften i Øst-Finnmark kan bli realisert. Vindkraft i øvrige deler av analyseområdet kan realiseres i konsept 0. Vi fokuserer på verdien fra vindkraft i Øst-Finnmark. Resultatene tyder på at vindkraft i Øst-Finnmark på visse betingelser kan bidra med svakt positive prissatte virkninger.

225 MW vindkraft har fått endelig konsesjon i Øst-Finnmark, under forutsetning om tilstrekkelig kapasitet i sentralnettet. Vi fokuserer på vindkraft som har fått konsesjon, siden miljøvirkningene da er vurdert og prosjektene som helhet vurderes som realistiske. Erfaringsvis blir ikke all konsesjonsgitt vindkraft realisert.

Vindkraft har usikker, og trolig lav, lønnsomhet per produsert enhet. Vi forventer at investeringene kun blir gjennomført dersom de gir eierne en tilstrekkelig avkastning. Dagens markedspriser på kraft er relativt lave, og selv om de vil kunne stige på sikt er det usikkert hvor mye av vindkraften som faktisk blir bygget ut. Dette gjelder uavhengig av om det er ledig kapasitet i sentralnettet eller ikke. Vi antar for enkelhets skyld at 50 prosent av konsesjonsgitte vindkraften blir bygget ut i konsept 1 og 2, hvis produsentoverskuddet ikke er negativt.

Det er videre samfunnsøkonomiske virkninger fra vindkraft utover produsentoverskuddet. Dette må vi justere for i den samfunnsøkonomiske vurderingen. Eiendomsskatt er en kostnad for produsentene, men en inntekt for kommunene hvor vindmøllene er plassert. Eiendomsskatten er altså en omfordeling. Utbygging av vindkraft medfører naturinngrep. Prosjektene vi vurderer lønnsomheten av her har allerede fått konsesjon og omfanget av ny vindkraft som vi verdsetter er relativt lav. Vi antar derfor at miljøvirkningene derfor er sannsynligvis relativt små og vi har ikke vurdert de nærmere.

Videre kan vindkraft også påvirke leveringspålidelighet, overføringstap og flaskehalsler. Overføringstapene er i stor grad tatt hensyn til i lønnsomheten (gjennom marginaltapene) og påvirkningene på flaskehalsene er små. Virkningene på leveringspålideligheten er tatt hensyn til i

⁴¹ Våre beregninger tyder på at nordiske overføringstap øker anslagsvis 25 GWh per år i konsept 1 og 40 GWh per år i konsept 2. Dette er før utbygging av mer fornybar kraftproduksjon. Med en balansert utbygging av fornybar kraftproduksjon nær det nye forbruket, vil endringene i tap være lavere.

Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3 2015

beregningen av avbruddskostnader⁴². Andre virkninger utover produsentoverskuddet er derfor i utgangspunktet små og vi konsentrerer oss om produsentoverskuddet.

Tabellen nedenfor viser estimert langsiktig produsentoverskudd og prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet av vindkraft i Øst-Finnmark. Resultatene gjenspeiler vårt markedssyn som tyder på at vindkraften har svak positiv lønnsomhet. Dette gjør at lønnsomheten er ikke er robust og avhengig av en rekke usikre faktorer. Dette gjør også at det er usikkert hvorvidt det faktisk blir utbygging av vindkraft i Øst-Finnmark.

Tabell 23: Oppsummering av prissatte virkninger av vindkraft. Produsentoverskudd er nåverdier.

Forutsetninger vindkraft Øst-Finnmark	K0	Hele K1	Hele K2
Antatt idriftsettelse (nett)	2030	2030	2030
Antatt idriftsettelse vind	2030	2030	2030
Kapasitet vindkraft Nord-Norge (MW)	600	600	1000
Kapasitet vindkraft Øst-Finnmark (MW)	0	300	300
Faktisk utbygging (MW)			113
Faktisk produksjon (GWh)			495
Marginaltap	7,1 %	5,5 %	5,0 %
Prod.overskudd vind (2015-MNOK)	K0	Hele K1	Hele K2
Investeringskostnader vind	0	-1 080	-1 080
Reinvesteringskostnader vind	0	-210	-210
Drifts- og vedlikeholdskost. ekskl. marginaltap	0	-550	-550
Marginaltap	0	-110	-100
Eiendomsskatt	0	-80	-80
Salgsinntekter	0	2 050	2 050
Produsentoverskudd vind	0	0	10
Inntekt fra eiendomsskatt	0	80	80
Sentralnettsinvesteringer (ekstra)	0	0	0
Lavere avbruddskostnader (N-2)	0	0	0
Lavere avbruddskostnader (N-1)	0	0	0
Prissatt samf. øk. Lønnsomhet	0	80	90
<i>LRMC bedriftsøkonomisk (kr/MWh)</i>		400	400
<i>LRMC samfunnsøkonomisk (kr/MWh)</i>		380	380
<i>Gjennomsnittlig inntekt første 20 år (kr/MWh)</i>		380	380

Beregningene er basert på kostnader og inntekter på Raggovidda trinn 1. Raggovidda trinn 1 ble bygget ut med en forventet brukstid på 4200 timer per år og en investeringskostnad på 13 MNOK/MW. I beregningene har vi lagt til grunn 4300 timer brukstid og investeringskostnader på 12,8 MNOK/MW, på grunn av forventinger om mer effektive vindmøller og lavere kostnader for vindkraft de neste årene, men noe svakere valutakurs⁴³. Drifts og vedlikeholdskostnadene (OPEX) er antatt til 110 kr/MWh. Dette inkluderer eiendomsskatt, som vi antar er anslagvis 14,5 kr/MWh. Marginaltapene er ikke vurdert i detalj, men antatt noe lavere i konsept 1 og 2 fordi de er noe lavere i disse konseptene.

12.8 Det oppstår avbruddskostnader i alle konseptene, men hvem som rammes varierer

Avbruddskostnader er kostnader som oppstår som følge av avbrudd i strømforsyningen. Avbrudd oppstår når overføringsbehovet er større enn overføringskapasiteten etter utfall av ledninger eller komponenter i kraftsystemet. Avbruddskostnadene avhenger av hvor stort avbruddet blir, hvor lenge det varer og kostnadene som oppstår hos de som ikke får kraften de trenger.

Tabellen nedenfor oppsummerer avbruddskostnadene per konsept per år. Tabellen viser at det i scenario 3 er ventet flest og størst avbrudd i konsept 1 og 2. Omfanget er omtrent likt i disse

⁴² Virkningen er liten siden avbruddskostnadene i utgangspunktet er små i konsept 0, 1 og 2. Med mer forbruk eller slankere versjoner av konsept 1 og 2, kan dette bli endret.

⁴³ Cirka 70 prosent av investeringskostnadene i vindkraft er valutaeksponert. Snittkursen for Euro var 8,08 i 2013 og 2014. Vi har lagt til grunn en eurokurs på 8,5 og dette gjør at investeringskostnadene derfor er antatt noe høyere.

konseptene. Nåverdien av avbruddskostnader er 60 millioner kroner både i konsept 1 og 2. Antakelser og metode for å beregne avbruddskostnader er presentert i kapittel 19.3.

Tabell 24: Oppsummering leveringspålitelighet og avbruddskostnader i hvert konsept.

Avbruddskostnader	Fra Balsfjord			Fra Finland		
	K0	Hele K1	Hele K2	K0	Hele K1	Hele K2
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	0,2	1,1	1,1	0,2	1,1	1,1
Hvorav med lang varighet	0,01	0,06	0,06	0,01	0,06	0,06
Timer avbrudd per år (forventet)	1,4	6,6	6,5	1,4	6,6	6,5
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	20	80	80	20	80	80
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	20	80	80	20	80	80
Avbruddskostnader (MNOK/år)	1	6	6	1	6	6
Avbruddskostnader (diskontert)	10	60	60	10	60	60

I konsept 1 og 2 vil utfall mellom Varangerbotn og der petroleumsforbruket i øst blir etablert, føre til avbrudd. Vi har antatt at petroleumsforbruket blir knyttet til sentralnettet i Kirkenes. Kirkenes er cirka 10 mil fra Varangerbotn og antakelsen dekker derfor et vidt spekter av lokasjoner⁴⁴. I konsept 0 vil industriforbruk rammes, mens vi antar at petroleumsforbruket rammes i konsept 1 og 2. I konsept 0 kan det oppstå avbrudd som følge av feil på gassturbinene, men dette har vi ikke tatt hensyn til.

Tabell 25: Avbruddskostnader sortert etter hvilket snitt de oppstår på. Nåverdier i millioner kroner.

Avbruddskostnader (diskontert*)	Finnmark	Vest-Finn.	Hammerf.	Øst-Finn.	Kirkenes
K0	0	0	10	0	0
Hele K1	0	0	40	0	20
Hele K2	0	0	40	0	20

*) Scenario 3, Case 1

Oppsummert oppstår det altså avbruddskostnader internt i Finnmark i alle konseptene. I konsept 1 og 2 rammes dette sannsynligvis det nye petroleumsforbruket, mens øvrig industriforbruk rammes i konsept 0. Alminnelig forsyning rammes ikke. På tross av mer overføringskapasitet, er de størst i konsept 1 og 2. Dette skyldes at overføringsbehovet er større enn i konsept 0.

Likevel er ikke avbruddskostnadene høye nok til at vi forventer at det er lønnsomt med dublerede forbindelser helt ut til det nye petroleumsforbruket. I Hammerfest vil for eksempel fullstendig dublering medføre at investeringskostnadene øker cirka 400-500 millioner kroner, mens avbruddskostnadene er forventet omkring 40 millioner kroner. I Øst-Finnmark er dublering dyrere.

Vi har antatt at systemvernene konfigureres på en liknende måte som systemvernet tilknyttet på Melkøya LNG i dag. Der kobles det en gitt mengde kraft ut ved utfall av kritiske komponenter i kraftsystemet. Hvor mye avgjøres fortløpende⁴⁵. På prosessanlegget i Nyhamna kobles derimot hele kraftforbruket ut ved kritisk feil, slik at avbruddet blir større og hele prosessanlegget stanser for en lengre periode. Dette har liten betydning når avbruddskostnadene er relativt små (som her), men kan ha betydning når avbruddskostnadene er høyere og vi kommer tilbake til det senere i rapporten.

Vi har fokusert på enkeltutfall i kraftsystemet. Flere komponenter kan også falle ut samtidig. Slike feil oppstår vanligvis svært sjeldent. Vi har gjort en gjennomgang av feilstatistikk i Finnmark og Nord-

⁴⁴ Man kan tenke seg flere andre lokasjoner for petroleumsanlegg i Øst-Finnmark. De fleste er 8 – 12 mil fra Varangerbotn. I Kirkenes er det ofte en del innmating fra kraftproduksjon, som reduserer sannsynlighet og størrelsen på avbruddene. Det er det på andre aktuelle lokasjoner også, spesielt vindkraften på Raggovidda og Hamnefjellet. Antakelsen om Kirkenes gjør det enklere for oss å beregne avbruddskostnadene fordi vi uansett har laget en modell for området, samtidig som sannsynligheten for avbrudd blir representativ for flere lokasjoner i Øst-Finnmark.

⁴⁵ Vi har antatt hver åttende time (men om det har ikke så stor betydning om man legger til grunn fire eller tolv timer, eller liknende).

**Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3
2015**

Troms de 15 årene og ikke funnet at kritiske komponenter har falt ut samtidig⁴⁶. Samtidige feil har altså sannsynligvis liten betydning for konseptvalget. Det er også metodisk langt mer komplisert å beregne avbruddskostnader for slike feil.

⁴⁶ 3. mars 2011 fant vi to utfall som inntraff med 50 minutter overlapp. Dette var Alta Trafo –Kvænangen 2 og Skaidi-Alta Trafo. Det finnes imidlertid flere dager hvor det har vært mange feil, men siden de fleste feil varer i bare noen minutter, gjør dette at de ikke inntraff samtidig. I tillegg skal begge forbindelsene være kritiske i forsyningen for at det skal oppstå avbrudd.

12.9 Betydelige negative miljøvirkninger i nettkonseptene

Konsekvenser for miljøet kan være en viktig del av beslutningsgrunnlaget når man vurderer ulike konsepter opp mot hverandre. Miljøvirkninger i form av naturinngrep er både vanskelige og kontroversielle å verdsette. I denne analysen har vi tatt med denne type miljøvirkningene som ikke-prissatt virkning.

Store deler av Nord-Troms og Finnmark er definert som inngrepsfritt (INON). De inngrepsfrie områdene brytes i hovedsak opp av veier, kraftnett og boligområder. Finnmark er det største fylket i landareal, men det fylket som har færrest innbyggere. Over 10 % av arealet i Finnmark er nasjonalpark, de fleste større elver er vernede og det er store verneområder på land. Samisk reindrift er en viktig næring i Nord-Troms og Finnmark. Å bygge kraftlinjer i den størrelsesorden konsept 1 og 2 omfatter i dette området, vil ha betydelige negative miljøvirkninger. Avbøtende tiltak for å unngå nye inngrep i verdifulle naturområder vil i hovedsak være å bygge i tilknytning til eksisterende tekniske inngrep. Dette må imidlertid veies opp mot ulempene store tekniske inngrep kan ha for reindriften. Det vil være vanskelig å helt unngå områdene med inngrepsfri natur, og områder med betydning for reindrift, ved gjennomføring av konsept 1 og 2.



Figur 24: Inngrepsfrie områder i Nord-Troms og Finnmark markert i grønt. Kilde: Miljødirektoratet

Konseptene vurderes opp mot miljømål

Vi vurderer miljøvirkningene av konseptene ved å kartlegge konseptenes grad av konflikt med nasjonale miljømål og Statnetts miljømål, og omfanget av påvirkning konseptene vil ha. I denne vurderingen har vi fokusert på miljømål for naturverdier, friluftsliv, landskapsbildet, nærmiljø og reindrift. For de aktuelle områdene er det særlig for inngrepsfri natur, vernede områder, arter av nasjonal forvaltningsinteresse og samisk reindrift det kan bli stor grad av konflikt med miljømål. Vi baserer oss på registrerte miljøverdier i ulike nasjonale databaser. En detaljert gjennomgang av analysemetoden, herunder en oversikt over aktuelle miljømål, er gitt i kapittel 20.4.

Konsept 1 og 2 omfatter bygging av 420 kV-ledning på henholdsvis cirka 650 og cirka 850 kilometer i områder med mye inngrepsfri natur, vernede områder og arter av nasjonal forvaltningsinteresse. Området har også stor betydning for samisk reindrift. Av reindriftsområder i Norge er det i disse nordligste områdene og især på Finnmarksvidda at det er størst virksomhet innenfor denne næringen.

Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3 2015

I landsdelen finnes det mange spor i form av samiske kulturminner som gjenspeiler den historiske driften og samenes bruk av områdene fra gammelt av.

Størrelsen på konseptene og de registrerte miljøverdiene i området gjør at konsept 1 og 2 har risiko for stor grad av konflikt med miljømål og i utgangspunktet et stort negativt omfang. Hovedårsakene er den store andelen inngrepsfrie områder og områdenes betydning for samisk reindrift. Dette fører igjen til at det er risiko for stor negativ miljøvirkning av konseptene.

Av delstrekningene som inngår i konsept 1 og 2 vurderer vi at Skaidi-Varangerbotn vil ha stor negativ miljøvirkning. Også delstrekningen på finsk side, som inngår i konsept 2, vil sannsynligvis ha stor negativ miljøvirkning. Dette skyldes at de aktuelle områdene er store med få eksisterende tekniske inngrep, de har stor reindriftsaktivitet og store inngrepsfrie områder.

I en samlet vurdering av miljø er virkninger av klimagass- og andre utslipp også relevant. I denne analysen inngår utslipp av CO₂ og NO_x-utslipp fra egenforsyning i prissatte virkninger i konsept 0. I dette konseptet bygges det ikke nett og miljøvirkningene som følge av naturinngrep er dermed ubetydelige. Det vil være miljøvirkninger som følge av eventuelle framtidige klimagassutslipp fra gassturbiner på petroleumsinstallasjoner, som er omtalt under vurderingen av de prissatte virkningene nevnt over.

Samlet miljøvirkning av konseptene avhenger av finsk delstrekning

Basert på en vurdering av konseptenes grad av konflikt med miljømål og omfang av tiltakene har vi kommet fram til miljøvirkningene av konsept 2 vil være stor negativ, mens konsept 1 vil ha stor/middels negativ miljøvirkning. Hvis vi kun vurderer miljøvirkningene på norsk side av konsept 2, vil konsept 2 ha noe mindre negative miljøvirkninger enn konsept 1.

Konsept 0 omfatter ikke nybygging av nett og er ikke vurdert i denne miljøvurderingen. Konsept 1 og 2 omfatter mange av de samme delstrekningene. Vurdering av disse danner grunnlaget for miljøvurderingen av konseptene. En beskrivelse av de enkelte delstrekningene er gitt i Vedlegg 17.

Tabell 26: Konsept 2 har stor negativ miljøvirkning, mens konsept 1 kan ha noe mindre negativ miljøvirkning.

Konsept	Samlet miljøvirkning på norsk side		Samlet miljøvirkning av konseptene	
0: Egenforsyning av petroleumsinstallasjoner	Ikke vurdert		Ikke vurdert	
1: Ny 420 kV-forbindelse gjennom Finnmark via Norge	Stor/middels negativ miljøvirkning	(---/--)	Stor/middels negativ miljøvirkning	(---/--)
2: Ny 420 kV-forbindelse gjennom Finnmark via Finland	Middels/stor negativ miljøvirkning	(--/---)	Stor negativ miljøvirkning	(---)

Det negative omfanget av konsept 2 vil være større enn av konsept 1, hvis vi inkluderer delstrekningen på finsk side. I denne vurderingen fokuserer vi imidlertid på miljøvirkningene på norsk side⁴⁷, og dermed har konsept 1 et større negativt omfang enn konsept 2. Som utdypet under er det usikkerhet knyttet til avbøtende tiltak og samlet miljøvirkning. Miljøvirkningene kan bli mindre negative enn vist i tabellen over hvis avbøtende tiltak gjennomføres, men det er også en risiko for at miljøvirkningene

⁴⁷ Dette er fordi vi i denne utredningen regner på norsk samfunnsøkonomi. Metoden er beskrevet i metodekapittel 0.

kan bli større hvis vi bygger ut uten å ta hensyn til reindrift eller andre miljøverdier. Det er derfor avgjørende å vurdere miljøvirkninger og avbøtende tiltak i detalj i eventuell videre konsesjonsprosess.

Miljøvirkninger av Balsfjord-Skaidi kan bli mindre negative enn delstrekningen på finsk side

Hovedforskjellen på konsept 1 og 2 er at den lengste delstrekningen går fra Balsfjord til Skaidi i konsept 1, mens den går i Finland i konsept 2. Det er derfor avgjørende å skille miljøvirkningene for disse delstrekningene fra hverandre for å kunne skille miljøvirkningene for konseptene fra hverandre.

I konsept 1 er det lagt til grunn at ledningen mellom Balsfjord og Skaidi skal gå i parallell med 420 kV-ledning som er investeringsbesluttet. I utgangspunktet reduserer parallellføring det negative omfanget i dette tilfellet siden vi unngår inngrep i inngrepsfrie områder. Det er i midlertidig behov for å veie dette opp mot eventuelle negative miljøvirkninger for reindriften. Vi har likevel vurdert at parallellføring i dette tilfellet vil redusere det negative omfanget, og dette gjør at konsept 1 kommer noe bedre ut enn konsept 2 på samlet miljøvirkning.

Usikkerheten av miljøvurderingene for konseptene 1 og 2 er stor, da de aktuelle områdene er veldig store. Det er større usikkerhet knyttet til miljøvurderingen av delstrekningen i Finland enn strekningen Balsfjord-Skaidi 2. Hovedårsaken er at det er en 420 kV-ledning under bygging mellom Balsfjord og Skaidi, som har vært konsekvensutredet. I tillegg er forbindelsen på finsk side lengre enn delstrekningen Balsfjord-Skaidi.

Miljøvirkningene reflekterer at vi er i en tidlig prosjektfase

Når vi vurderer konseptenes omfang tar vi utgangspunkt i antall kilometer ny ledning som skal bygges og eventuelt hvor mye som skal saneres, som forklart i metodekapittelet. I tillegg påvirkes omfanget av miljøverdiene i områdene hvor det skal bygges og/eller saneres. Bygging av kraftnett har i utgangspunktet negativt omfang, siden vi sammenligner med en situasjon hvor det ikke bygges nett. Jo større område med miljøverdier som blir berørt jo mer øker det negative omfanget. På tilsvarende måte har sanering i utgangspunktet positivt omfang, men hvis vi sanerer i et område med registrerte miljøverdier vil omfanget bli mer positiv enn om vi sanerer i et område uten registrerte verdier. Hvordan sanering påvirker den samlede miljøvirkning av et tiltak avhenger dermed av forutsetningene som ligger til grunn, og må vurderes for hvert enkelt tilfelle.

Bygging i parallell med eksisterende nett vil normalt være bedre enn å bygge i områder uten eksisterende nett, under forutsetning at eksisterende nett går utenom for eksempel vernede områder. Årsaken er at vi unngår naturinngrep i inngrepsfrie områder. Som for sanering, må virkningen av parallellføring vurderes for hvert enkelt tilfelle, siden et veldig stort teknisk inngrep kan ha stort negativt omfang på for eksempel landskapsbildet, nærmiljø og friluftslivsinteresser. Det kan igjen føre til at ulike miljøvirkninger må veies opp mot hverandre, noe som selvfølgelig er en krevende oppgave – særlig i tidlig prosjektfase.

Det er usikkerhet rundt hva konseptene omfatter av sanering og når det eventuelt kan skje. På lengre sikt kan konsept 1 medføre at eksisterende ledning mellom Guolas og Alta saneres. Konsept 2 kan medføre at eksisterende ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. I tillegg kan enten ledningen mellom Lakselv og Adamselv eller ledningen mellom Skaidi og Lakselv saneres i dette konseptet, gitt at det bygges en stasjon i Adamselv med 132/420 kV transformering. Som vist i kapittel 13.5 Sparte reinvesteringer, kan konsept 2 medføre mer sanering i Norge enn konsept 1.

Dagens ledning mellom Skaidi og Lakselv går gjennom Stabbursdalen naturreservat, og sanering av denne vil ha positiv miljøvirkning forutsatt at ny ledning bygges utenom reservatet. Sanering av dagens ledning mellom Adamselv og Lakselv vil ha positiv miljøvirkning – og stor positiv miljøvirkning hvis ny 420 kV Skaidi-Varangerbotn velges som en løsning med sjøkabel over Porsangerfjorden. Dette vil gjøre tidligere inngrepsfrie områder mellom Adamselv og Lakselv inngrepsfrie igjen.

Konsept 2 (fra Finland) er trolig best i scenario 3
2015

Det er lagt til grunn at ny 420 ledning bygges gjennom inngrepsfrie områder på Laksefjordvidda mellom Lakselv og Varangerbotn, noe som sannsynligvis vil gi delstrekningen Skaidi-Varangerbotn stor negativ miljøvirkning uavhengig av sanering av deler av eksisterende nett. For å kunne vurdere miljøvirkningen av sanering, er det derfor avgjørende å se på løsninger for nybygging og sanering samlet for hele konseptet. Det må gjøres i eventuell videre konsesjonsprosess.

Generelt kan vi si at det er mange viktige registrerte naturverdier å ta hensyn til i begge konseptene som omfatter nettbbygging, at det er avgjørende at miljøverdier kartlegges i detalj i videre konsesjonsprosess, og at avbøtende tiltak som sanering vektlegges. Det er også avgjørende å ta hensyn til reinnæringen og gjennomføre avbøtende tiltak for å opptre i henhold til nasjonale mål for reindrift.

Skaidi-Varangerbotn og finsk delstrekning har stor negativ miljøvirkning

Konsept 1 og 2 omfatter mange av de samme delstrekningene. Vi har derfor valgt å vurdere delstrekningene for seg og så sammenstille vurderingene i konsept 1 og 2. To delstrekninger er vurdert til å ha stor negativ miljøvirkning, det er Skaidi-Varangerbotn og delstrekningen på finsk side. Begge de aktuelle områdene er store med få eksisterende tekniske inngrep, de har stor reindriftsaktivitet og store inngrepsfrie områder. Sammen med Balsfjord-Skaidi 2 er dette de lengste delstrekningene.

For å komme fram til den samlede miljøvirkningen av konsept 1 og 2 gjør vi en kvalitativ sammenstilling av delstrekningene de omfatter. Vi vektlegger delstrekningene med størst omfang i større grad enn delstrekninger med mindre omfang. Vi forsøker å ta hensyn til den totale miljøvirkningen for konseptet, herunder om den negative miljøvirkningen for eksempel på reindrift kan forsterkes av at flere delstrekninger bygges. Sånn sett kan den samlede miljøvirkningen av konseptene være annerledes enn om vi hadde tatt et gjennomsnitt av miljøvirkningen av delstrekningene.

Som nevnt er det usikkerhet knyttet til miljøvirkningene av delstrekninger og av konseptene i denne prosjektfasen. Det er avgjørende å gjennomføre mer detaljerte studier av miljøverdier og muligheter for avbøtende tiltak i eventuelle videre konsesjonsprosesser.

Tabell 27 under oppsummerer samlet miljøvirkning av delstrekningene i K1 og K2. Beskrivelse av miljøvirkningene for hver enkelt delstrekning er gitt i Vedlegg 17.

Tabell 27: Samlet miljøvirkning av delstrekningene i konseptene 1 og 2, basert på vurdering av delstrekningenes grad av konflikt med miljømål og omfang av tiltakene.

Delstrek	Konsept 1	Konsept 2	Samlet miljøvirkning
Balsfjord-Skaidi 2	X		Stor/middels negativ (---/--)
Skaidi-Hammerfest	X	X	Middels negativ (--)
Skaidi-Varangerbotn	X	X	Stor negativ (---)
Varangerbotn-Petroleum øst	X	X	Middels/stor (--/---)
Pirttikoski- Utsjoki		X	Stor negativ (---)
Varangerbotn-Finskegrensen		X	Liten negativ (-)

13 Rangering av konseptene er ikke robust

I alternativanalysen tok vi utgangspunkt i etablering av større nye petroleumsinstallasjoner i både Vest- og Øst-Finnmark (scenario 3). Resultatene viste at konsept 2 hadde best prissatte virkninger, mens konsept 0 hadde best ikke-prissatte virkninger på grunn av mindre naturinngrep. I dette kapittelet vurderer vi robuste disse resultatene er.

Resultatene viser at for at konsept 2 skal ha best prissatte virkninger, må det etableres nye petroleumsinstallasjoner hvor egenforsyningskostnadene er relativt høye. Ved høyt varmebehov på petroleumsinstallasjonene, lave lokale gasspriser (innestengt gass), deelektrifisering eller mindre forbruksvekst enn forventet, kan konsept 0 ha best prissatte virkninger.

Det er også en rekke andre forhold som kan gjøre at de prissatte virkningene i konsept 2 kun er marginalt bedre enn i konsept 0. Dette kan være høyere kostnader for konsept 2, kortere varighet på utvinningen av petroleum eller lavere kraft-, gass- og CO₂-priser. Tilsvarende er det en rekke situasjoner hvor konsept 2 har mer positive prissatte virkninger. Dette gjelder ved lavere kostnader for nett, høye CO₂-priser, mer forbruk enn antatt eller lite varmebehov på petroleumsinstallasjonene.

Konsept 2 har mer negative ikke-prissatte virkninger i form av naturinngrep enn konsept 0. Det er derfor en avveining mellom bedre prissatte virkninger, versus mer negative naturinngrep. Hvor negative naturinngrepene faktisk vil bli, er for øvrig også usikkert. Det skyldes at konsekvensene nå kun er overordnet vurdert, samtidig som det kan bli gjennomført avbøtende tiltak. Avbøtende tiltak vil påvirke de prissatte virkningene dersom de medfører ekstrakostnader.

Videre kan konsept 1 og 2 rangere om lag likt i prissatte virkninger dersom investeringskostnadene i Finland er høyere enn forventet. Det kan videre ikke utelukkes at kostnaden ved konsept 2 er høyere enn i konsept 1, da dette vil avhenge av hvordan fordelingen av kostnader mellom norske og finske aktører faktisk vil bli. Usikkerhetsanalysen viser imidlertid at det skal en del til før konklusjonen endres.

13.1 Det er relativt stort utfallsrom i både nytte- og kostnadsvirkningene

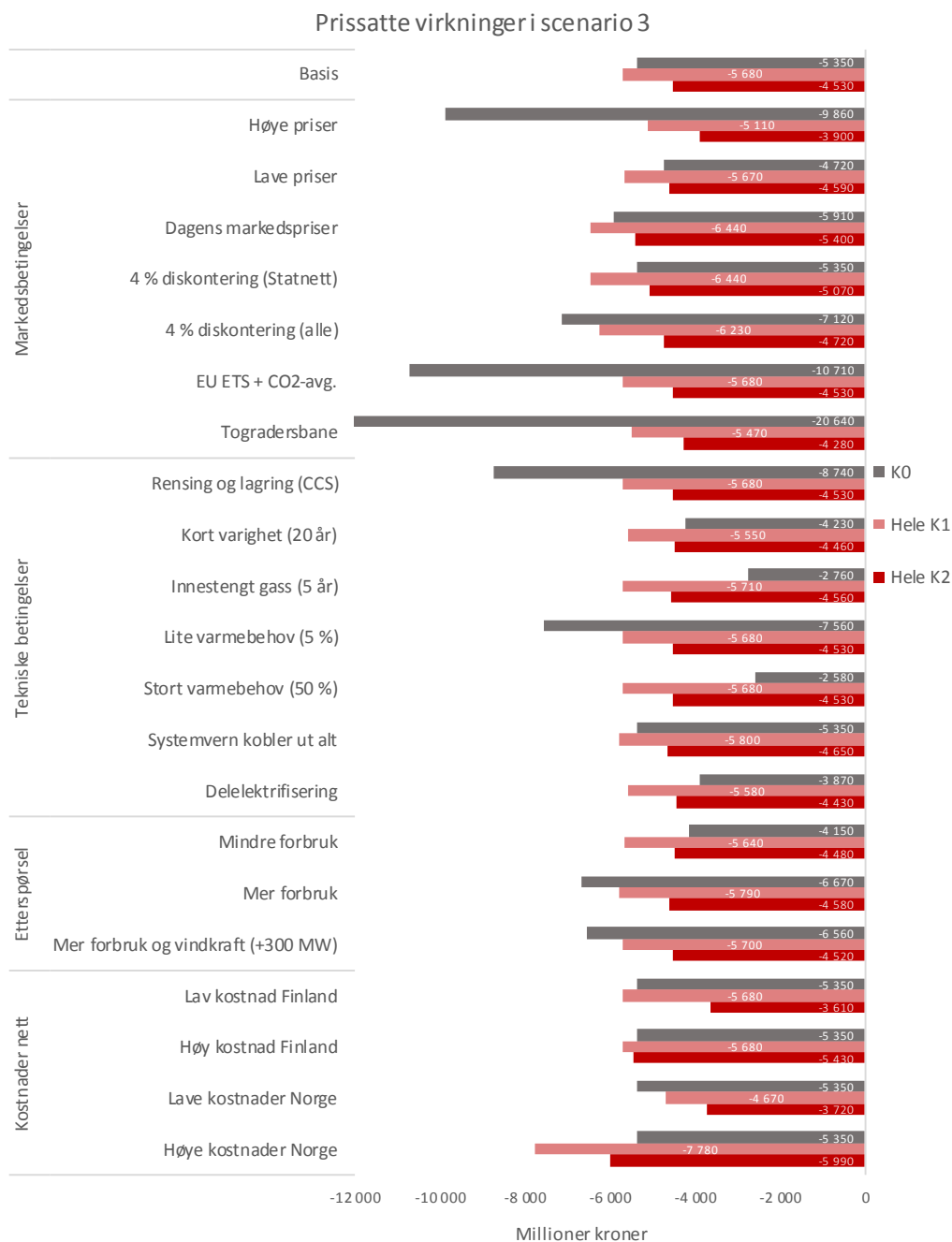
For å vise et utfallsrom og sentrale sammenhenger, har vi definert flere case hvor vi endrer forutsetningene. Rangeringen mellom konsept 0 og nettkonseptene avhenger i stor grad av kostnadene ved egenforsyning, mens rangeringen mellom konsept 1 og 2 påvirkes i hovedsak av investeringskostnadene for nett.

Vi starter med en oversikt over de viktigste usikkerhetsdriverne. Disse er illustrert gjennom ulike case. I usikkerhetsanalysen fokuserer vi mest på casene som har stor betydning for rangeringen. Casene som har mindre betydning er nærmere forklart i Vedlegg 18. Der er det også vist et scenario hvor kraftforbruket i scenario 3 i hovedsak kommer i Vest-Finnmark.

Enkelte usikkerhetsfaktorer har større betydning dersom kun deler av nettkonseptene etableres. Dette gjelder typisk usikkerhetsdrivere som påvirker avbruddskostnadene. Case hvor avbruddskostnader påvirkes vesentlig omtales derfor nærmere i kapittel 14, som handler om trinnvis eller delvis gjennomføring. Med en delvis gjennomføring vil avbruddskostnadene være av større betydning.

Oversikt over viktige usikkerhetsdrivere viser at særlig kostnaden ved egenforsyning er usikker

Tabellen nedenfor oppsummerer usikkerhetsanalysen. Tallene i figuren viser sum prissatte virkninger, der hver rad representerer ulike case. Basis er resultatene fra alternativanalysen. Casene er forklart nærmere under. Figuren viser at konsept 2 gjennomgående har minst negative prissatte virkninger. Unntakene er dersom utvinningen av petroleum har kort varighet (20 år), lokale gasspriser er lave (innestengt gass), det er stort varmebehov på petroleumsinstallasjonene, delelektrifisering er mulig og dersom forbruksutviklingen er lavere enn forventet.



Figur 25: Usikkerhetsanalyse i scenario 3. Figuren viser sum prissatte virkninger for hvert konsept i og med ulike forutsetninger.

Beskrivelse av forutsetningene i usikkerhetsanalysen

De viktigste endringene i casene er vist under. Innhold i parenteser viser endring fra basis.

- Markedsbetingelser:
 - o Høye priser: Kraftpriser 55 €/MWh i 2030 (+10) og 50 €/MWh (+5 €/MWh) fra 2040. CO₂-priser 80 €/tCO₂ (+60 €/tCO₂) fra 2040. Gasspriser 2,3 kr/Sm³ fra 2030 (+0,5) Lineær interpolering fra basispriser i 2030.
 - o Lave priser: Kraftpriser 35 €/MWh (-10 €/MWh) fra 2030 og CO₂-priser på 15 €/tCO₂ (-5 €/tCO₂) fra 2030.
 - o Dagens markedspriser. Som i lave kraftpriser, men lavere diskonteringsrente (-2 prosentpoeng på alle virkninger) og svakere krone pga. 9,4 NOEUR (-1,9 kr endring).
 - o Fire prosent diskontering (Statnett): Fire prosent diskontering på Statnetts kontantstrømmer. Det vil si alle virkninger unntatt kostnader egenforsyning, avbruddskostnader for petroleum og verdi av ny vindkraft i Øst-Finnmark.
 - o Fire prosent diskontering (alle): Fire prosent diskontering på alle prissatte virkninger.
 - o EU ETS + CO₂-avgift: CO₂-avgiften i petroleumssektoren lagt i tillegg til innkjøp av kvoter. Øker kostnadene for utslipp av CO₂ ved egenforsyning med 420 kr/tCO₂.
 - o Togradersbane: Samme forutsetninger som i høyprisscenario, men CO₂-prisen starter på rundt 700 kr/tCO₂ i 2030 og går mot 2000 kr/tonn i 2050.
- Tekniske betingelser:
 - o Rensing og lagring (CCS): Rensing og lagring av 90 prosent av CO₂-utslippene fra egenforsyning. Antas å medføre fire prosentpoeng lavere virkningsgrad, samt dobbelt så høye investerings- og driftskostnader på gasskraftverket.
 - o Kort varighet: Petroleumsutvinningen varer kun i 20 år, slik at egenforsyningskostnadene er lavere.
 - o Innstengt gass: Antatt at kostnaden for gass lokalt i Finnmark kun er 71 prosent av markedsprisen for gass i Europa. Dette tilsvarer fem års utsatt produksjon med syv prosent diskonteringsrente.
 - o Lite varmebehov: Varmebehovet utgjør kun 5 prosent (-20 prosentpoeng) av elkraftbehovet på petroleumsinstallasjonen.
 - o Stort varmebehov: Varmebehovet utgjør 50 prosent (+25 prosentpoeng) av elkraftbehovet på petroleumsinstallasjonen.
 - o Systemvern kobler ut alt: Avbruddskostnadene er høyere av to årsaker. 1) Ved avbrudd kobles det ut forbruk tilsvarende P99-nivået for kraftunderskudd minus overføringskapasitet etter utfall av komponent (versus gjennomsnittlig antall megawatt utenfor overføringskapasitet etter utfall). Dette gjør at en større del av petroleumspanalaksjonen rammes ved avbrudd. 2) Videre er oppstartstiden på petroleumsinstallasjonen lenger, slik at 18 timer produksjon går tapt ved avbrudd (versus 6,5 timer).
 - o Delelektrifisering: Nettet utnyttes opp mot N-0-kapasiteten. I en prosent av tiden antas det at petroleumspanalaksjonene reduserer produksjonen og/eller tilpasser vedlikehold av gassturbiner slik at kraftbehovet fra nettet er mindre. Gjør at kostnadene ved egenforsyning blir mindre, men at overføringstap og avbruddskostnader i konsept 0 øker.
- Etterspørsel:
 - o Mindre forbruk: 50 MW mindre petroleumspanalaksjon både i øst og vest. Lav prognose for øvrig forbruksvekst (-50 MW i vest og -40 MW i øst).
 - o Mer forbruk: 50 MW mer petroleumspanalaksjon i både øst og vest. Høy prognose for øvrig forbruksvekst (+50 MW i vest og +40 MW i øst).
 - o Mer forbruk og vindkraft: Mer forbruk i kombinasjon med 250 MW mer vindkraft i Hammerfest og 50 MW mer vindkraft i Kirkenes (hvor det nye forbruket i Øst-Finnmark er antatt lokalisert). Antatt at vindkraften kan integreres godt i systemet ved at systemvern kun aktiveres ved behov og at forbruket kan tilpasses tilgjengelig kraft til enhver tid.
- Kostnader nett:

Rangering av konseptene er ikke robust 2015

- Lav kostnad Finland: Norsk andel av forventet investeringskostnad på finsk side utgjør 25 prosent (versus 100 prosent).
- Høy kostnad Finland: Norsk andel av forventet investeringskostnad på finsk side utgjør 173 prosent av forventet kostnad (versus 100 prosent).
- Lav kostnad Norge: Kostnader på norsk side tilsvarer lavt estimat.
- Høy kostnad Norge: Kostnader på norsk side tilsvarer høyt estimat.

Det er også usikkerhet i nullalternativet. Det kan bli gjennomført mindre tiltak i eksisterende nett som øker overføringskapasiteten. Dette har liten betydning for lønnsomheten av konsept 1 og 2, med unntak av ved deelektrifisering av petroleum. Da kan mindre tiltak redusere kostnadene ved deelektrifisering av petroleum, slik at konsept 0 med mindre tiltak er lønnsomt.

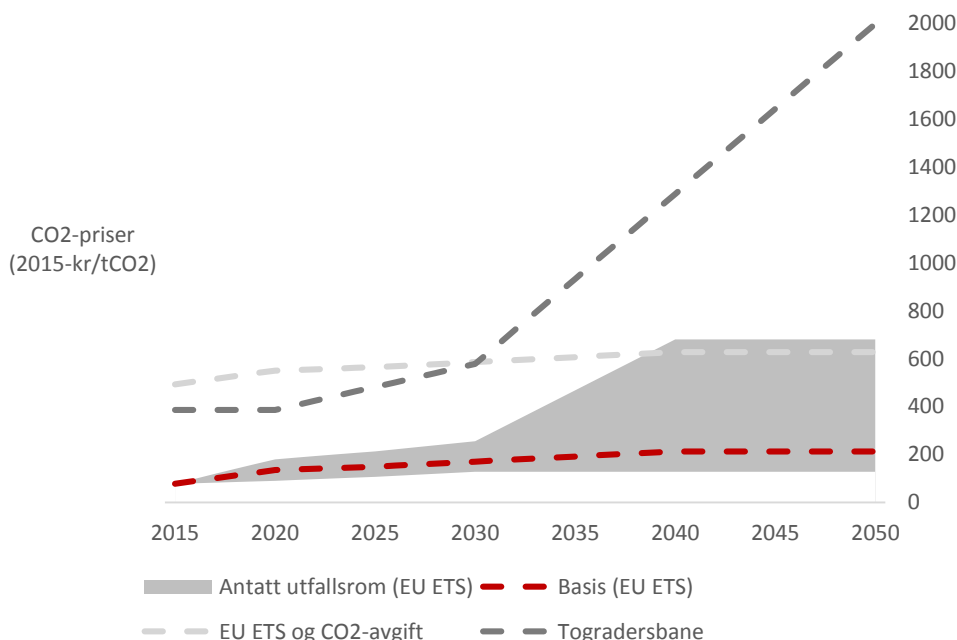
13.2 Lønnsomhetene av konsept 2 avhenger av flere forhold

Nedenfor drøfter vi de forholdene som kan gjøre at konsept 0 får bedre prissatte virkninger enn konsept 2. Når det gjelder CO₂-kostnader og andre markedspriser viser vi også konsekvensene av forhold som styrker lønnsomheten av konsept 2.

CO₂-kostnadene må være tilstrekkelig høye

Kostnadene i konsept 0 avhenger i stor grad av kraft-, gass og CO₂-kostnadene. Vårt basisprisscenario medfører relativt lave CO₂-priser i EUs kvotesystem (EU ETS) sammenliknet med tiltakskostnader for å nå togradersmålet. I tillegg betaler petroleumssektoren CO₂-avgift på utslipp i Norge i dag. Hvorvidt denne har en klimaeffekt er usikkert, da utslippene også er omfattet av EUs klimasystem.

Hovedhensikten med vårt basisprisscenario for kraftpriser er ikke å finne utfallsrommet i CO₂-kostnadene (men sannsynlig markedsutvikling for kraftforbrukere og produsenter). Vi har derfor laget flere caser med ulike priser og kostnader. Figuren nedenfor viser utfallsrommet av priser for utslipp av CO₂ som vi har vurdert. Etter 2050 er prisene antatt lik prisen i 2050.



Figur 26: CO₂-priser i ulike case. Høyt og lavt tilsvarer høyeste og laveste del av utfallsrommet. EU ETS og CO₂-avgift er basert på summen av basis (EU ETS) og den CO₂-avgiften.

Samtidig er det risiko for at de kan bli lavere enn i vårt basisscenario. I så fall vil egenforsyningskostnadene være lavere, slik at konsept 0 har om lag like prissatte virkninger som konsept 2. Dette er ekskludert den norske CO₂-avgiften. Tabellen nedenfor oppsummerer egenforsyningskostnadene med ulike kostnader for CO₂ og kraftpriser.

Tabell 28: Nettokostnader egenforsyning i ulike case for priser for kraft, gass og CO2.

	Basis	Høye priser	Lave priser	EU ETS + CO2- avg.	Tograders bane
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560	560	560	560	560
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680	4 680	4 680	4 680	4 680
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	450	450	450	450	450
Endring CO2-utslipp i Norge per år (Mill. tCO2)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Investeringskostnader kraftverk	-4 150	-4 150	-4 150	-4 150	-4 150
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070
Drift- og vedlikeholdskostnader	-2 440	-2 440	-2 440	-2 440	-2 440
Energikostnader (gassturbiner)	-11 630	-14 280	-7 930	-11 630	-14 280
CO2-kostnader	-3 070	-8 400	-1 970	-9 480	-19 790
NOx-kostnader	-700	-700	-700	-700	-700
Varmeproduksjon (gass, CO2- og NOx)	0	0	0	0	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	14 960	17 070	11 660	14 960	17 070
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770	4 130	1 910	3 820	4 740
Samlet nettokostnad egenforsyning	-5 340	-9 850	-4 700	-10 700	-20 630
LRMC (kr/MWh)	520	700	410	660	950
SRMC (kr/MWh)	350	530	240	490	780
SRMC elektrifering	-400	-480	-300	-420	-490

Varmebehovet på petroleumsinstallasjonene kan ikke være for høyt

Petroleumsinstallasjoner har et varmebehov i tillegg til behov for kraft. Ved egenforsyning kan hele eller store deler av varmebehovet dekket med overskuddsvarme fra gassturbinene. I alternativanalysen antok vi at varmebehovet var 25 prosent av det mekaniske kraftbehovet (også omtalt som elkraftbehovet). Resultatene viser at dette har stor betydning for kostnadene ved egenforsyning og dermed lønnsomheten av konsept 2.

Tabell 29: Antatt varmebehov

Varmebehov og virkningsgrad	Lite	Middels	Stort
Andel varmebehov (av elkraftbehov)	5 %	25 %	50 %
Virkningsgrad egenforsyning	63 %	75 %	90 %

I caset "Lite varmebehov" har vi antatt at varmebehovet som må dekkes kun er 5 prosent av det elektriske kraftbehovet. Dette gjør at virkningsgraden ved egenforsyning kun er litt over 60 prosent, og kostnadene ved egenforsyning er høyere. Med stort varmebehov har vi antatt at varmebehovet er 50 prosent av det elektriske kraftbehovet, slik at kostnadene er lavere.

Tabell 30: Nettokostnader egenforsyning avhenger av varmebehovet.

Nettokost. egenforsyning (2015-MNOK)	Basis	Lite varmebehov (5 %)	Stort varmebehov (50 %)
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560	470	680
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680	3 930	5 620
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	450	450	450
Endring CO2-utslipp i Norge per år (Mill. tCO2)	1,5	1,5	1,5
Investeringskostnader kraftverk	-4 150	-4 150	-4 150
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-1 070	-1 070	-1 070
Drift- og vedlikeholdskostnader	-2 440	-2 440	-2 440
Energikostnader (gassturbiner)	-11 630	-11 630	-11 630
CO2-kostnader	-3 070	-3 070	-3 070
NOx-kostnader	-700	-700	-700
Varmeproduksjon (gass, CO2- og NOx)	0	0	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	14 960	14 960	14 960
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770	550	5 540
Samlet nettokostnad egenforsyning	-5 340	-7 550	-2 560
LRMC (kr/MWh)	520	620	430
SRMC (kr/MWh)	350	410	290
SRMC elektrifering	-400	-420	-380

Gassen som brennes på petroleumsinstallasjonen må ha høy alternativ verdi

Ved egenforsyning forbrukes det gass som vanligvis alternativt kunne vært solgt i markedet. Vi antar at dette er tilfellet. Vi trekker dog av to prosentpoeng for å ta høyde for kostnader forbundet med prosessering og transport av gassen fra petroleumsinstallasjonen og til markedet der gassen er solgt.

Videre har vi vurdert et case hvor det er for lite kapasitet på petroleumsinstallasjonen, slik at gassen alternativt kan først kan selges om seks år. Dette gjør at nåverdien av gassen kun er cirka 70 prosent av markedsprisen per i dag (som tilsvarer cirka fem års utsettelse, gitt en diskonteringsrente på syv prosent). Dette reduserer energikostnadene for egenforsyning og varmeproduksjon (ved elektrifisering), slik at egenforsyningskostnadene om lag halveres.

Tabell 31: Nettokostnader egenforsyning ved innestengt gass.

Nettokost. egenforsyning (2015-MNOK)	Basis	Innestengt gass (5 år)
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560	560
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680	4 680
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	450	450
Endring CO ₂ -utslipp i Norge per år (Mill. tCO ₂)	1,5	1,5
Investeringskostnader kraftverk	-4 150	-4 150
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-1 070	-1 070
Drift- og vedlikeholdskostnader	-2 440	-2 440
Energikostnader (gasssturbiner)	-11 630	-8 460
CO ₂ -kostnader	-3 070	-3 070
NO _x -kostnader	-700	-700
Varmeproduksjon (gass, CO ₂ - og NO _x)	0	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	14 960	14 960
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770	2 180
Samlet nettokostnad egenforsyning	-5 340	-2 750
LRMC (kr/MWh)	520	450
SRMC (kr/MWh)	350	270
SRMC elektrifisering	-400	-390

Dersom gassen alternativt først kan produseres senere, kan dette også medføre høyere avbruddskostnader enn antatt i alternativanalysen. Det skyldes at det kan ta lenger tid før gassen som blir utsatt ved avbrudd alternativt kan produseres. I caset med innestengt gass har vi derfor antatt at avbruddskostnadene øker pga. fem år ekstra utsatt produksjon.

Delelektrifisering av petroleum kan gjøre konsept 0 mer lønnsomt enn konsept 2

Delelektrifisering vil si å dekke deler av kraftbehovet med gassturbiner og deler kraftbehovet med kraft fra nettet. Dette gjør at det trengs færre gassturbiner, samtidig som virkningsgraden på gassturbinene blir større, slik at de samlede kostnadene ved egenforsyning reduseres.

Overføringskapasiteten ved intakt nett (N-0) begrenser hvor stort forbruk det er mulig å forsyne med kraft fra nettet, og dermed hvor stor del av petroleumsinstallasjonen som er mulig å elektrifisere. Dersom anlegget er fleksibelt, slik at det kan redusere kraftbehovet i perioder der nettet er høyt belastet, kan det være mulig å elektrifisere en større andel enn det N-0 kapasiteten skulle tilsi.

Dette vil medføre ekstrakostnader for eierne av anleggene, men hvor store disse kostnadene vil være er svært usikre. Hvis anleggene er fleksible – for eksempel noe fleksibilitet knyttet til vedlikehold av gassturbinene – vil ekstrakostnadene sannsynligvis være neglisjerbare. Må anlegget redusere produksjonen i perioder, kan de derimot være store fordi gassalg blir utsatt, slik som ved avbrudd. Slike eventuelle kostnader er ikke tatt hensyn til i våre beregninger nedenfor.

Vi antar i utgangspunktet at petroleumsinstallasjonen vil redusere kraftforbruket grunnet begrensning i nettet i maksimalt en prosent av tiden. Det vil si nesten 90 timer per år, eller nesten to arbeidsdager hvis vi antar at kraftforbruket er størst i perioden fra klokka 8-16 og hver arbeidsdage er fem dager. Det kan være vanskelig å identifisere timene hvor overføringsbehovet er for stort på forhånd, fordi det gjerne er knyttet til feil i produksjonsanlegg eller unormalt høyt forbruk.

Tabellen nedenfor oppsummerer kostnadene ved egenforsyning ved deelektrifisering. Elkraftbehovet er redusert fra 450 til 290 MW, fordi installert kapasitet på kraftverket reduseres. Besparelsene knyttet til innkjøp av kraft er også lavere, siden deler av kraftbehovet i utgangspunktet blir dekket fra nettet⁴⁸. Sammenliknet med full egenforsyning, oppstår det noen kostnader knyttet til produksjon av varme.

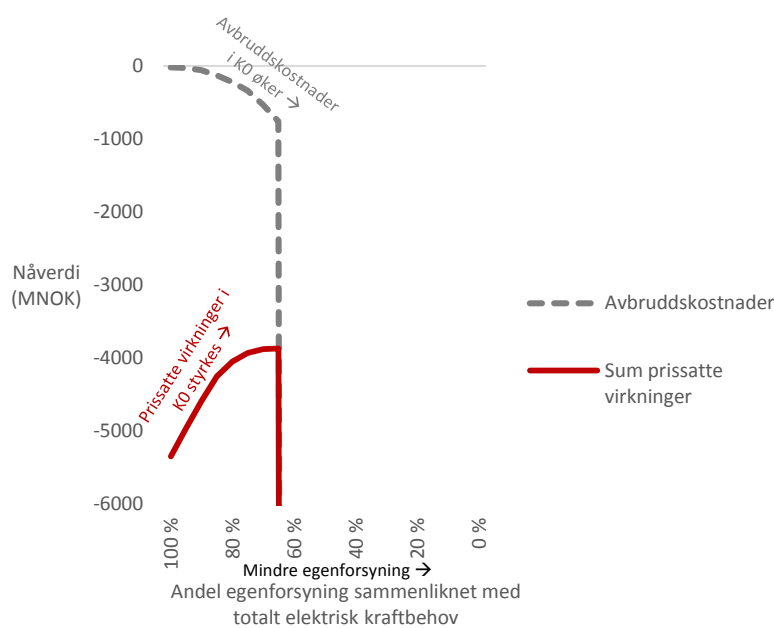
Tabell 32: Nettokostnader egenforsyning ved deelektrifisering.

Nettokostnader egenforsyning (2015-MNOK)	
Case 15: Deelektrifisering	K0
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	290
Endring CO ₂ -utslipp i Norge per år (Mill. tCO ₂)	1,0
Investeringskostnader kraftverk	-2 700
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-700
Drift- og vedlikeholdskostnader	-1 590
Energikostnader (gasturbiner)	-7 560
CO ₂ -kostnader	-2 000
NO _x -kostnader	-450
Varmeproduksjon (gass, CO ₂ - og NO _x)	-610
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	9 730
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770
Samlet nettokostnad egenforsyning	-3 110
LRMC (kr/MWh)	350
SRMC (kr/MWh)	240
Elektrifisering (kr/MWh)	-280

Samtidig medfører deelektrifisering at overføringsbehovet i nettet øker, slik at avbruddskostnadene øker. Avbruddskostnader og sum prissatte virkninger i konsept 0 er vist i figuren nedenfor. Figuren viser at prissatte virkninger blir bedre jo større andel som elektrifiseres fra nettet. Det skyldes at avbruddskostnadene øker mindre enn besparelsene knyttet til energiforsyning av petroleumsanleggene. Andel egenforsyning er valgt slik at prissatte virkninger blir best mulig.

⁴⁸ Gevinsten av deelektrifisering reduseres noe av at deler av kraftbehovet dekkes med innkjøp av kraft fra nettet, som gjør at sparte innkjøpskostnader for kraft (elektrifisering) reduseres. Virkningsgraden på gasturbinene kan ikke være større enn cirka 90 prosent. Vi har derfor antatt at varmekjeler vil dekke varmebehovet som ikke kan dekkes av gasturbinen.

Rangering av konseptene er ikke robust 2015



Figur 27: Avbruddskostnader og sum prissatte virkninger i K0 med ulik andel egenforsyning av petroleumsanleggene i scenario 3. Kostnadene er antatt å gå mot et svært høyt nivå når overføringsbehovet overstiger overføringskapasiteten (N-0) i mer enn en prosent av tiden.

Delelektrifisering kan også medføre at installert kapasitet på egenforsyning er høy, men at produksjonen på gassturbinene optimeres. Med optimeres mener vi her å minimere energikostnadene på kort sikt, for eksempel at det blir brukt elektrisitet fra nettet når kraftprisen er lavere enn produksjonskostnadene (SRMC) på gassturbinene.

Dette kan sannsynligvis være et lønnsomt alternativ, spesielt dersom CO₂-prisene er høyere enn i vårt basisscenario, fordi kraftprisene da vil være vesentlig lavere enn produksjonskostnadene. Hvor mye som er lønnsomt å elektrifisere, avhenger av varmebehovet på petroleumsinstallasjonene, som sannsynligvis må dekkes til enhver tid.

Kraftbehovet fra egenforsyning må være tilstrekkelig stort

Med mindre vekst i forbruket har konsept 0 best prissatte virkninger. Det skyldes at kostnadene ved egenforsyning reduseres dersom energianleggene på petroleumsinstallasjonene ikke trenger å være like store. Dette reduserer både investerings- og produksjonskostnader.

Tabell 33: Nettokostnader egenforsyning

Nettokostnader egenforsyning (2015-MNOK)	
Case 16: Mindre forbruk	K0
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	440
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	3 640
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	350
Endring CO ₂ -utslipp i Norge per år (Mill. tCO ₂)	1,2
Investeringskostnader kraftverk	-3 230
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-830
Drift- og vedlikeholdskostnader	-1 900
Energikostnader (gassturbiner)	-9 050
CO ₂ -kostnader	-2 390
NO _x -kostnader	-540
Varmeproduksjon (gass, CO ₂ - og NO _x)	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	11 640
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 160
Samlet nettokostnad egenforsyning	-4 150
LRMC (kr/MWh)	520
SRMC (kr/MWh)	350
Elektrifisering (kr/MWh)	-400

13.3 Rangering av konseptene avhenger av investeringskostnader nett og naturinngrep

De forventede investeringskostnadene har et stort utfallsrom. Casene med høye og lave kostnader i Norge eller Finland, medfører endringer i kostnader for konsept 1 og 2. De påvirker i størst grad rangeringen mellom konsept 1 og 2. Høye kostnader i Norge eller Finland kan imidlertid gjøre at lønnsomheten av konsept 2 blir helt marginal.

Dette har en rekke årsaker og vi har gjort en vurdering av hva som er de viktigste bidragene til usikkerhetene. Disse beskriver vi nedenfor i prioritert rekkefølge. Tabellen indikerer et utfallsrom for investeringskostnadene.

Tabell 34 De forventede investeringskostnadene har et stort utfallsrom. Optimistisk og pessimistisk estimatet viser utfallsrommet. Alle tall er millioner kr.

	Konsept 1			Konsept 2			
	Sum	Ledning	Stasjon	Sum	Ledning	Stasjon	Fingrid
Basisestimat	6550	4790	1760	5890	2690	1700	1500
Forventningsverdi	6850	4850	2000	6070	2740	1830	1500
Optimistisk	5550	3840	1710	3540	2090	1450	0
Pessimistisk	9480	7250	2240	9016	4260	2160	2600
Andel av estimat valutaeksponert (euro):	20%			40%			

Kostnadene i Finland fremstår som lave

Det er store kostnadsforskjeller på enhetsprisen for ledning i Norge og Finland. Forskjellene kan skyldes flere forhold. Ilastene er forventet å være større på Balsfjord-Skaidi 2 enn på ledningen fra Finland, slik at ledningen må dimensjoneres sterkere. Det er også enklere terreng i Finland (og Øst-Finmark) og enklere tilgang til vei. Fingrid har videre lagt til grunn utvendig bardunerung av mastene,

Rangering av konseptene er ikke robust 2015

noe som ikke er vanlig i Norge i dag. Vi ser imidlertid at dette er aktuelt i Finnmark, spesielt i Øst-Finnmark. Dette kan påvirke kostnadene i begge konseptene, men i mindre grad kostnadene på Balsfjord-Skaidi 2 (fordi teknologien er mindre aktuell på denne strekningen).

Dersom ledningen fra Finland blir mer kostbar for Norge enn forutsatt, svekker dette styrkeforholdet mellom konsept 2 og konsept 1. Kostnadene i K2 kan øke dersom ledningen er dyrere enn forventet, Norge må kompensere for andre negative virkninger i Finland eller Norge må kompensere for eventuelle andre nødvendige tiltak i Finland. Tilsvarende kan kostnadene i K2 synke dersom Norge ikke skal betale hele den finske ledningskostnaden. Enkeltendringer i forutsetninger ser imidlertid ikke ut til å endre rangeringen av konseptene.

Det er flere løsningsvalg i hvert konsept

Et konsept er en overordnet skisse som skal illustrere hvor vi skal bygge fra og til (fra "a" til "b"). Det betyr at det er usikkerhet knyttet til hvor mange km den endelige traseen vil bli. For eksempel har Skaidi – Varangerbotn mange potensielle løsningsvalg med alt fra å følge dagens ledningstrase til å bygge ledning i nye traseer som er kortere. Strekningen fra Varangerbotn til Kirkenes har eksempelvis et utfallsrom mellom 80-120 km. Når vi ser på det totale utfallsrommet i kostnader kan endringer i traseer medføre kostnadsendringer på om lag 200 mill.kr. mellom konseptene. Dvs. at kostnadsforskjellen mellom K2 og K1 kan bli redusert fra 800 til 600 mill.kr, og den kan øke fra 800 til 1000 mill.kr. Hovedgrunnen til at kostnadsendringen mellom konseptene ikke er større er at de strekningene det er størst usikkerhet knyttet til er felles for begge konseptene.

Vi vurderer det slik at usikkerheten i løsningsvalg er av betydning for hva sluttkostnaden kan bli, men at det ikke vil endre på rangeringen av konseptene.

Byggetiden er normalt lengre helt nord i Norge – men det kan vi påvirke

Våre erfaringstall viser at det er noe dyrere å bygge ledning i Finnmark enn andre steder i Norge. Årsaken er blant annet trolig knyttet til at det er et kort byggevindu i nord på grunn av lange vintre, mørketid og tilpasninger for å ivareta reindrift og naturmangfoldet. Statnett har et pågående prosjekt for å ta i bruk ny teknologi som kan senke km-kostnadene. To av de viktigste nye teknologiene er å ta i bruk utvendig bardunerte master og prefabrikerte fundamenter. Kan vi ta i bruk dette på noen av ledningsstrekningene vil kostnadene reduseres betydelig for begge konseptene. Våre forventningsverdier har tatt høyde for (sannsynlighetsveid) at det både kan bli dyrere enn normalt pga. byggerestriksjoner og at det kan bli billigere pga. ny teknologi.

Siden det i Fingrids kostnadsestimat allerede er lagt til grunn utvendig bardunerte master vil kostnadsreduksjonen være størst for konsept 1 og kostnadsforskjellen mellom konseptene reduseres fra 800 mill.kr til ca. 400 MNOK. På samme måte kan kostnadsforskjellen stige fra 800 mill.kr til 1,4 mrd.kr dersom erfaringstallene fra andre byggeprosjekt i området blir gjeldende. Med andre ord er denne usikkerheten stor, men K2 fremstår som det beste uavhengig av utfallet om byggerestriksjoner og teknologivalg. Denne usikkerheten er derfor ikke vesentlig for rangeringen av konseptene.

Valutakurser og råvarepriser påvirker investeringskostnadene

Videre er det også generell usikkerhet i estimatene for investeringskostnader som påvirker det absolutte nivået på lønnsomhet. Begge nettkonseptene er eksponert for utenlandsk valutakurs og råvarepriser på det aktuelle tidspunktet. Omtrent 20 % av ledningskostnaden og 25% av stasjonskostnadene for utbygging i Norge er generelt eksponert mot hovedsakelig eurokursen. En depresiering av kronen utover det vi har lagt til grunn vil øke kostnadene, og motsatt. Endringer i eurokursen vil ha større betydning for K2 enn for K1. Mastestål utgjør videre en annen viktig kostnadsdriver. Økte priser på verdensmarkedet vil øke investeringskostnadene.

Vi ser at forventningsverdien ikke avviker mye fra basisestimatet. Begge konseptene er eksponert for valuta, men vi ser at konsept 2 på grunn av Fingrids ledning er mer eksponert for valuta. Vi har antatt at eurokursen går mot 8,5 kr per euro på lang sikt, det vil si fra og med 2025. Svekker euroen seg med 1 kr øker kostnadene med om lag 150 mill.kr i konsept 1 og 350 mill.kr i konsept 2. Kostnadsforskjellen på 800 mill.kr i konsept 2 blir da redusert til 600 mill.kr. Om euroen skulle styrke seg vil dette slå motsatt ut. Dvs. at konsept 2 styrkes seg med 200 mill.kr sammenlignet med konsept 1, fra 800 til 1000

mill.kr. Valutakurser kan påvirke kostnadsforskjellen mellom konseptene. Men konsept 2 ser ut til å være robust for normale endringer i valutakursen.

Også ikke-prissatte virkninger er beheftet med usikkerhet

Det er også usikkerhet i de ikke-prissatte virkningene, da konsekvensene av naturinngrep kun er overordnet vurdert. Sannsynligvis er det en sammenheng mellom konsekvensene for naturinngrep og investeringskostnader, fordi større konsekvenser kan medføre behov for avbøtende kostnader som påvirker investeringskostnadene.

Det kan bli aktuelt med mer bruk av kabel mellom Skaidi og Varangerbotn, for å redusere naturinngrepene. Dette vil isolert sett øke investeringskostnadene cirka 650 – 800 millioner kroner og derfor svekke de prissatte virkningene av nettkonseptene⁴⁹. De fleste andre avbøtende tiltak påvirker investeringskostnadene relativt lite, da de normalt innebærer mindre tiltak som kamuflerende maling og/eller mindre trasetilpasninger. Dette påvirker derfor sannsynligvis ikke rangeringen av konsepter i vesentlig grad.

⁴⁹ Basisestimat for kabel på 420 kV over Porsangerfjorden, justert for kostnadsbesparelser pga. færre kilometer ledning. Nedre del av anslaget er basert på ett kabelsett, øvre del er basert på to. Estimatet er altså ikke diskontert til referanseåret.

14 Usikker forbruksutvikling tilsier trinnvis nettutvikling

Det usikkert om, hvor og når det kommer petroleumsinstallasjoner. Hvor installasjonene kommer, hvor mye kraft de trenger og hvor robuste de er for forstyrrelser i kraftforsyningen, påvirker hvor store deler av nettkonseptene som er lønnsomme.

En måte å håndtere usikkerheten på er en trinnvis utbygging av konseptene:

- Dersom petroleumsforbruket kommer i Vest-Finnmark (scenario 2) kan vi knytte til forbruket, med N-0-sikkerhet, ved å kun bygge Skaidi-Hammerfest (K1/K2). Dette gjør at kraftforsyning av petroleumsanleggene fra nettet har robust bedre prissatte virkninger enn egenforsyning.
- Dersom det kun kommer i Øst-Finnmark (scenario 4), kan vi knytte til forbruket, med N-0-sikkerhet, ved å enten bygge ledning fra Finland (K2) eller Skaidi (K1/K2) og til petroleumsforbruket i Øst-Finnmark. Siden både Skaidi – Varangerbotn og en ny ledning fra Finland er relativt kostbare, gjør dette at samfunnsøkonomisk lønnsomhet av elektrifisering fra nettet er mer usikkert enn i vest. Ledning fra Finland har i de fleste tilfeller bedre lønnsomhet enn en ledning fra Skaidi.
- Med de to overnevnte trinnene er det mulig å forsyne petroleum i Vest- og Øst-Finnmark samtidig (scenario 3) uten å bygge ut hele konseptene. Dette vil gjøre lønnsomheten svært sensitive for forutsetninger om systemvern og utviklingen i forbruket, da forventede avbruddskostnader er høye.

Det kan være aktuelt å bygge en ny 132 kV-ledning fra Lakselv til Adamselv før petroleumsforbruket i øst blir etablert. Hovedhensikten med ledningen er å realisere vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. Som beskrevet i mulighetsstudien vil dette øke kapasiteten inn til Øst-Finnmark. Sammen med reaktiv kompensering i Øst-Finnmark og en ny ledning på 132 kV fra Varangerbotn og ut til det nye petroleumsforbruket, kan dette muliggjøre lønnsom deelektrifisering av store deler av kraftbehovet i scenario 4. Tilsvarende kan det være aktuelt å bygge en 132 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest. Dette kan muliggjøre lønnsom deelektrifisering av store deler av petroleumsforbruket i Hammerfest.

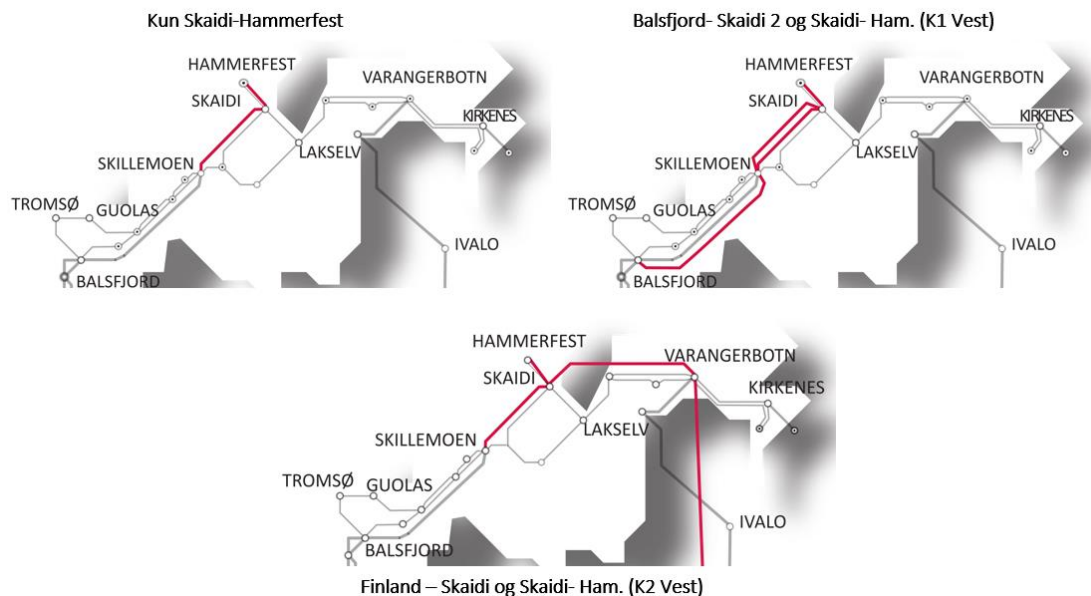
Leveringspålitelighet i kraftsystemet påvirker først og fremst hvor stor del av nettkonseptene som er lønnsomme. Leveringspåliteligheten vil bli svakere om vi bare etablerer deler av konseptene, sammenliknet med hele konsept 1 og 2. Resultatene er forbundet med relativt stor usikkerhet på nåværende tidspunkt, fordi avbruddskostnadene er sensitive for relativt små endringer i forutsetninger som er usikre per i dag.

Dersom myndighetens eller berørte aktørers samlede betalingsvillighet for å styrke leveringspåliteligheten er større enn vi har lagt til grunn, styrker dette lønnsomheten av å gjøre større tiltak. Større deler av konsept 1 har sannsynligvis best lønnsomhet dersom petroleumsforbruket kun kommer i Vest-Finnmark. Større deler av konsept 2 har sannsynligvis best lønnsomhet dersom det kun kommer i Øst-Finnmark.

Er betalingsvilligheten for leveringspålitelighet høyere enn vi har lagt til grunn, øker aktualiteten til andre virkemidler enn nettinvesteringer; blant annet vindkraft eller andre tiltak på produksjonssiden, og/eller mindre oppfølgingsinvesteringer i nettet. Resultatene viser at en koordinert utvikling av forbruk og produksjon kan redusere avbruddskostnadene og forbedre leveringspåliteligheten, spesielt dersom dette kan integreres godt i driften av kraftsystemet.

14.1 Dersom petroleumsforbruket kun kommer i vest, er Skaidi-Hammerfest mest lønnsom

Dersom det først etableres petroleumsinstallasjoner i Vest-Finnmark (scenario 2), kan konseptene tilpasses. Delstrekningen Skaidi – Hammerfest er nødvendig for å knytte til forbruket. For å få bedre leveringspålitelighet og andre nyttevirkinger, kan ledningen utvides med enten Balsfjord-Skaidi 2 (del av K1, kalt K1 Vest her) eller Finland-Varangerbotn-Skaidi (store deler av K2, kalt K2 Vest), vist i figuren nedenfor.



Figur 28: I scenario 2 kan petroleum knyttes til via en ledning fra Skaidi til Hammerfest. I tillegg kan det også bygges en ny ledning inn til Skaidi fra Balsfjord eller Finland. Figuren viser kun prinsippskisser for ledning "fra A til B", og ikke foretrukket løsnings-/trasévalg.

Resultatene viser at delstrekningen Skaidi-Hammerfest er mest lønnsom hvis det store kraftforbruket kun kommer i Vest-Finmark. Ved en høy betalingsvillighet for leveringspålitelighet, kan det være rasjonelt å bygge Balsfjord-Skaidi i tillegg til Skaidi-Hammerfest, men uten forlengelse østover (K1 Vest).

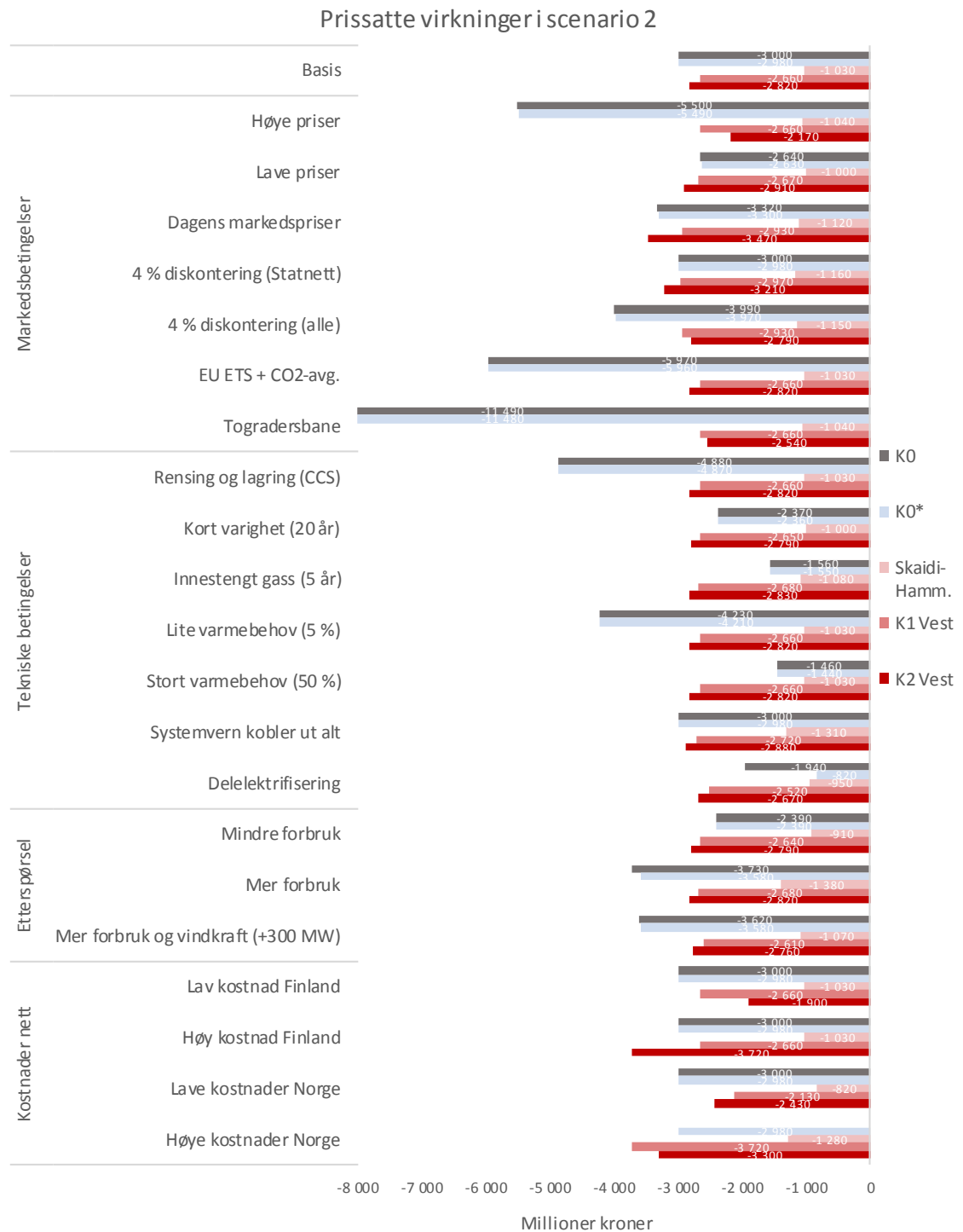
Dersom Hammerfest energi etablerer en ny 132 kV-ledning mellom Skaidi og Hammerfest før petroleumsinstallasjonene kommer, kan det medføre at deelektrifisering av petroleumskonsumet er mer lønnsomt enn å bygge en ny 420 kV-ledning på strekningen.

Skaidi – Hammerfest robust lønnsom – mulig unntak med deelektrifisering og ledning på 132 kV

Figuren nedenfor oppsummerer usikkerhetsanalysen i scenario 2. Hver søyle viser sum prissatte virkninger i ulike varianter av konseptene og med ulike forutsetninger. Casene er gjennomført med samme forutsetninger som i usikkerhetsanalysen i kapittel 13. Det er imidlertid ikke tatt høyde for petroleumskonsum i Øst-Finmark.

Resultatene viser flere ting;

- På tross av relativt stor usikkerhet i nettokostnadene ved egenforsyning, så har Skaidi – Hammerfest best prissatte virkninger i alle case unntatt ett. Unntaket er i med deelektrifisering, dersom Skaidi – Hammerfest allerede er bygd på 132 kV (kalt K0* i figuren). I så fall er det mest lønnsomt å utnytte det nettet som allerede er bygd.
- K1 vest har gjennomgående noe bedre prissatte virkninger enn K2 Vest. Dette indikerer at en videre utvikling av K1 er mest lønnsomme nett-tiltak dersom betalingsvilligheten for leveringspålitelighet er høyere enn vi har lagt til grunn. Unntaket er dersom kostnadene på finsk side som belastes norsk aktør er lave.



Figur 29: Usikkerhetsanalyse i scenario 2. Figuren viser sum prissatte virkninger for ulike varianter av konsept 0, 1 og 2 og med ulike forutsetninger.

Casene er gjennomført med samme forutsetninger som i usikkerhetsanalysen i kapittel 13. Det er imidlertid ikke tatt høyde for petroleumsforbruk i Øst-Finnmark.

Kun Skaidi – Hammerfest vil medføre økte avbruddskostnader – som er usikre

En av de største forskjellen mellom Skaidi – Hammerfest og K1 Vest/K2 Vest er at de to sistnevnte har N-1 inn til Skaidi og dermed lavere avbruddskostnader. Dette gjelder særlig i rangeringen mellom Skaidi – Hammerfest og K1 Vest/K2 Vest.

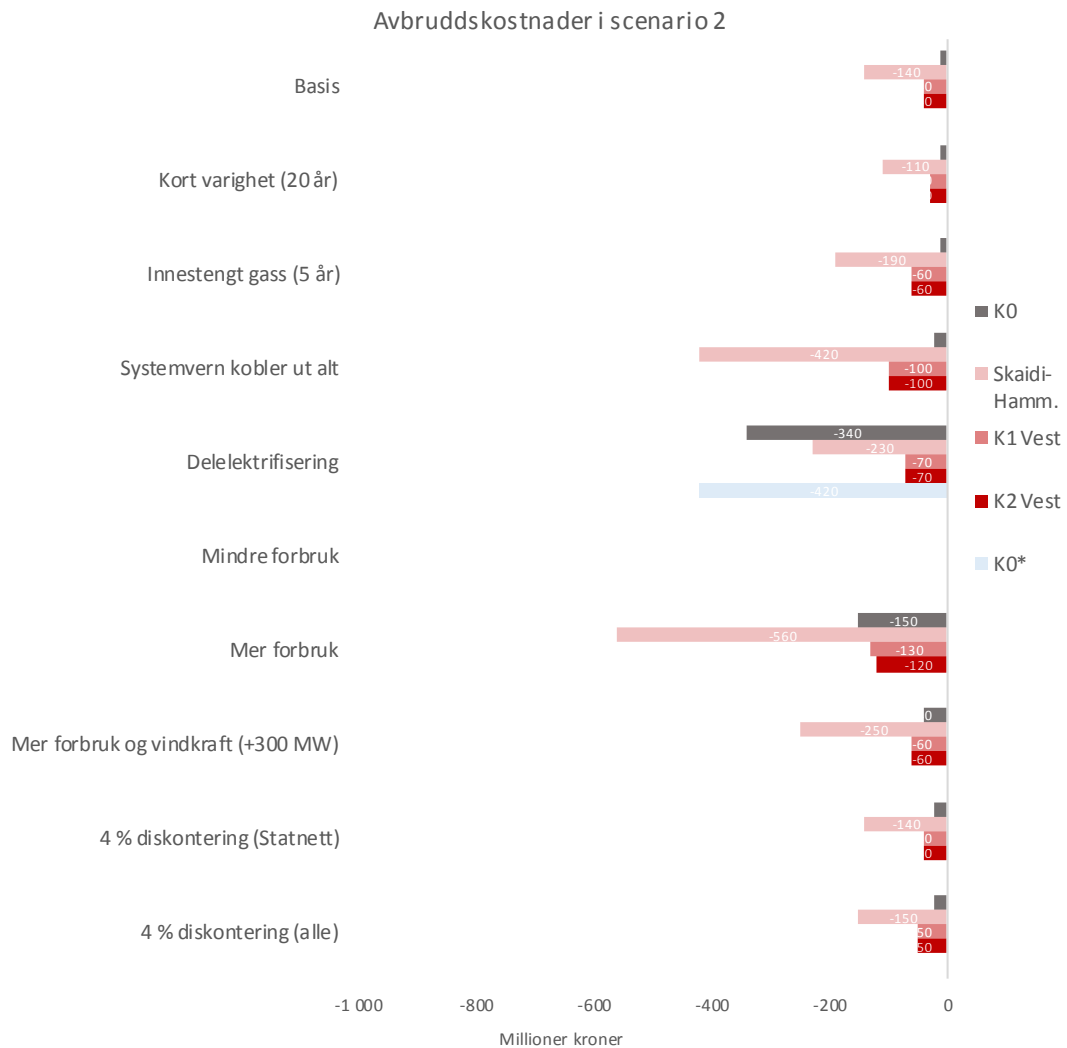
Med Skaidi – Hammerfest forventer vi om lag 1,5 avbrudd per år i scenario 2. Avbruddene er forventet å være 20 – 80 MW i størrelse. Overføringsbehovet vil overstige overføringskapasiteten (N-1) hele tiden, om enn ikke på alle ledninger. Dette gjør at systemvernet må være aktivert hele tiden på Hammerfestssnittet, og i noe mindre grad på Finnmark og Vest-Finnmarkssnittet.

Tabell 35: Leveringspålitelighet m/ Skaidi – Hammerfest i basiscaset i scenario 2

Leveringspålitelighet m/ Skaidi-Hamm. (S2, C1)	Finnmark	Vest-Finn.	Hammerf.	Sum
Avbruddskostnader (MNOK/år)	8,9	0,4	4,1	13
Avbruddskostnader (MNOK, diskontert til ref.år)	90	0	40	130
Systemvern aktivert forbruk (andel av tiden)	56 %	18 %	100 %	
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	0,99	0,13	0,38	1,5
Hvorav med lang varighet (per år)	0,08	0,01	0,03	0,12
Maksimal størrelse avbrudd (99 persentil) (MW)	170	50	130	
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	60	20	80	
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	60	20	80	

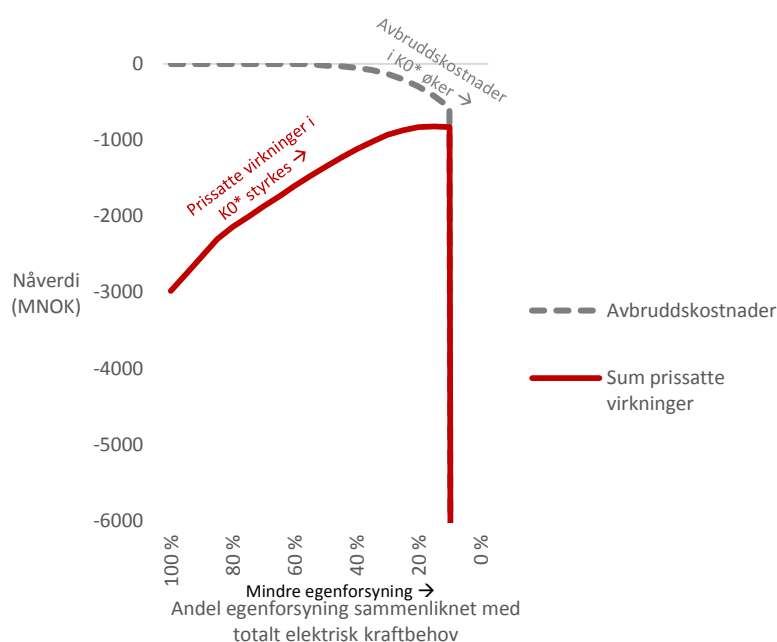
Avbruddskostnadene er relativt usikre på nåværende tidspunkt. Vi fokuserer derfor på hvordan avbruddskostnadene påvirkes i de ulike casene nedenfor. Dersom forbruket øker mer enn antatt eller systemvernløsninger ikke kan konfigureres optimalt fra et effektperspektiv⁵⁰, vil avbruddskostnadene være større.

⁵⁰ Med effektperspektiv mener vi her megawatt avvik fra N-1.



Figur 30: Avbruddskostnader i ulike konsepter og case i scenario 2. Kostnadene er nåverdier.

K0* har høyere avbruddskostnader ved delelektrifisering, siden de tre 132 kV-ledningene til Hammerfest da vil utnyttas hardt. Fullelektrifisering er ikke mulig i K0*, og derfor er det heller ingen avbruddskostnader i dette tilfellet. Ved å delelektrifisere en mindre andel av kraftbehovet, kan avbruddskostnadene reduseres. Sammenhengen mellom avbruddskostnader og prissatte virkninger i K0* er vist i figuren under.



Figur 31: Avbruddskostnader og sum prissatte virkninger i K0* med ulik andel egenforsyning av petroleumsanlegget i scenario 2. Kostnadene er antatt å gå mot et svært høyt nivå når overføringsbehovet overstiger overføringskapasiteten (N-0) i mer enn en prosent av tiden.

Resultatene viser at avbruddskostnadene er svært sensitive for endringer i overføringsbehovet og konfigurasjon av systemvern.

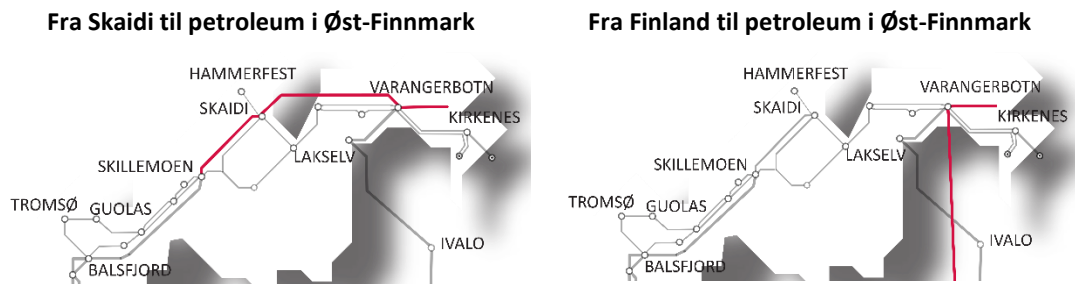
- Med mer forbruk blir avbruddene større og sannsynligheten for avbrudd øker. Med 50 MW mer petroleumsforbruk og høy øvrig forbruksvekst, øker både antall avbrudd noe samt størrelsen på avbruddene, slik at avbruddskostnadene er flere ganger høyere enn i basiscaset.
- Med et systemvern som likner det som er på Nyhamna i dag, vil mer forbruk kobles ut ved avbrudd, slik at størrelsen på korte avbrudd tilsvarer maksimalt avvik fra N-1 og oppstartstiden på petroleumsinstallasjonen øker.

Når omfanget av brudd på N-1-kriteriet er stort, vil det være vanskelig å gjennomføre vedlikehold og revisjoner på ledningene, uten at dette er koordinert med petroleumsaktørene. Ellers vil det oppstå kostnader også forbundet med utkoblinger i vedlikeholdsperioden. Faktisk feilrate på 420 kV Balsfjord – Skaidi – Hammerfest vil ha stor betydning for avbruddskostnadene.

Det kan være stor variasjon i feilrater mellom kraftledninger. Dette er ikke tatt hensyn til i beregningene, og kan være særlig viktig i situasjoner hvor omfanget av brudd på N-1 er stort. I kombinasjon med at avbruddskostnadene generelt er relativt usikre, gjør dette at det er usikkert hvorvidt K0* eller Skaidi – Hammerfest har best prissatte virkninger i caset med deelektrifisering.

14.2 I scenario 4 er kun Skaidi – Varangerbotn eller kun en ny ledning fra Finland mest lønnsomme nettinvesteringer, men egenforsyning er sannsynligvis mer lønnsomt

Dersom det kun kommer petroleumsforbruk i Øst-Finnmark, kan dette knyttes til nettet ved å etablere en ny kraftledning inn til Øst-Finnmark fra Skaidi eller Finland, samt en ny ledning fra Varangerbotn ut til der petroleumsinstallasjonene blir etablert. Flere stasjoner må også etableres, uavhengig av hvor ledningen kommer fra. Dette er vist i figuren nedenfor.



Figur 32: I scenario 4 kan petroleum knyttes til via en ledning fra enten Skaidi eller Finland. Figuren viser kun prinsippskisser for ledning "fra A til B", og ikke foretrukket løsnings-/trasévalg.

En ny ledning fra Skaidi og en ny ledning fra Finland har relativt like prissatte virkninger, men en ny ledning fra Finland har mindre naturinngrep i Norge. Samtidig avhenger hvilken av ledningene som er mest lønnsomme avhenger av utvikling i produksjon og forbruk i hele Finnmark, fordi dette påvirker avbruddskostnadene mer med en ny ledning fra Skaidi enn fra Finland.

Lønnsomheten av ledningene er usikker. Lønnsomheten av ledningene vil avhenge av at egenforsyningskostnadene er høyere enn med forutsetningene fra basiscasen, for eksempel på grunn av høyere CO₂-kostnader enn i vårt basisprisscenario (20-25 €/tCO₂). Dette skyldes at ledningene medfører relativt høye investeringskostnader, slik at nettokostnadene ved egenforsyning må være høye for at ledningene skal være lønnsomme.

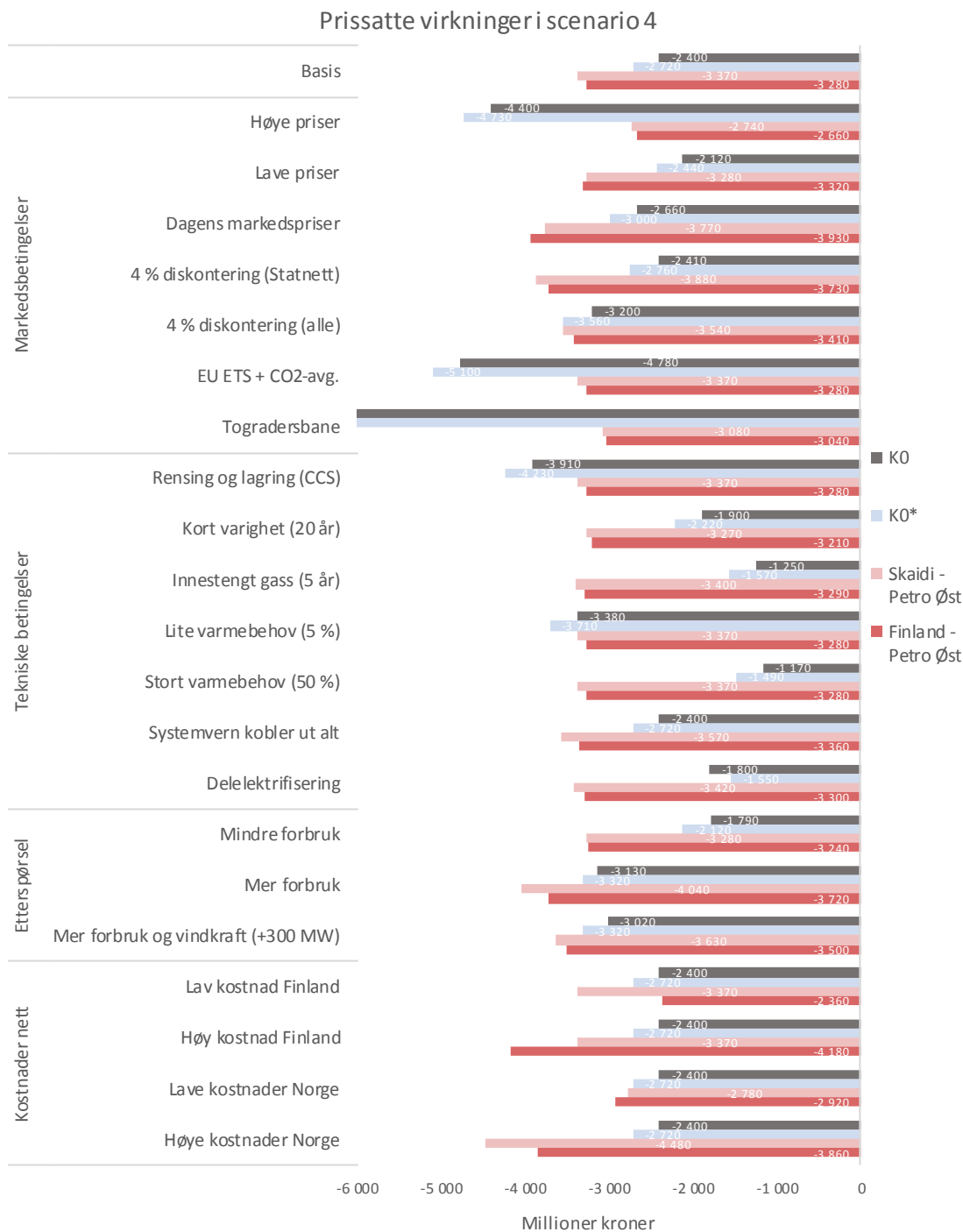
Det kan være aktuelt å bygge en ny 132 kV-ledning fra Lakselv til Adamselv før petroleumsforbruket blir etablert. Hovedhensikten med ledningen er å realisere vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. I så fall er kapasiteten inn til Øst-Finnmark høyere. Sammen med reaktiv kompensering i Øst-Finnmark og en ny ledning på 132 kV fra Varangerbotn og ut til det nye petroleumsforbruket, kan dette muliggjøre lønnsom deelektrifisering av store deler av kraftbehovet i scenario 4. Vi har lagt inn kostnader for de to sistnevnte tiltakene, 340 MNOK i K0^{*51}, i konsept 0*, siden disse kun forventes lønnsomme dersom petroleumsforbruket faktisk kommer.

En ny ledning på 420 kV kan være lønnsom dersom CO₂-kostnadene er høye, varmebehovet er lite eller kostnadene for nett-tiltak er lave

Figuren nedenfor oppsummerer usikkerhetsanalysen i scenario 4. Resultatene viser at konsept 0 har bedre prissatte virkninger enn en ny ledning fra Skaidi eller Finland og til petroleumsforbruket i Øst-Finnmark. Figuren viser at det er usikkert hvilke av nettløsningene som er best og om den beste nettløsningen er lønnsom:

- Lønnsomheten av disse Skaidi – Petro Øst eller Finland – Petro Øst avhenger av at nettokostnadene ved egenforsyning er høyere enn de samfunnsøkonomiske kostnadene for disse ledningene eller stasjonene. Høyere CO₂-priser i EU og/eller å tillegge ekstra vekt på innenlandske CO₂-utslipp kan være forhold som gjør at egenforsyning får høye kostnader. En lavere diskonteringsrente, lave kostnader for nett eller mindre varmebehov kan bidra på samme måte.
- Forskjellen i prissatte virkninger mellom en ny ledning fra Finland og en ny ledning fra Skaidi til Varangerbotn og videre til petroleumsforbruket er forventet å være små. Rangeringen avhenger derfor av hvordan kostnadene i Norge og Finland faktisk vil bli. Med informasjonen vi har i dag har imidlertid ledningen fra Finland svakt bedre prissatte virkninger. Det gjør at vi antar at ledningen fra Finland medfører mindre samfunnsøkonomiske kostnader enn ledningen fra Skaidi.
- Ved deelektrifisering kan mindre tiltak være særlig aktuelt, fordi det muliggjør deelektrifisering av store deler av kraftbehovet. Dette er vist som K0*.

⁵¹ Nåverdi målt per referanseåret (2025).



Figur 33: Usikkerhetsanalyse i scenario 4. Figuren viser sum prissatte virkninger for ulike varianter av konsept 0, 1 og 2.

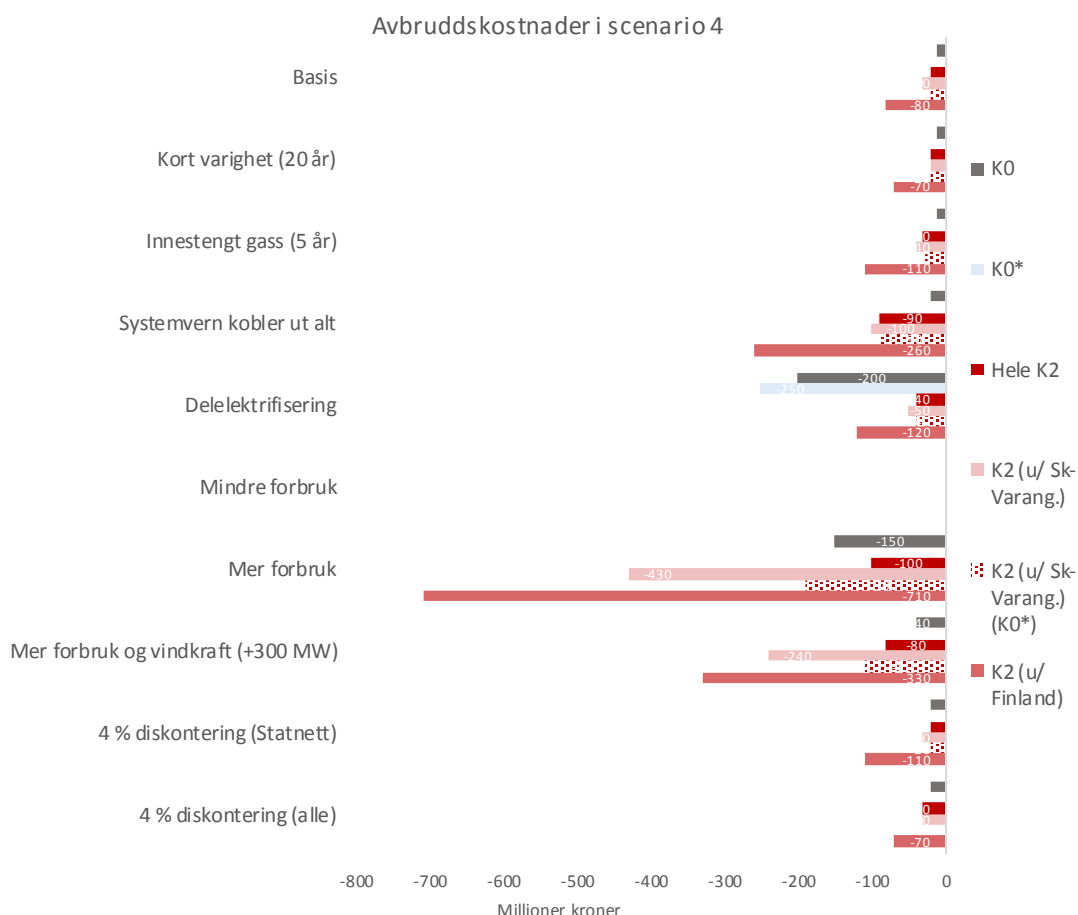
Casene er gjennomført med samme forutsetninger som i usikkerhetsanalysen i kapittel 13. Det er imidlertid ikke tatt høyde for petroleumsforbruk i Vest-Finnmark.

I scenario 4 er det ikke tatt høyde for tap mellom Varangerbotn og petroleumsforbruket. Dette har sannsynligvis liten betydning i de fleste casene, da det er kraftoverskudd store deler av året. Det gjør at økt forbruk kan redusere tapene på strekningen. I casene med mye nytt forbruk i konsept 0, for særlig ved stor grad av deelektrifisering, kan dette svekke lønnsomheten av konsept 0 noe.

Kun en ny ledning inn til Øst-Finnmark eller deelektrifisering medfører avbruddskostnader

Kun en ny ledning fra Finland eller Skaidi vil innebære at overføringsbehovet er større enn overføringskapasiteten (N-1) til Øst-Finnmark og/eller Finnmark i scenario 4. Det samme gjelder ved deelektrifisering i konsept 0. Hvor mye avhenger av hvilken ledning som bygges og utvikling i forbruk og produksjon.

Forventede avbruddskostnader i ulike case er oppsummert i figuren under. Tabellen inkluderer også KO*, hvor Lakselv – Adamselv 2 inngår. Denne kan være aktuell å bygge for å kunne knytte til vindkraften som har fått konsesjon – og vil øke kapasiteten i dagens nett og i kombinasjon med en ny ledning fra Finland. Det er derfor en usikkerhet i konsept 0. I KO* har vi også antatt en ny ledning på 132 kV fra Varangerbotn til petroleumsforbruket i Øst-Finnmark.

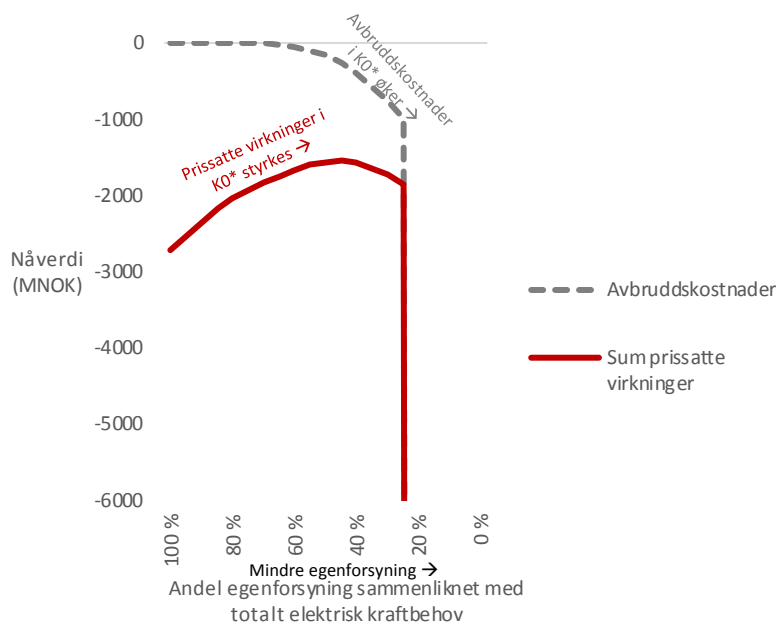


Figur 34: Avbruddskostnader i ulike konsepter og case i scenario 4. Kostnadene er nåverdier.

K2 (u/ Sk-Varang.) er hele konsept 2 uten Skaidi – Varangerbotn. Det vil si en ny ledning fra Finland til petroleumsforbruket i Øst-Finnmark, og Skaidi-Hammerfest i vest (illustrasjon i Figur 36 på side 113). Sistnevnte har liten betydning for avbruddskostnadene i scenario 4 og derfor lite relevant for resultatene i figuren. K2 (u/ Finland) er det samme, men det er Finlandsledningen som ikke blir bygget. Det bygges i stedet en ledning fra Skaidi til petroleumsforbruket i Øst-Finnmark.

Figuren viser at avbruddskostnadene særlig kan bli høye dersom forbruket øker mer enn antatt og/eller dersom systemvernet kobler ut mer forbruk. Samtidig kan mindre forbruk enn antatt medføre at avbruddskostnadene reduseres til svært lave nivåer.

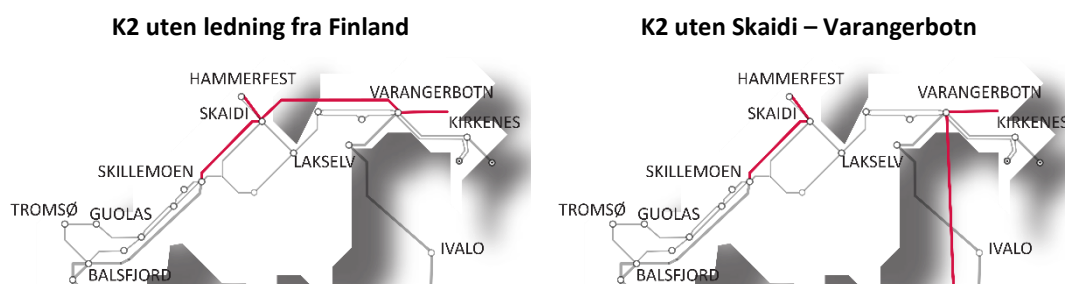
K0* har høyere avbruddskostnader ved deelektrifisering, siden 132 kV-nettet i Øst-Finnmark da kan utnyttes hardere. Sammenhengen mellom avbruddskostnader og prissatte virkninger i K0* er vist i figuren under. Vi har valgt det nivået på egenforsyning som maksimerer de prissatte virkningene, 45 prosent av kraftbehov. Figuren viser at det kunne vært deelektrifisert mer enn vi har lagt til grunn, men at det ikke er lønnsomt fordi avbruddskostnadene vil øke mer enn kostnadene for egenforsyning.



Figur 35: Avbruddskostnader og sum prissatte virkninger i K0* med ulik andel egenforsyning av petroleumsanlegget i scenario 4. Kostnadene er antatt å gå mot et svært høyt nivå når overføringsbehovet overstiger overføringskapasiteten (N-0) i mer enn en prosent av tiden.

14.3 Også i scenario 3 er trinnvis utbygging lønnsomt

I scenario 3 er det heller ikke nødvendigvis lønnsomt å bygge ut hele K1 eller hele K2. Det avhenger i stor grad av de samme faktorene som ovenfor: avbruddskostnader sett opp mot investeringskostnader. Vi viser dette ved å vurdere lønnsomheten av Hele K2 og varianter av K2 uten Skaidi – Varangerbotn og ledningen fra Finland.

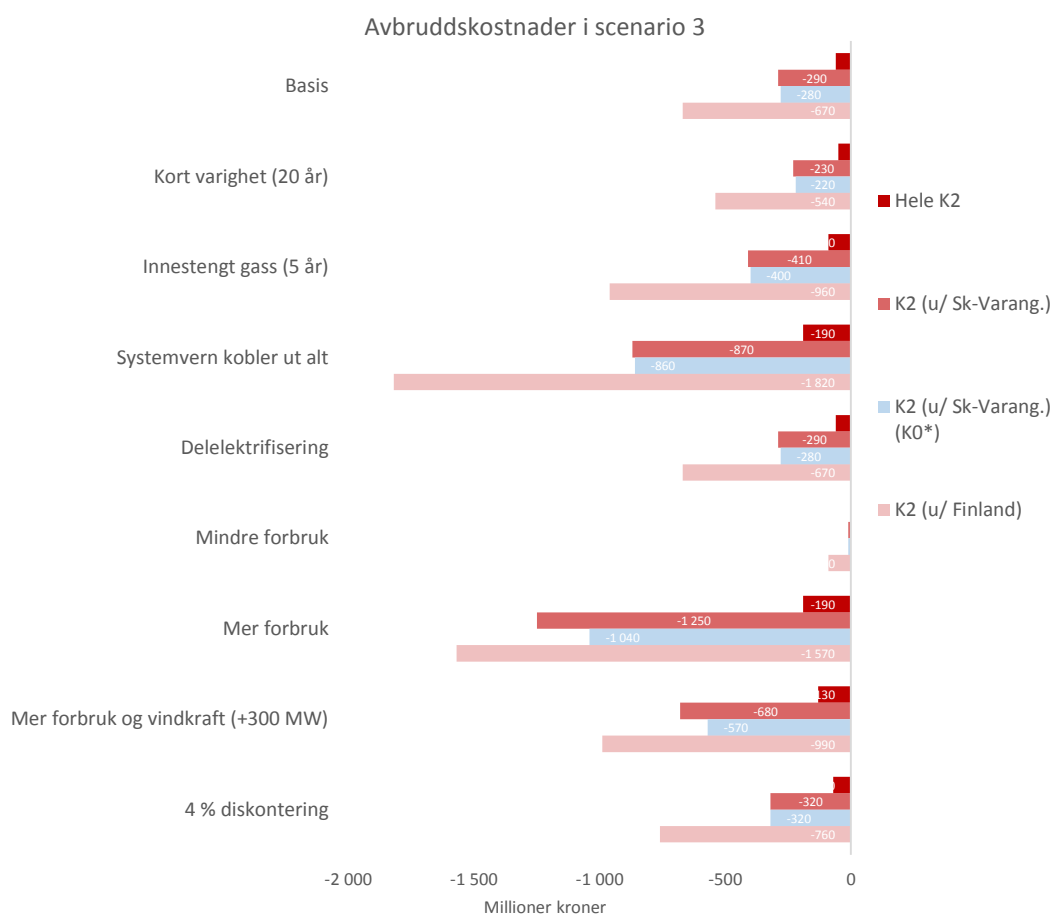


Figur 36: I scenario 3 kan petroleumsforbruket forsynes med en ny ledning inn til Hammerfest og Øst-Finnmark. Ledningen til Øst-Finnmark kan enten komme fra Skaidi eller Finland. Figuren viser kun prinsippskisser for ledning "fra A til B", og ikke foretrukket løsnings-/trasévalg.

Hva som er mest lønnsomt avhenger i stor grad av investeringskostnader versus avbruddskostnader. Vi starter med en gjennomgang av avbruddskostnadene. Avbruddskostnadene i scenario 3 vil være

store dersom deler av konsept 2 ikke bygges ut. I basiscasen er avbruddskostnadene uten Finlandsledningen nærmere 700 millioner kroner (nåverdi per referanseår), mens de er cirka 300 millioner kroner uten Skaidi – Varangerbotn⁵². Årsaken til dette er at en ledning fra Finland også øker kapasiteten på Finnmarkssnittet. Med innestengt gass, systemvern som kobler ut alt og/eller mer forbruk vil avbruddskostnadene være betydelig høyere.

I en situasjon med mer forbruk enn antatt og en ny ledning fra Finland, kan Lakselv – Adamselv 2 (K0*) redusere avbruddskostnadene. Dette gjelder spesielt dersom forbruket øker mer enn forventet i scenario 3. Årsaken er at to ledninger på 132 kV mellom Lakselv og Adamselv vil øke N-1 kapasiteten på Øst-Finnmarkssnittet, også i kombinasjon med en ny ledning fra Finland. Vi viser også K2 uten Skaidi – Varangerbotn, men med Lakselv – Adamselv 2 (K0*) i figuren under.

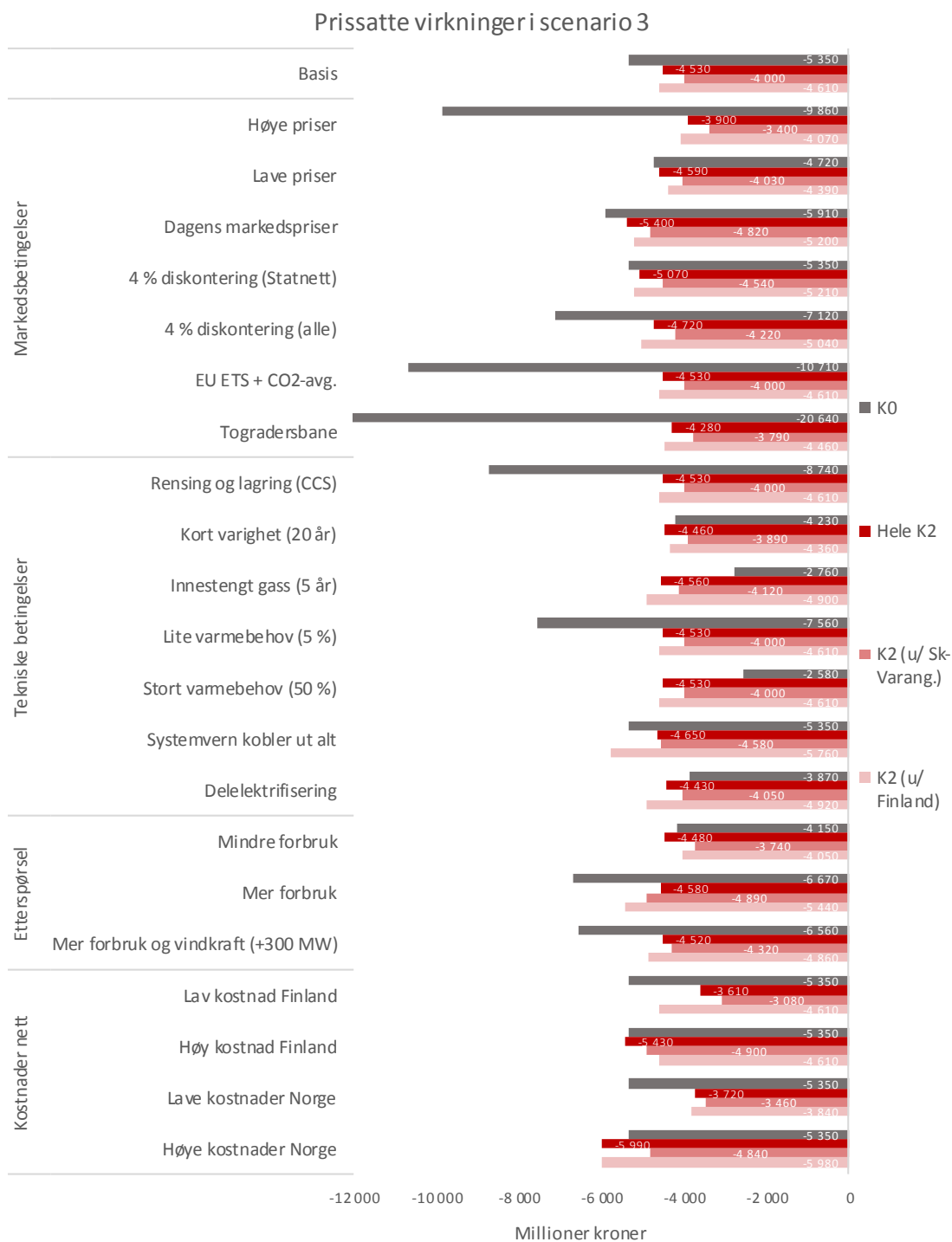


Figur 37: Nåverdi av avbruddskostnader i ulike varianter av konsept 2 i scenario 3.

Avbruddskostnadene må forsvare ekstrakostnadene med å bygge ut hele konsept 2. De prissatte virkningene er derfor relativt sensitive for endringer i forutsetninger. Tabellen nedenfor oppsummerer prissatte virkninger av hele og deler av K2.

Resultatene viser at K2 uten Skaidi – Varangerbotn gjennomgående har best prissatte virkninger. Unntakene er dersom det kommer mer forbruk eller kostnadene på finsk side er høye. I flere case er forskjellene i prissatte virkninger marginale. Resultatene viser også at konsept 2 blir mer robust ved en trinnvis tilnærming, da K2 uten Finland har best prissatte virkninger også ved kort varighet på petroleumsutvinningen og dersom forbruksveksten blir mindre enn forventet.

⁵² Dette gjelder uavhengig av om Lakselv – Adamselv 2 (K0*) etableres, siden denne ledningen kun øker kapasiteten på Øst-Finnmarkssnittet og derfor i liten grad påvirker avbruddskostnadene i scenario 3.



Figur 38: Usikkerhetsanalyse av ulike varianter av konsept 2 i scenario 3. Figuren viser sum prissatte virkninger for ulike varianter av konsept 0, 1 og 2.

Uten finlandsledningen kan andre tiltak redusere avbruddene

Vi har vist at konsept 2 med trinnvis utbygging kommer best ut i de fleste scenarier for vekst i petroleumsindustrien i Finnmark. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til mulighet for å bygge en ny ledning fra Finland; kapasitetsøkning mellom Finland og Sverige er sannsynligvis en forutsetning for

Usikker forbruksutvikling tilsier trinnvis nettutvikling 2015

ledningen, ledningen må godkjennes av finske myndigheter og Statnett har mindre innflytelse på ledetider i finsk nettutbygging.

Både i scenario 3 og 4 kan vi som et første trinn bygge Skaidi-Varangerbotn i stedet for Finlandsledningen. Vi har vist at i de fleste tilfeller utgjør dette kun en liten reduksjon i nytte, og i noen tilfeller er Skaidi-Varangerbotn bedre enn finlandsledningen. I scenario 3 kan det imidlertid være lønnsomt å fullføre K2 for å redusere forventede avbruddskostnader. Hvis vi ikke har mulighet til å bygge ny ledning til Finland har vi flere alternativer for å redusere avbruddskostnadene.

På grunn av at ledningen Balsfjord-Skaidi 2 (K1) er dyr og utgjør et stort naturinngrep, kan det være grunnlag for å se på andre muligheter, jfr. kapittel 10, i stedet:

- Vi har vist at en større utbygging av vindkraft vil bedre leveringspåliteligheten og redusere avbruddskostnader
- B2B-omformere mot Russland (K4) og/eller Finland (K3) øker kapasiteten inn til Finnmark og Øst-Finnmark
- Temperaturoppgraderinger i eksisterende nett i Nord-Troms (K3)

Ingen av disse tiltakene vil fjerne alle avbrudd og påfølgende kostnader, men vil redusere sannsynligheten for og omfanget av avbrudd.

15 Nytt stort petroleumsforbruk gir potensielt store fordelingsvirkninger

Ofta er det interessekonflikter mellom ulike berørte parter knyttet til infrastrukturprosjekter. Hensikten med dette kapittelet er å fremheve hvordan virkningene fordeler seg på ulike aktører i samfunnet. Det er særlig viktig å vurdere om enkelte aktører kommer dårlig ut, og muligheten for eventuelle tiltak.

Fordelingsvirkninger tillegges ikke vekt ved rangeringen av konseptene. I praksis må vi avgrense antall berørte grupper, men søker å inkludere virkninger på grupper der de er av et visst omfang og betydning. I denne analysen er det særlig tariffregelverket og endringer i kraftpris som kan være av betydning.

15.1 Økning i ordinært tariffgrunnlag innebære en omfordeling fra forbrukskunder til petroleumsaktører

Investeringer i sentralnett medfører isolert sett økt tariffgrunnlag som blir fordelt på kundene i sentralnett i henhold til tariffregelverket. Investeringskostnadene bidrar til økt tariff, mens for eksempel reduserte overføringstap virker i motsatt retning. Vanligvis innebærer dagens tariffregelverk at det økte tariffgrunnlaget som følger av investeringer i sentralnett bæres av relevante forbrukskunder i sentralnettet. Kostnadene rammer dermed ikke nødvendigvis de som har nytte av investeringene.

Behovet for å forsterke nettet inn til og internt i Finnmark er i stor grad drevet av planer om store forbruksøkninger hos et fåtall store petroleumsaktører. De konseptene som kan løse kapasitetsbehovet har store investeringskostnader og vil gi en signifikant økning i tariffgrunnlag dersom det inngår i det ordinære tariffgrunnlaget. Ved forsyning med kraft fra land er det i hovedsak andre nettkunder som får kostnadene, uten at de opplever store økninger i nytten. Samtidig sparer petroleumsaktørene kostnadene ved egenforsyning. Et eventuelt fravær av fullgode prissignaler kan innebære en omfordeling fra forbrukskunder i sentralnettet i hele landet til de som utløser behovet for nett.

Petroleumsaktørene vil i fravær av tilstrekkelig prissignaler, ha en egeninteresse i at et nettkonsept velges fremfor konsept 0. Det skyldes at de da kan være i en situasjon hvor de med sikkerhet må dekke kostnadene ved egenforsyning, mens de ikke trenger å betale hele kostnaden de skaper i kraftsystemet. Dette kan påvirke incentivene til å utvikle gode egenforsyningsløsninger, med lavest mulige samfunnsøkonomiske kostnader. Dersom petroleumsaktørene rammes av avbrudd i kraftforsyningen (slik vi har antatt i vår samfunnsøkonomiske analyse), vil de i fravær av kostnadene for å etablere nett ønske seg nettfosterkn timer.

Det vil være fordelingsvirkninger knyttet til alle konseptene som er vurdert. Det samme gjelder for andre tiltak enn de store nettkonseptene, slik som for eksempel Lakselv-Adamselv 2 bygget for å realisere vindkraft i Øst-Finnmark.

Fordelingsvirkninger kan potensielt reduseres gjennom bestemmelser om tariffing, og særlig bruk av anleggsbidrag. Tariffing avgjøres etter de til enhver tids gjeldende bestemmelser i kontrollforskriften.

Videre er behovet viktig for Norge, mens et nettkonsept som involverer kostnader og ulemper i Finland, vil også innebære en omfordeling mellom innbyggerne i de to landene. Her har vi allerede lagt til grunn at vi betaler for investeringskostnaden for å kompensere for dette. I den grad Norge ikke kompenserer Finland for relevante ulemper, oppstår en fordelingsvirkning hvis Konsept 2 blir valgt.

Nytt stort petroleumsforbruk gir potensielt store fordelingsvirkninger

2015

15.2 Endret kraftfylt påvirker tap i både Sverige og Finland

Ved et større forbruk i Finnmark reduseres eksporten ut av Nord-Norge, som fører til redusert belastning på det svenske nettet. Samtidig øker importbehovet, og vi ser at vi særlig i konsept 2 får en høyere kraftflyt i det finske nettet, med tilhørende økning i tap.

15.3 Endring i priser gir fordelingsvirkning fra konsumenter til produsenter, i hvert fall på kort sikt

Ved økt forbruk av kraft fra nettet får vi økt pris, mens økt produksjon fører til lavere priser. Endringene i prisene fører til en omfordeling mellom forbrukere og produsenter. Når vi tar hensyn til langsiktige markedstilpasninger er denne effekten liten. Vi forventer at en eventuell stor ubalanse vil føre til tilpasninger i kraftsystemet, enten ved at det bygges ut ny produksjon eller at det etableres nytt forbruk.

Del V Konklusjon og videre arbeid

Vi har sett at en trinnvis utvikling av konsept 2 med ny ledning fra Finland kan være samfunnsøkonomisk rasjonelt. Elektrifisering av petroleumsvirksomhet i Vest-Finnmark er robust lønnsomt for samfunnet, mens det skal mer til for at elektrifisering av storstilt petroleumsvirksomhet i Øst-Finnmark er samfunnsøkonomisk rasjonelt. Dette krever at egenforsyning er dyrere enn antatt, for eksempel dersom CO₂-prisen i fremtiden er høyere enn vi har lagt til grunn.

Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i petroleumsnæringen i Finnmark. Vi vet verken hvor stort kraftforbruket vil bli, eller når og hvor det vil komme. Vi finner derfor ikke grunnlag for å gå videre med ett av konseptene med den informasjonen vi har i dag, og vår anbefaling er derfor at Statnett jobber videre med begge nettkonseptene. Gjennom god koordinering mellom Statnett, aktørene og myndighetene kan vi forsyne forbruket når det kommer, uten å bygge før behovet er sikkert.

Frem til vi har mer informasjon om utviklingen i kraftbehovet vil Statnett jobbe videre med å:

- Redusere kostnadene på nettinvesteringer i Norge, gjennom forskning- og utvikling (FoU) og ved å ta i bruk ny teknologi
- Fortsette dialogen og samarbeidet med den finske systemoperatøren Fingrid
- Vurdere å gjøre tiltak for å knytte til konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark
- Vurdere grunnlaget for å bedre leveringspåliteligheten i Finnmark

16 Statnett bygger i takt med behovet i Finnmark

I behovsanalysen viste vi at det sannsynligvis er nye store petroleumsinstallasjoner som kan utløse behov for nytt 420 kV nett i Finnmark. Vi vet imidlertid verken hvor stort kraftforbruket vil bli, eller når og hvor det vil komme.

Videre har vi sett at en trinnvis utvikling av konsept 2 med ny ledning fra Finland kan være samfunnsøkonomisk rasjonell. Elektrifisering av petroleumsvirksomhet i Vest-Finnmark er robust lønnsomt for samfunnet, mens det skal mer til for at elektrifisering av storstilt petroleumsvirksomhet i Øst-Finnmark er samfunnsøkonomisk rasjonelt. Dette krever at egenforsyning er dyrere enn antatt, for eksempel dersom CO₂-prisen i fremtiden er høyere enn vi har lagt til grunn.

Valget mellom egenforsyning eller strømforsyning fra nettet blir normalt tatt i forbindelse med behandling av PUD/PAD for petroleumsutvinning. Vi finner derfor ikke grunnlag for å gå videre med ett av konseptene med den informasjonen vi har i dag. Vi har derimot oversikt over hvilke forbindelser som kan være rasjonelle å bygge som første trinn, gitt en tilstrekkelig stor vekst i kraftforbruket fra i dag. Alle disse forbindelsene inngår i konsept 2.

Ingen av forbindelsene som inngår i konsept 2 er underlagt krav om konseptvalgutredning med myndighetsbehandling, fordi de enten har vært meldt tidligere eller er utenlandsforbindelser. Det samme gjelder Lakselv-Adamselv 2. Unntaket er muligens industriradialen ut fra Varangerbotn. Vi forutsetter dermed at videre myndighetsbehandling vil gå via NVE gjennom konsesjonssøknad for de enkelte prosjektene.

Estimerte ledetider tilsier at vi kan vente med å bygge til vi vet at behovet kommer. Dersom vi skal unngå at nettet forsinkes etablering 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. God koordinering med sentrale aktører, for eksempel Gassco for elektrifisering av gassprosessanlegg, blir derfor avgjørende i det videre arbeidet.

Vi vil legge denne konseptvalgutredningen til grunn og vente til det blir gjort drivverdige funn før vi søker om konsesjon for de aktuelle forbindelsene i Finnmark. Inntil dette skjer mener vi det er riktig å modne begge de to hovedkonseptene videre, og særlig konsept 2 som med dagens informasjon fremstår som best. 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. En felles henvendelse fra flere petroleumsaktører kan bidra til å sikre at vi iverksetter riktig tiltak til rett tid.

16.1 Trinnvis utvikling av konsept 2 kan være samfunnsøkonomisk rasjonelt

I behovsanalysen forklarte vi at elektrifisering av nye petroleumsinstallasjoner er det som kan gi tilstrekkelig gevinst til å forsvare eventuelle store nettutbyggingsprosjekter i Finnmark. I fravær av kapasitet i nettet antar vi at installasjonene blir bygget ut med egen energiforsyning i form av gasskraft (K0).

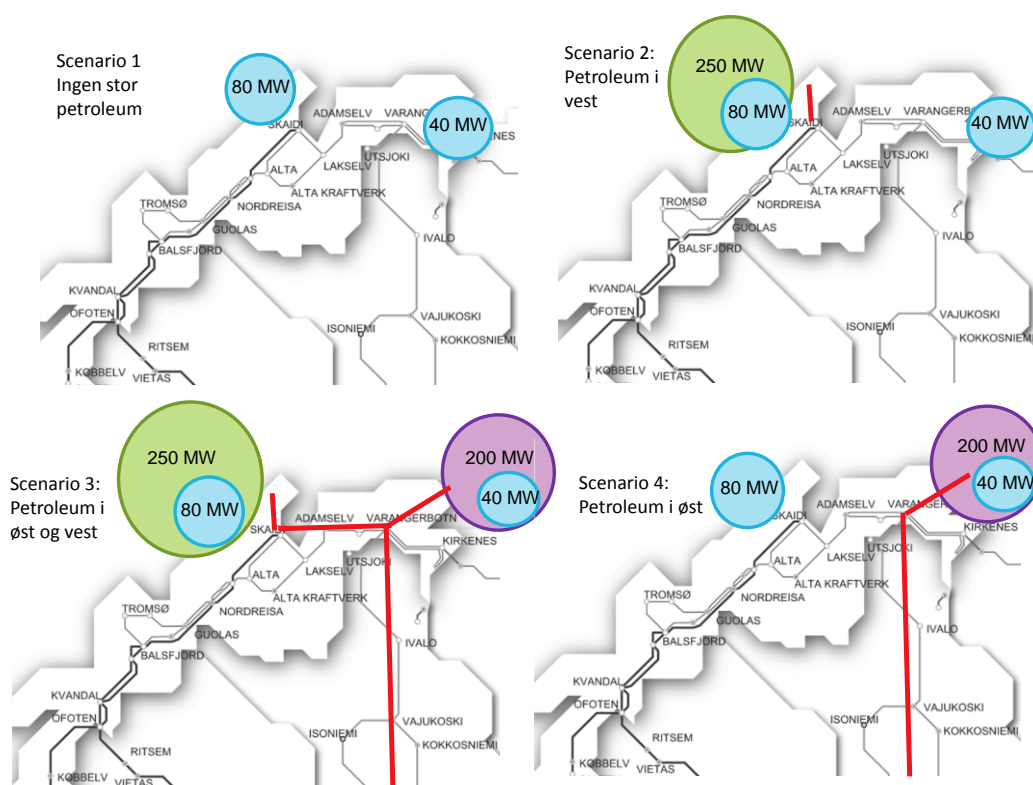
Fra mulighetsstudien gikk vi videre med to nettkonsepser som begge legger til rette for stor vekst i hele Finnmark: nytt 420 kV nett gjennom Finnmark fra Troms (K1) eller fra Finland (K2). I alternativanalysen viste vi at konsept 2 kommer best ut i de fleste tilfeller. Samtidig kan det være mulig å møte forbruksveksten gjennom en trinnvis utbygging av konseptet.

Dersom det etableres i størrelsesorden 200 MW nytt forbruk i Vest-Finnmark, kan det være samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge Skaidi-Hammerfest på 420 kV. Våre analyser tyder på at det sannsynligvis er samfunnsøkonomisk rasjonelt å elektrifisere petroleumsvirksomhet i Vest-Finnmark. Det skyldes at egenforsyning med stor sannsynlighet har høyere samfunnsøkonomiske kostnader enn kostnader for nødvendig nett og kjøp av kraft i markedet.

Tilsvarende kan det ved omtrent 200 MW forbruksvekst i Øst-Finnmark være samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge enten Skaidi-Varangerbotn på 420 kV eller en ny forbindelse fra Finland. Petroleumsindustrien kan så tilknytte seg sentralnettet i Varangerbotn via en 100 km ledning. Med dagens informasjon fremstår en ny forbindelse fra Finland som best.

Det er dyrere å elektrifisere forbruket i Øst-Finnmark enn i Vest-Finnmark. Dette skyldes at de nødvendige tiltakene er omfattende, med høye investeringskostnader og store naturinngrep. For at elektrifisering skal vær mer samfunnsøkonomisk rasjonelt enn egenforsyning i Øst-Finnmark må CO₂-prisen i fremtiden være høy. Det kan imidlertid være mulig å elektrifisere et mindre volum ved å gjøre andre tiltak i nettet, slik som nytt 132 kV nett og reaktiv kompensering i Øst-Finnmark. Dette kan være aktuelt ved en mindre utbygging enn det vi har antatt i våre scenario, eller ved delelektrifisering av petroleumsinstallasjonene. Slike tiltak vil i tillegg muliggjøre ny vindkraft, noe som kan bedre leveringspåliteligheten og redusere overføringstapene i nettet.

Dersom petroleumsinstallasjoner både vest og øst i Finnmark skal elektrifiseres fra nettet, kan det være rasjonelt å etablere alle de fire nevnte forbindelsene. Dette vil fullføre konsept 2, tidligere kjent som Arctic Circle. Et alternativ kan være å realisere konsept 1, dvs. bygge Balsfjord-Skaidi 2 i stedet for Finlandsforbindelsen. Våre analyser tyder på at det skal mye til for at denne ledningen blir lønnsom. 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 leveringspåliteligheten etter Skaidi-Varangerbotn, slik som vindkraft og tiltak for å bedre utnyttelsen av eksisterende nett.



Figur 39 Trinnvis utvikling av konsept 2 kan være samfunnsøkonomisk rasjonelt. Det skal mer til for at elektrifisering av petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark er samfunnsøkonomisk rasjonelt sammenlignet med i Vest-Finnmark, grunnet det store omfanget ved nødvendige tiltak.

16.2 Statnett kan knytte til kraftforbruket når det kommer

Vi vil legge denne konseptvalgutredningen til grunn for videre nettutvikling i Finnmark, og vente til det blir gjort funn før vi igjen vurderer å sette i gang konsesjonsprosessen for aktuelle delstrekninger. 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. En felles henvendelse fra flere petroleumsaktører kan bidra til å sikre at vi iverksetter riktig tiltak. Inntil dette skjer mener vi det er riktig å modne begge de to nettkonseptene videre, og særlig konsept 2 som med dagens informasjon fremstår som best.

Vi vil legge analysen til grunn for videre nettutvikling i Finnmark

I løpet av arbeidet med denne konseptvalgutredningen har det blitt klart hvilke forbindelser som kan bli rasjonelle å bygge først, gitt ulike forbruksscenarioer. Ingen av disse forbindelsene er underlagt kravet om konseptvalgutredning med myndighetsbehandling, fordi de enten har vært meldt tidligere eller er utenlandsforbindelser. Det samme gjelder Lakselv-Adamselv 2. Unntaket er muligens industriradialen ut fra Varangerbotn, med mindre det er mulig å velge et lavere spenningsnivå eller søke om unntak for krav om KVV, ettersom dette er en forlengelse av de andre forbindelsene.

Vi forutsetter at videre myndighetsbehandling vil gå via NVE gjennom konsesjonssøknad for de konkrete prosjektene. Analysen vil inngå som underlag i konsesjonsbehandlingen, og vil dermed ha stor verdi.

Vi kan sannsynligvis vente til det blir gjort funn før vi setter i gang konsesjonsprosessen

Estimert ledetid for en ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest er fem år, hvorav forventet byggetid er opptil ett år. Estimert ledetid for de ulike forbindelsene inn til Øst-Finnmark er rundt åtte år, hvorav forventet byggetid er rundt 2,5 år. Til sammenligning har Gassco estimert byggetiden for nødvendig gassinfrastruktur til omtrent fire år. Vi kan altså vente med beslutning om å bygge til vi er sikre på at behovet oppstår.

Spørsmålet er når vi må sette i gang *konsesjonsprosessen* for de ulike ledningene, dersom vi skal unngå at manglende nettkapasitet forsinker elektrifisering av nye store petroleumsinstallasjoner. Dette gjelder særlig for eventuelle forbindelser til Øst-Finnmark, der ledetiden i nettutbyggingen er forventet å være lengst.

Ledetiden i petroleumsnæringen fra funn til igangsettelse er avhengig av flere faktorer, bl.a. ressursgrunnlaget og avstand til eksisterende infrastruktur. Vi har fått informasjon fra aktørene om at ledetid fra funn til kraftbehov for nye petroleumsprosjekter i Barentshavet sørøst er forventet å være rundt 10 år. Erfaring fra tidligere tilsier at ledetiden kan være mye lenger enn dette. Det er altså usikkert hvor lang ledetiden i petroleumsnæringen er, men vi kan sannsynligvis vente til det blir gjort et stort eller flere mindre funn i Barentshavet sørøst før vi setter i gang konsesjonsprosessen for de aktuelle delstrekningene til Øst-Finnmark.

Gassco oppgir at ledetiden for gassinfrastruktur er omtrent åtte år, eller omtrent seks år fra konseptvalg for evakueringsløsning (LNG eller rør) er fattet og det dermed er rimelig sikkert at behovet vil oppstå (3). Samtidig sier Gassco at dersom det allerede er etablert infrastruktur for gasevakuerings i Vest-Finnmark, kan dette korte ned ledetiden for gassinfrastruktur i øst noe.

Vi forventer å vite mer om ressursene i Barentshavet sørøst i løpet av perioden 2017-2020. Når det første drivverdige funnet blir gjort vil problemstillingen igjen bli aktuell, men med en mer tydelig behovseier. 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.

Gjensidig avhengighet i beslutninger krever koordinering mellom Statnett og petroleumsaktørene

Den gjensidige avhengigheten i beslutninger hos Statnett og petroleumsaktørene kompliserer planleggingen. Beslutning om elektrifisering i petroleumsindustrien gjøres ved konseptvalg i en tidlig fase av prosjektgjennomføringen, og før endelig investeringsbeslutning er fattet. Dette innebærer at aktørene har behov for visshet om at nettet er sterkt nok før Statnett vet med sikkerhet om kraftbehovet vil bli realisert. Statnett kan altså bli nødt til å søke konsesjon på nye forbindelser før vi vet med sikkerhet at behovet vil oppstå, dersom vi skal unngå at manglende nettkapasitet gjør elektrifisering mindre aktuelt. Dette endrer imidlertid ikke på konklusjonen over, om at vi sannsynligvis kan vente til det blir gjort funn før vi setter i gang konsesjonsprosessen.

For å imøtekomme denne utfordringen er det viktig med god dialog mellom aktørene i petroleumsbransjen og Statnett. Det er viktig at aktørene så tidlig som mulig informerer Statnett om viktige hendelser og beslutninger som kan ha betydning for kraftbehovet. Dette gjelder særlig ved elektrifisering av petroleumsinstallasjoner i Øst-Finnmark, som vil kreve omfattende nett-tiltak. For at Statnett skal kunne legge informasjonen til grunn i videre prosjektutvikling, må vi ha formelle henvendelser med definerte behov.

Vi forventer ikke at alle aktørene verken vil gjøre funn, eller fatte beslutninger samtidig. Manglende koordinering mellom de ulike aktørene i petroleumssektoren kan derfor også bli en utfordring. I dag henvender hver enkelt aktør seg til det regionale nettselskapet og/eller Statnett, avhengig av størrelsen på kraftforbruket. Ettersom det nye forbruket må være av en viss størrelse for å kunne forvare store nett-tiltak, vil en felles henvendelse fra flere petroleumsaktører bidra til å sikre at vi iverksetter riktig tiltak.

Vi vil fokusere på å modne konsept 2 videre frem til behovet er mer sikkert

Inntil dette skjer mener vi det er riktig å modne konsept 2 som med dagens informasjon fremstår som best. Statnett inngikk sommeren 2016 en intensjonsavtale med den finske systemoperatøren Fingrid om videre samarbeid om en ny forbindelse fra Finland til Finnmark. I avtalen legger vi opp til at begge parter skal holde hverandre løpende oppdatert om eventuell ny informasjon som kan ha betydning for konklusjonene i denne konseptvalgutredningen, og da særlig utviklingen i behov, ledetider og investeringskostnader. I tillegg er begge parter villige til å sette i gang arbeid frem mot en konsesjonssøknad, dersom behovet for det oppstår. Dette vil i så fall reguleres etter egne avtaler.

16.3 Den samfunnsøkonomisk rasjonelle løsningen innebærer svakere leveringspålitelighet

I vår analyse har vi vurdert egenforsyning opp mot kostnaden av å forsyne petroleumsforbruket fra sentralnettet ved ulike nettløsninger, herunder både de to konseptene og ulike varianter av konseptene. Analysen viser at det er samfunnsøkonomisk rasjonelt å kun bygge ut deler av konseptene, gitt at forbruket skal forsynes med kraft fra nettet.

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, med tilhørende avbrudd i strømforsyningen ved utfall av den nye forbindelsen.

Vi har vist at en trinnsvis utvikling er mulig i scenario 3 også, men her er resultatene mer sensitive for endringer i forutsetninger. I utgangspunktet fremstår det som mest rasjonelt å bygge Skaidi-Hammerfest og enten en ny ledning fra Finland eller Skaidi-Varangerbotn. Ny ledning fra Finland fremstår med dagens informasjon som mest rasjonell. Med en liten økning i forbruket, øker imidlertid avbruddskostnadene så mye at også 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. I scenario 2 og 4 forventer vi i snitt 1,5-2 avbrudd på til sammen rundt 10-15 timer i året. Dette er kun avbrudd grunnet enkeltutfall i kraftsystemet. Planlagt utkobling av kritiske ledninger kan også føre til avbrudd i strømforsyningen, som ikke er inkludert her. Det er altså ikke nødvendigvis uproblematisk å legge opp til en så høy utnyttelse av nettet som vi har gjort her.

Et krav til leveringspålitelighet kan endre hvor stor del av konseptene som bør bygges, og det kan bli rasjonelt å bygge hele konsept 2. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til muligheten for å bygge en ny ledning fra Finland. Ettersom Balsfjord-Skaidi 2 er dyr og utgjør et stort naturinngrep, kan det være grunnlag for å også se på andre muligheter etter Skaidi-Varangerbotn, dersom Finlandsledningen ikke er mulig å realisere. Vi har blant annet vist at en større utbygging av vindkraft vil bedre leveringspåliteligheten og at en B2B omformer mot Russland eller Finland vil øke kapasiteten inn til Finnmark – eventuelt sammen med temperaturoppgraderinger i eksisterende nett. Noen av disse

Statnett bygger i takt med behovet i Finnmark
2015

tiltakene kan også være gjennomført for å møte andre behov, før det blir behov for å bygge nytt 420 kV nett. Det vil altså være nødvendig å vurdere situasjonen løpende gjennom prosjektutviklingen.

17 Det kan være rasjonelt å gjøre tiltak i fravær av stor vekst fra petroleumssektoren

Vi har sett at ved moderat vekst i forbruket, tilsvarende nivået i scenario 1, kan flyten overstige N-1 kapasiteten i nettet inn til Hammerfest-området, Kirkenes-området og inn til Øst-Finnmark. I tillegg er det konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark som mangler kapasitet til å knytte seg til nettet. Dette betyr at det kan være rasjonelt å gjøre tiltak også i fravær av stor vekst fra petroleumssektoren. Mulige tiltak kan være:

- Nye 420 kV-stasjoner i Vinnelys og/eller Skaidi
- Temperaturoppgradere ledninger og skifte ut begrensende endepunktskomponenter
- Investere i reaktiv kompensering i Øst-Finnmark for å øke kapasiteten på Øst-Finnmarksnittet
- Øke kapasiteten på forbindelser inn til Kirkenes ved planlagt reinvestering
- Adamselv-Lakselv 2
- Back to back-omformere

Dette er tiltak som Statnett vurderer fortløpende med bakgrunn i behovsutviklingen. I tillegg har Statnett to FoU-prosjekter som vurderer hvordan tiltak på forbruks- og produksjonssiden kan redusere behovet for nett. I arbeidet med nettutviklingen vurderer vi reinvesteringsbehov og har dialog med de regionale nettselskapene for å koordinere utviklingen av vindkraft og tiltak i nettet i Øst-Finnmark.

Vi vil med bakgrunn i analysene gjort i denne konseptvalgutredningen ta stilling til hvorvidt vi skal bygge Lakselv-Adamselv 2 nå, og i så fall for hvilket spenningsnivå. I tillegg bør Statnett i dialog med Hammerfest Energi Nett, relevante myndigheter og kraftforbrukere, ta stilling til hva vi skal gjøre med konsesjonssøknaden for Skaidi-Hammerfest idet nytt stort punktforbruk i Hammerfest-området blir aktuelt.

17.1 Tiltak for vindkraft og bedret leveringspålitelighet i Øst-Finnmark må sees i sammenheng

Vi har identifisert en rekke tiltak som kan legge til rette for all eller deler av konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark. Disse er:

- Adamselv-Lakselv 2
- Back to back-omformer mot Finland
- Skaidi-Varangerbotn
- Fleksibel hydrogenproduksjon

For å gjennomføre tiltak må vi ha visshet om at tilstrekkelig volum vindkraft blir realisert. Dette krever koordinering mellom Statnett, de regionale nettselskapene og aktuelle vindkraftaktører.

Samtidig vil alle tiltakene i ulik grad bidra til å bedre leveringspåliteligheten i Øst-Finnmark. Så lenge det er kapasitet ved intakt nett (N-0), vil også ny vindkraft bedre leveringspåliteligheten i området. Dette viste vi i behovsanalysen. Behovet for å bygge ut vindkraft og for å bedre leveringspåliteligheten i Øst-Finnmark må derfor sees i sammenheng når vi vurderer hvilke tiltak som skal gjennomføres.

17.2 Statnett har flere FoU-prosjekter for å redusere behovet for nytt nett

Statnett har et pågående FoU-prosjekt kalt "*Storskala laststyring*". Målet for prosjektet er å etablere frivillige avtaler med 300 individuelle forbrukere for frakobling av last ved feil som ellers risikerer å mørklegge områder i Nord-Norge. Prosjektet skal gjennomføres innen 2019.

I kjølvannet av denne konseptvalgutredningen vil Statnett sammen med Enova sette i gang et FoU-prosjekt for å kartlegge alternative løsninger for å sikre en god kraftforsyning. Et av casene som er aktuelle å se på er Hammerfest-området. På forbrukssiden er det både aktuelt å se på

Det kan være rasjonelt å gjøre tiltak i fravær av stor vekst fra petroleumssektoren 2015

belastningsfrakobling (BFK), forbruk med kortsiktig fleksibilitet som ikke kan delta i BFK og mer generelle tiltak for å dempe forbruket i perioder med knapp overføringskapasitet.

17.3 Adamselv-Lakselv 2 på 420 kV kan inngå som en del av Skaidi-Varangerbotn

Statnett har startet konsesjonsprosessen for en ny kraftledning mellom Lakselv og Adamselv. Prosjektet er begrunnet i et kortsiktig behov for reinvestering og et antatt langsiktig behov for flere ledninger på strekningen. Både 132 kV og 420 kV spenningsnivå utredes.

Dersom vi bygger Adamselv-Lakselv 2 klargjort for 420 kV drift nå, kan den inngå som en del av Skaidi-Varangerbotn, dersom denne senere skal bygges. Som vi har vist forutsetter dette minimum 200 MW nytt forbruk i Øst-Finnmark. I utgangspunktet er en ny ledning fra Finland å foretrekke, men dersom denne ikke lar seg gjennomføre må vi bygge Skaidi-Varangerbotn. Ved stor vekst både øst og vest i Finnmark, tilsvarende scenario 3, kan også Skaidi-Varangerbotn være samfunnsøkonomisk rasjonell.

Resultatene fra analysen som er gjort i denne konseptvalgutredningen inngår som underlag i arbeidet med konsesjonssøknad for Adamselv-Lakselv 2, både med tanke på videreføring og valg av spenningsnivå. Statnett planlegger foreløpig å sende konsesjonssøknad for ledningen i løpet av første halvår 2017.

17.4 Vi finner per i dag ikke grunnlag for å bygge sentralnett til Hammerfest-området

Hensynet til reindriften gjør det utfordrende å planlegge nye ledningstraséer mellom Skaidi og Hammerfest. Statnett sin konsesjonssøknad, som ligger til klagebehandling hos OED, beslaglegger foreløpig den eneste tilgjengelige traséen på strekningen. Dette betyr at Statnett blokkerer muligheten til å bygge nytt regionalnett i området.

Med en forbruksutvikling i Hammerfest-området tilsvarende nivået i scenario 1, er forventede avbruddskostnader relativt lave. Våre beregninger viser at det først er ved en forbruksvekst større enn 150-200 MW at Statnett bør forlenge sentralnettet dit. Vi tror også at det skal mye til for at det blir rasjonelt å bygge en ny ledning på 132 kV, men etter vårt syn er dette noe Hammerfest Energi Nett må vurdere.

Dersom Hammerfest Energi Nett først bygger en ny 132 kV ledning og det siden blir behov for en ledning på 420 kV, må vi sannsynligvis enten rive den nye ledningen eller de to som går der i dag, før vi kan bygge en ny ledning i samme trasé. I byggeperioden risikerer vi dermed at alt forbruk i Hammerfest-området kobles bort ved en feil.

Til tross for dette viser våre teknisk-økonomiske beregninger at det må være stor sannsynlighet for at det blir behov for 420 kV innen relativt få år for at det skal være lønnsomt å bygge ledningen klargjort for 420 kV drift med det samme. Hvis det for eksempel er 10 år mellom bygging av 132 kV og behov for 420 kV, må vi være mer enn 60% sikre på at det blir behov for 420 kV for at det skal være rasjonelt å bygge klargjort for 420 kV med en gang. Dette er vist i Vedlegg 15.

Beregningen inkluderer ikke naturinngrep ved nettutbyggingen, som sannsynligvis vil være større dersom det blir nødvendig å bygge ledning på 132 kV først for så å rive og bygge nytt på 420 kV, sammenlignet med å bygge én ledning klargjort for 420 kV med det samme. Dette må tas med i totalvurderingen når Statnett i dialog med Hammerfest Energi Nett tar stilling til hva vi skal gjøre med konsesjonssøknaden som ligger til klagebehandling hos OED. Det vil være naturlig å ta dette opp til vurdering idet stort nytt punktforbruk, i størrelsesorden 60 MW, blir besluttet i Hammerfest-området.

Del VI Bakgrunn og metode

Denne delen beskriver resultater fra tidligere studier og metoden som er benyttet i de ulike delene av analysen.

18 Metode for å beregne overføringskapasiteter

En stor del av denne analysen er basert på modellsimuleringer. Modeller av kraftsystemet vil alltid beskrive en forenkling av virkeligheten. Styrken til modellene er at de beskriver hvordan mange faktorer i systemet fungerer i et komplisert samspill på tross av forenklingene. Vi har i hovedsak brukt to modeller/verktøy i dette arbeidet:

- Samlast er et verktøy som etterligner samspillet i det nordiske kraftmarkedet, hensyntatt begrensninger i nettet.
- PSS/E er et verktøy med en nettmodell som etterligner en definert driftssituasjon. Der kan vi blant annet studere termisk belastning og spenningsforhold ved utfall i nettet.

Selv om vi har sjekket robustheten i resultatene ved å teste en rekke sensitiviteter, er det viktig å være klar over at våre modeller og forutsetninger alltid vil gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Når vi bruker modellene i analyser legger vi derfor stor vekt på å vurdere simuleringresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet og driften, samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Oppsummert kan vi si at våre analyser ikke kommer som et resultat fra modellsimuleringene direkte, men fra en totalvurdering gjort av prosjektgruppen.

18.1 Modellene utfyller hverandre

Kapasiteten på et definert snitt vil ikke bare avhenge av nettets topologi, men også av fordelingen av forbruk, produksjon og reaktiv kompensering i nettet. Vi setter sammen våre case/lastflytsituasjoner i lastflytmodellen PSS/E basert på historiske data og kunnskap om last- og produksjonsfordeling i det aktuelle området. Det er viktig å huske på at dette kun er et øyeblikksbilde som er ment som et utgangspunkt for å finne overføringsbegrensninger i området.

For å sjekke gyldigheten til de ulike situasjonene vi ser på i PSS/E, bruker vi Samlast til å beregne kraftflyt over et langt tidsrom og mange ulike tilstander. Dette sier noe om hvilke tilstander det er fornuftig å studere videre i PSS/E, og som vil være dimensjonerende for kraftsystemet. Simuleringene i Samlast gir oss også informasjon om betydningen av de begrensningene vi kommer frem til i PSS/E.

Når vi simulerer i Samlast, fokuserer vi i tillegg på hvordan de ulike alternativene påvirker flytfordelingen inn til området, samt samfunnsøkonomiske parametere som tap i nettet og endringer i flaskehalskostnader.

18.2 Vi øker lasten i enkelte punkt i nettet for å finne kapasiteten

Kapasitetene er beregnet ved hjelp av PV-analyser i PSSE. Vi overvåker da spenningen på aktuelle punkter i nettet ved økende overføring på et definert snitt. I dette tilfellet overvåker vi tre snitt: Finnmarkssnittet, Vest-Finnmarkssnittet, og Øst-Finnmarkssnittet. Overføringsgrensen er nådd når vi enten når termisk overføringsgrense på ledninger eller andre komponenter i nettet, eller når spenningen synker til en nedre grense. Nedre grense er satt av den høyeste av enten:

- 360 kV på 400 kV spenningsnivå eller 123 kV på 132 kV spenningsnivå
- 40 MW avstand fra stabilitetspunktet vi finner i PV-analysen

Hvor stor avstanden til stabilitetspunktet må være er avhengig av topologien og fordelingen av last og produksjon. En tommelfingerregel vi opererer med er at avstanden skal være tilsvarende størrelsen på den største generatoren i området, i dette tilfellet 30-40 MW.

Overføringen inn til Finnmark økes ved å øke lasten på forhåndsbestemte punkter i nettet. Hvordan de ulike ledninger i snittet belastes, og dermed hvilke utfall som er mest begrensende, kan avhenge noe av hvor lastøkningen finner sted. For å beregne kapasiteten på de tre nevnte snittene i Finnmark tester vi med lastøkning i Skaidi og i Varangerbotn.

- Kapasiteten på Vest-Finnmarkssnittet er funnet ved 100 % lastøkning i Skaidi

- Kapasiteten på Øst-Finnmarkssnittet er funnet ved 100% lastøkning i Varangerbotn
- Kapasiteten på Finnmarkssnittet er funnet ved lastøkning i både Skaidi og i Varangerbotn.

Fordelingen av lasten påvirker kapasiteten på snittet. Derfor oppgir vi et intervall på Finnmarkssnittet, hvor vi ser på kapasiteten med en 80/20 fordeling vest/øst og en 50/50 fordeling.

For å finne N-1-kapasiteter simulerer vi alle enkeltutfall på 132 kV eller høyere spenningsnivå internt i og inn til Finnmark. Dette inkluderer utfall av komponenter for reaktiv kompensering. Det utfallet som først gir enten termisk overlast eller for lav spenning kalles for dimensjonerende utfall. Overføringen på snittet idet vi møter på enten termisk eller spenningsmessig begrensning ved det dimensjonerende utfallet bestemmer N-1-kapasiteten på det aktuelle snittet for det aktuelle caset.

18.3 Betydningen av PSS/E-resultatene sjekker vi i Samlast

Samlastmodellen har en detaljert markedsbeskrivelse for det nordiske området og en forenklet nettmodell av hele sentralnettet i Norden. For å fange variasjoner i temperatur og tilsig simulerer modellen hvordan systemet vil oppføre seg over en serie historiske temperatur- og tilsigsår. Dette gjør modellen godt egnet til å vurdere oppførselen til kraftsystemet under ulike markedsforhold.

På tross av en del forenklinger, er modelleringen av vannkraften en av hovedstyrkene ved Samlast. Alle større kraftverk er modellert individuelt, og vannveiene mellom kraftverk og magasin i et vassdrag er inkludert. I tillegg er det modellert en rekke restriksjoner og andre momenter som kan ha betydning, som for eksempel at kraftverkets virkningsgrad endres avhengig av vannhøyden i magasinet.

En annen fordel med modellen er at den både simulerer lastflyten og beregner markedslikevekten samtidig. Modelleringen av sentralnettet gir oss underlag til å vurdere spørsmål om kraftflyt og ubalanser i nettet.

18.4 Vi bruker vintergrenser for termisk overføringskapasitet

Den termiske overføringskapasiteten til ledningene synker med stigende utetemperatur. I områder der forbruket varierer mye over året vil en vintersituasjon likevel ofte være mest anstrengt, da lastøkningen overgår økningen i termisk kapasitet ved lavere utetemperatur. Dette er situasjonen i Finnmark, og vi legger derfor til grunn vintergrenser når vi beregner overføringskapasiteten på snittene i Finnmark. Når spenning begrenser har ikke utetemperaturen noe å si, og kapasiteten er den samme gjennom hele året.

18.5 Vi bruker 99-persentilen av historisk underskudd for å beregne mulig vekst

Hvor stor forbruksvekst det er rom for, er avhengig av hva forbruket er i utgangspunktet. Når vi angir mulig vekst innenfor kapasiteten på snittet, tar vi utgangspunkt i målte flytdata for perioden 2010-2015. Vi har tatt utgangspunkt i 99-persentilen av historisk underskudd. Dette betyr at vi 1% av tiden har målinger som viser et underskudd som er større enn dette, mens underskuddet i 99 % av tiden er mindre.

Vi legger oss på 99-persentilen for å være konservative, men ikke for konservative. Over fem år har vi 43800 målte verdier per målingspunkt. Noen av disse kan være feilmålinger, eller det kan være spesielle situasjoner i driften av nettet som gjør at flyten som er målt ikke er representativt for systemet vi analyserer. Vi mener derfor det vil være for konservativt å legge seg på 100-persentilen. Når vi oppgir mulig forbruksvekst innenfor N-1 og N-0 referert til 99-persentilen av historisk underskudd kunne forbruksveksten vært større 99% av tiden.

Samtidig fanger ikke de historiske målingene opp eventuelle reguleringer som er gjort i driften. Dette betyr at flyten også kunne vært høyere, dersom produksjon er regulert opp eller forbruk regulert ned for å overholde flytbegrensninger i en underskuddssituasjon.

Det er en utfordring å bare ta med ett tall videre for å representere kapasiteten på et snitt. Hvis vi legger til grunn en for høy kapasitet, risikerer vi at det vil inntreffe situasjoner der systemet blir

overbelastet og fører til utfall av komponenter. Legger vi til grunn en for lav kapasitet, kan vi risikere at vi ikke utnytter systemet godt nok og kanskje overinvesterer i nettet.

Vi mener det er fornuftig å ha en konservativ tilnærming i kapasitetsanslagene. Av erfaring vet vi at det alltid dukker opp hendelser i driften av systemet som er utfordrende å håndtere. Vi anser dessuten konsekvensene ved å sette en for høy kapasitet som større enn å sette en for lav kapasitet.

18.6 Kapasitetsberegning er ingen eksakt vitenskap

Ettersom resultatene er fra simuleringer som tar utgangspunkt i ett bestemt utgangscase, bør kapasitetene leses som omtrentlige. Jo lenger fram i tid, jo mer usikkerhet er knyttet til forbruk, produksjon og nett. I virkeligheten kan vi dessuten gjøre tiltak i driften for å løse utfordringer som oppstår, avhengig av hva som er problemet og faktisk driftssituasjon. Det er svært vanskelig å fange alle slike forhold i en analyse.

For eksempel er det lite regulerbar produksjon i Finnmark, og hvorvidt det er høy eller lav produksjon i kraftverkene påvirker hvor begrensningene oppstår først. I en overskuddssituasjon er effekten av tiltak som øker overskuddskapasiteten i øst påvirket av produksjonen i Alta kraftverk; ved høy produksjon er det mindre plass til ny produksjon. Ved underskudd i Finnmark vil produksjonen i kraftverkene i Nord-Troms påvirke hvor i nettet begrensningene oppstår først. Ved lav produksjon i disse kraftverkene vil mer av underskuddet dekkes av import fra Balsfjord og kapasiteten i nettet mellom Skibotn og Goulas begrenser tidligere enn hvis det er høy produksjon i kraftverkene.

I tillegg til nettet og fordeling av last og produksjon, vil også andre faktorer, som reaktiv effektlyt og tap i nettet påvirke kapasiteten på et snitt. For eksempel vil tap i nettet øke noe etter et utfall ettersom impedansen ut til forbruket er høyere med en ledning mindre. Flyt på snittet skyldes både netto last og tap i nettet innenfor snittet, og kapasiteten må derfor ta høyde for begge deler.

For å ha mulighet til å gjennomføre et stort antall simuleringer har vi ikke undersøkt hvor stor betydning økning i tap har for alle simulerte tilfeller. Dette vil ikke føre til avvik av betydning, men det er viktig å huske på at tallene vi presenterer her kun er omtrentlige.

19 Samfunnsøkonomisk analyse – metode og forutsetninger

En samfunnsøkonomisk analyse skal i størst mulig grad fange opp alle typer virkninger for alle grupper i samfunnet som blir berørt av et tiltak. Samfunnsøkonomiske analyser viser om tiltak *totalt* sett er lønnsomme for samfunnet eller ikke, samt gjør det mulig å rangere og prioritere mellom ulike tiltak. I tillegg til å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltakene i kroner, vurderer man i hvilken grad virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt samfunnet.

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne KVUen benytter metodikk i tråd med krav i OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013) og Finansdepartementenes rundskriv (R-109/2014). Vi har også hentet inspirasjon fra Direktoratet for økonomistyrings veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Som omtalt under Del II Mål og rammer legger vi til grunn at tilknytningsplikten for forbruk gjelder. Det betyr at vi ikke eksplisitt vurderer om nytten til det planlagte forbruket er større enn nettkostnaden. I vurderingen og rangeringen av tiltakene har vi derfor fokusert på å minimere kostnadene for tiltak som skal til for at forbruket kan bli realisert. Med andre ord gjør vi en kostnadsminimeringsanalyse, heller enn en nytte-kostnadsanalyse.

Vi fokuserer på norsk samfunnsøkonomi i denne analysen. Vi ser at effekter i det øvrige nordiske kraftsystemet kan være av betydning for resultatene og har derfor forsøkt å inkludere gjennom antakelser som kostnadsdeling mellom Statnett og Fingrid. Videre har vi fremhevet hvordan nordiske virkninger spiller inn fortløpende, der det er relevant. Dette gjelder for eksempel investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, overføringstap og miljøvirkninger.

Prinsipielt bør investeringer i sentralnett som gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet for det nordiske området, gjennomføres. Nettinvesteringer, som er økonomisk gunstige for det nordiske området, men hvor kostnadene og fordeler er ulikt fordelt, kan bli gjennomført ved at involverte parter forhandler om fordelingen av inntekter og kostnader, ref. Nettmeldingen (7).

19.1 Generelle forutsetninger

I KVU lager vi konseptene så minimale som mulig, og vi forholder oss til enkelte hovedregler for å beregne et basisestimat for investeringskostnader. Alle virkninger er diskontert med syv prosent reelt før skatt. Unntaket er for lønnsomhet av vindkraft, hvor vi har brukt 6,5 prosent. Alle diskonterte kronebeløp er avrundet til nærmeste 10-millioner kroner og oppgis i 2015-kroner, mens nåverdier oppgis per 2025. Analyseperioden er 40 år.

Investeringskostnader

I KVU skal konseptene være minimum for å møte behov. Usikkerhet skal ikke inkluderes i basisestimatet. Som hovedregel skal følgende legges til grunn i basisestimatet:

- Standard teknologi (både ledning og stasjon)
- Luftledning skal legges til grunn med mindre kabel er eneste løsning
- Tverrsnitt skal være duplex (om ikke kapasitetsmessige hensyn og andre ledninger i området gir behov for triplex)
- Antall km ledning skal være det antall som antas å være billigst mulig og gjennomførbart basert på kartstudie
- I basis legger vi til grunn nye stasjoner når konseptet inneholder helt nye stasjoner. Dersom innføring av 420 kV i et område medfører at det bygges et 420 kV anlegg i tilknytning til eksisterende stasjon velges ombygging av stasjon.

Investeringskostnadene er forventningsverdier. Forventningsverdiene er basisestimer justert for usikkerhet. Dvs. at etter vi har estimert basisestimatet justerer vi for forhold som kan påvirke dette i positiv og negativ retning (opp- og nedside). Vi gjør da en vurdering av utfallsrommet rundt basisestimatet som følge av de antatt viktigste kostnadsdriverne. Når det gjelder usikkerhet i mengde (km) på ledning har vi vurdert ulike andre sannsynlige traseer (ulike løsningsvalg). Vi har deretter vurdert vanskelighetsgradene i terrenget og hva som kan være utfallsrommet (usikkerhet i enhetspris). Når det gjelder usikkerhet i enhetspriser er det i dette prosjektet to andre sentrale kostnadsdrivere. Det ene er mange byggerestriksjoner (nedside) og det andre er bruk av ny teknologi på mastene (oppside). Forventningsverdier tar høyde for at det er en viss sannsynlighet for både opp og nedside av sistnevnte også.

Vi benytter en diskonteringsrente på 7 prosent for alle virkninger unntatt vindkraft (6,5 prosent)

Alle virkninger er diskontert med syv prosent reelt før skatt. Unntaket er for lønnsomhet av vindkraft, hvor vi har brukt 6,5 prosent. I Rundskriv 109 (2014) har Finansdepartementet følgende retningslinjer:

- For statlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private aktører skal en diskonteringsrente tilsvarende den som private bedrifter står ovenfor benyttes.
- For øvrige statlige tiltak skal den risikjusterte diskonteringsrente være 4 prosent.

Olje- og energidepartementets regulering av petroleumsvirksomheten faller ikke inn under noen av disse kategoriene (21). Reguleringen er en prinsipal-agent-modell der myndighetene legger til rette for at selskapene skal ha incentiver til å gjøre beslutninger som er samfunnsmessig riktige. Modellen er basert på at myndighetene og selskapene i stor grad står ovenfor samme type risiko, og myndighetene bør dermed vurdere risikoen i sektoren og ta hensyn til dette ved fastsettelse av diskonteringsrente for samfunnsøkonomiske analyser.

Historisk Olje- og energidepartementet brukt en diskonteringsrente på syv prosent i sektoren. Departementet gjorde i 2015 en ny vurdering av hvilken kalkulasjonsrente som bør benyttes og konkluderte med at 7 prosent diskonteringsrente for oppstrøms olje- og gassprosjekter fortsatt er fornuftig. Dette er utgangspunktet for vår analyse også, siden de fleste av virkningene i stor grad drives av petroleum og alternativet til nett-tiltakene er tiltak hos petroleumssaktørene.

Unntaket er vindkraft, hvor vi benyttet en diskonteringsrente på 6,5 prosent reelt før skatt. Dette er basert på en risikofri rente på 2 prosent og et risikoavhengig tillegg på 4,5 prosent (22). Statnett planlegger en gjennomgang av diskonteringsrenten for vindkraft. Diskonteringsrenten har sannsynligvis relativt liten betydning for lønnsomheten av vindkraft i Nord-Norge, siden diskonteringsrenten også påvirker inntektene til vindkraftanlegg. Det skyldes at en lavere diskonteringsrente sannsynligvis gir økt utbygging av vindkraft og dermed lavere priser.

I usikkerhetsanalysen viser vi to andre tilnærminger. I den ene diskonterer vi Statnetts kontantstrøm med fire prosent reelt før skatt. Det vil si alle virkninger unntatt kostnader for egenforsyning, avbruddskostnader i petroleumssektoren og verdi av vindkraft i Øst-Finnmark. Vi har også en tilnærming hvor alle virkninger diskonteres med fire prosent.

Andre forutsetninger er blant annet at eurokursen går mot 8,5 og at nåverdiene oppgis per 2025

Alle diskonterte kronebeløp er avrundet til nærmeste 10-millioner kroner og oppgis i 2015-kroner. Nåverdier oppgis per 2025. Sistnevnte er noe senere enn det som er vanlig for Statnetts analyser, hvor nåverdier oppgis i samme år som analysen ble utarbeidet. Analyseperioden er 40 år, fordi dette samsvarer med forventet levetid på stasjoner i sentralnettet samtidig som det virker rimelig i lys av varigheten på en eventuell petroleumsutvinning. Vi har antatt en stabil valutakurs på 8,5 € per krone. etter 2025 i vår analyse. Frem til da antar vi en tilpasning fra dagens kurs, men det har liten betydning siden virkningene kommer etter 2025. Metode for å beregne egenforsyningskostnader

Kostnadene for egenforsyning er kort sagt estimert på bakgrunn av kostnadene for et liknende energianlegg i Norge.

19.2 Kostnader egenforsyning

For å tallfeste kostnaden av egenforsyning har vi tatt utgangspunkt i informasjon vi har om eksisterende energiverk. Der vi har informasjon om energiverkene på Melkøya og Mongstad, har vi brukt denne, ettersom vi tror disse er mest representative. Ellers har vi basert oss på kostnader på kombinerte gasskraftverk i Europa.

Investeringskostnader

Investeringskostnadene ved egenforsyning er antatt til 10 millioner kroner per megawatt elektrisk energi, basert på investeringskostnader energiverkene på Melkøya⁵³ og Mongstad. Dette er noe høyere enn investeringskostnader for kommersielle gasskraftverk i Europa, som i gjennomsnitt koster 6,5-7 MNOK/MW. Investeringskostnadene for gasskraftverket på Kårstø var for eksempel cirka 5,5 MNOK/MW. Kårstø er et kraftverk som likner de som er i Europa (combined cycle gas turbine).

Tabell 1: Investeringskostnader gasskraftverk og energianlegg i Norge⁵⁴.

	Melkøya LNG	Mongstad	Naturkraft Kårstø
Kapasitet (elektrisk kraft) (MW)	200	280	430
Investeringskostnader (nominelt)	1 800	2 400	2 000
Tidspunkt for kostnadsanslag (år)	2002	2003	2006
Investeringskostnader (2015-MNOK)	2 290	2 970	2 380
2015-MNOK/MW	11,5	10,6	5,5

Årsaken til kostnadsdifferansen skyldes sannsynligvis blant annet at energiverkene består av flere mindre turbiner, mens gasskraftverk i kraftmarkedet består av større enkeltturbiner. Flere mindre turbiner er vanlig for å kunne ha vedlikehold av kraftverket uten å stanse kraftproduksjonen – og for at utfall av en turbin ikke skal medføre stans av hele kraftproduksjonen. Videre er det ofte mindre kapasitet på gassturbinene på sommeren enn på vinteren, fordi omgivelsestemperaturen er høyere. Vi antar derfor at det installeres 25 prosent mer kapasitet enn det elektriske kraftbehovet på anlegget. Dette likner på løsningen som i dag er i bruk på Melkøya.

Reinvesteringskostnader

Forventet produksjon på petroleumsinstallasjonene er antatt å vare 40 år, mens forventet levetid på gassturbiner normalt er 20 år. Infrastrukturen tilknyttet gassturbinene har normalt levetid på 40 år. Vi antar at reinvesteringskostnaden etter 20 år er 70 prosent av forventet investeringskostnad.

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Vedlikeholdskostnadene er antatt til 0,2 MNOK/MW per år. Dette tilsvarer 40 millioner kroner per år, for et kraftverk på 200 MW. Vedlikeholdskostnadene er basert på kostnader på kombinerte gasskraftverk i Europa (CCGT) på 25 €/kW per år, da vi ikke kjenner til drift- og vedlikeholdskostnadene på liknende petroleumsinstallasjoner.

Kostnader kraftproduksjon

Brukstimene på kraftverket er antatt til 8322 timer, som tilsvarer en oppetid på 95 prosent.

Forbruket av gass er antatt til 169 Sm³/MWh for en turbin med virkningsgrad på 60 prosent. Tilsvarende er CO₂-utslippene 0,41 tCO₂/MWh. Kostnader for forbruk av gass og utslipp av CO₂ varierer i de ulike casene.

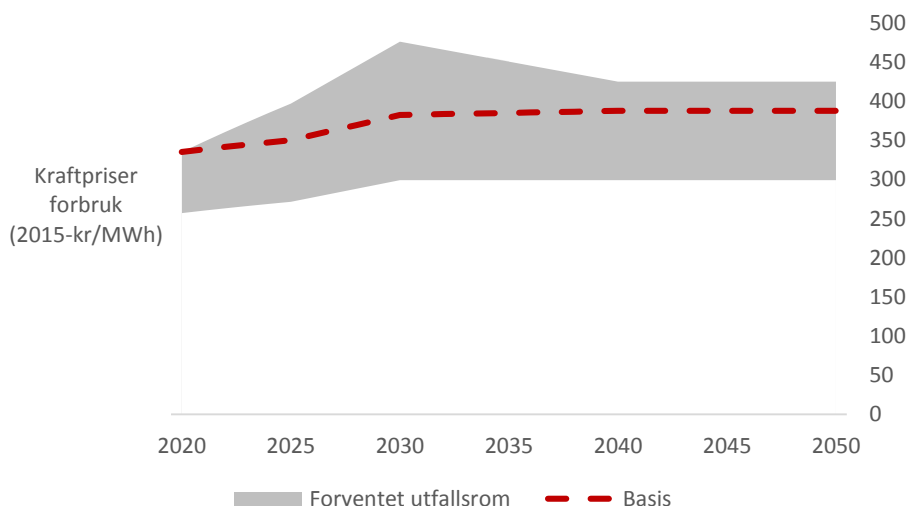
NO_x-avgiften beregnes per kilo faktisk utslipp av nitrogenoksider (NO_x). NO_x-utslippene er antatt til 5,16 gram per Sm³ og prissatt til 21 kr per kg, basert på satsen for 2016.

⁵³ Basert på konsekvensutredning Energiverk Melkøya. Denne analysen tar utgangspunkt i installasjon av fire gassturbiner. Hver turbin har en kapasitet på cirka 200 MW på vinteren, noe lavere på sommeren (avhengig av kjøling). Kraftverket ble bygget ut med fem turbiner, slik at kapasiteten er inntil om lag 250 MW elektrisk kraft.

⁵⁴ Melkøya og Mongstad basert på konsekvensutredninger, mens Kårstø er basert på samlet investeringskostnad oppgitt på Naturkraft sin nettside (cirka to mrd. kroner).

Sparte innkjøpskostnader for kraft

Figuren nedenfor viser kraftprisen i Norge som ligger til grunn for kraftforbruk i vår analyse. Basisprisen tilsvarer høyeste del av utfallsrommet frem til 2030. Etter 2030 øker CO₂-prisene i vårt høye scenario, som medfører at kraftprisene blir høyere. Dette stimulerer utbygging av mer produksjon, slik at kraftprisene fortsatt holder seg på et relativt lavt nivå.



Figur 40: Forventet utfallsrom for kraftpriser og basisestimat 2020-2050

Regionalt kan kraftprisene også avhenge av andre forhold, som overføringskapasitet i nettet, forbruk og produksjon i området, og utviklingen i disse faktorene. I Nord-Norge er det generelt noe lavere kraftpriser enn lenger sør, fordi det er kraftoverskudd. Vi forventer at denne situasjonen vil vedvare.

Tabell 36: Kraftpris i Nord-Norge versus kraftpris i Norge generelt i ulike konsepter og case (€/MWh). Scenario 0 tilsvarer dagens forbruks- og produksjonsnivå.

Scenario	K0	K1	K2
0	-1,8	-1,8	-1,8
1	-1,4	-1,4	-1,4
2	-1,4	-0,7	-0,7
3	-1,4	-0,8	-0,8
4	-1,4	-0,7	-0,7

I høyprisscenarioet kan forskjellene være større enn vi har antatt i tabellen ovenfor, men det er tatt hensyn til ved at høyprisscenarioet allerede tar høyde for utbygging av mer fornybar kraftproduksjon i Nord-Norge og Nord-Sverige. Om kraftprisene er høyere lenger sør har liten betydning for denne analysen og derfor ikke tatt hensyn til.

Vi antar at varmebehovet blir dekket av gass- eller elfyrte kjeler med 90 prosent virkningsgrad

Dersom anlegget elektrifiseres kan det være behov for egenproduksjon av varme. Ved egenforsyning dekkes varmebehovet derimot fra overskuddsvarmen fra gassturbinene. Det er mange muligheter for å dekke varmebehovet. Gassfyrte kjeler er vanligst, mens elektrisk fyrte kjeler, varmepumper og fyring med biomasse kan være alternativer.

Med varmebehov antar vi i denne sammenheng det varmebehovet som ikke kan dekkes kostnads-effektivt gjennom effektiv energibruk på petroleumsinstallasjonene. Det vil si varmebehov som ikke kan dekkes gjennom bruk av overskuddsvarme fra motordrifter og prosesser, men som er lønnsomme å dekke gjennom økt forbruk av gass eller strøm på anlegget.

Brenselsforbruk på gasskjelene er antatt til 112,6 Sm³/MWh, CO₂-utslippene er antatt til 0,26 tCO₂/MWh, mens NO_x-utslippene er antatt til 0,005 kg/Sm³. Kraftforbruket på elfyrte kjeler er antatt til 1,11 MWh for varmeproduksjon på 1 MWh (90 prosent virkningsgrad).

19.3 Metode for å beregne avbruddskostnader

Ved å beregne avbruddskostnader tallfester vi nytten av forsyningssikkerhet. Dette gjør vi ved å beregne forventet ikke-levert energi (ILE) med ulike scenarier for forbruksvekst og ulike tiltak for å møte forbruksveksten. Nyttan av å gjøre tiltak i nettet i form av økt forsyningssikkerhet er lik reduksjonen i forventede avbruddskostnader ved å gå fra ett trinn i nettutviklingen til et annet.

Avbruddskostnader oppstår når vi har avbrudd i strømforsyningen. Feil på ledninger eller komponenter i strømmettet fører til avbrudd hvis forbruket er større enn det det gjenværende systemet kan forsyne. Flere feil kan oppstå samtidig, men vi regner kun på avbrudd som skjer ved en enkeltfeil alene. Flere feil kan oppstå samtidig, men dette er sjeldent. Vi har gjort en gjennomgang av feilstatistikk i Finnmark og Nord-Troms de 15 årene og ikke funnet at kritiske komponenter har falt ut samtidig⁵⁵. Det er også metodisk langt mer komplisert å beregne avbruddskostnader for slike feil.

Avbruddskostnadene avhenger hvor stort avbruddet blir, hvor lenge det varer og kostnadene som oppstår hos de som ikke får kraften de trenger.

Vi bruker gjennomsnittlig feilrate for kritiske komponenter

Vi fokuserer på å gjøre et godt overslag på sannsynligheten for en enkeltfeil i nettet. Komponenter er kritiske dersom overføringsbehovet overstiger overføringskapasiteten (N-1) når feilene oppstår. Feilene gir avbrudd dersom feilene medfører at kritiske komponenter blir koblet ut.

Varigheten på feil er avhengig av hvilken type feil som oppstår. Forbigående feil som ikke trenger reparasjon, er kortvarige. Varige feil er feil som krever reparasjon. Dersom komponentene som kobles ut er dubleret og/eller kan byttes raskt, som er vanlig i stasjoner og vernløsninger, kan også varige feil medføre at det ikke tar lang tid å gjenopprette kraftforsyningen.

Vi gjorde høsten 2014 en stor jobb med å gå gjennom Statnett sine statistikker for feil, og klassifisere disse på nytt. Resultatet fra arbeidet er feilrater for ulike spenningsnivåer og årstider, samt distribusjoner for varighet av feil på ledninger. I denne konseptvalgutredningen har vi tatt utgangspunkt i denne statistikken og brukt årsgjennomsnittet for feilrater på 220/300/420 kV for både forbigående og varige feil. Feilraten for varige feil har vi i tillegg korrigert for historisk observerte feil på eksisterende ledninger i Finnmark. For nye ledninger bruker vi den globale feilraten.

Tabellen under oppsummerer de sannsynlighetene vi har tallfestet, og viser utfallsrommet vi ikke har tallfestet, der vi implisitt antar at sannsynligheten er tilnærmet lik null. Selv om denne modelleringen forenkler virkeligheten ved å undervurdere sannsynligheten for strømvavbrudd og overvurdere varigheten, mener vi det fungerer som et utgangspunkt for å vurdere avbruddskostnader.

Sannsynligheten for feil på ledningsvern er estimert basert på feil på ledningsvern i perioden 2009-14, som medførte at ledningen ble feilaktig utkoblet. Feil på avganger i stasjoner ble estimert basert på feilratene til komponentene som vanligvis medfører utkobling av ledninger i stasjoner. Dette inkluderer for eksempel effektbrytere.

Sannsynligheten for feil på transformatorer er cirka 1-2 prosent per år. De fleste feilene er forbigående. Transformatorfeil kan også være varige og potensielt ha flere uker reparasjonstid, selv om reservetransformator er tilgjengelig. Slike hendelser inntreffer svært sjeldent. Transformatorer

⁵⁵ 3. mars 2011 fant vi to utfall som inntraff med mellom 50 minutter overlapp. Dette var Alta Trafo – Kvænangen 2 og Skaidi-Alta Trafo. Det finnes imidlertid flere dager hvor det har vært mange feil, men siden de fleste feil varer i bare noen minutter, gjør dette at de ikke inntraff samtidig. I tillegg skal begge forbindelsene være kritiske i forsyningen.

utgjør en liten del av avbruddskostnadene og vi har derfor antatt en feilrate på 0,01 forbigående feil og 0,003 varige feil per år.

Tabell 37 Feilrate og varighet for feil på ulike komponenter

Komponent/Feiltype	Feilrate (per 100 km per år)	Varighet (timer)
Varig feil ledning 220/300/420 kV	0,063 ⁵⁶	93
Forbigående feil ledning 220/300/420 kV	0,68	1
Ikke-korrekt utkobling av ledningsvern	0,026	0,17
Feil på avgang i stasjon (forbigående)	0,024	0,17
Feil på avgang i stasjon (varig)	0,008	4
Feil i transformatorstasjon (forbigående)	0,01	1
Feil i transformatorstasjon (varig)	0,003	120
Multiple ledningsfeil	Antatt liten	

Forbigående feil har vanligvis kort utkoblingstid

Forbigående feil medfører ikke andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller resetting av datamaskin. Sannsynligheten for at en slik feil oppstår er ca. 0,68 ganger per år per 100 km ledning på 220 kV, 300 kV eller 420 kV spenningsnivå i gjennomsnitt for hele Norge. Utetiden for slike feil er fra under ett minutt til noen hundre minutter, og er på landsbasis i gjennomsnitt 330 minutter (5,5 timer). Merk at medianen til sammenligning er på bare ti minutter.

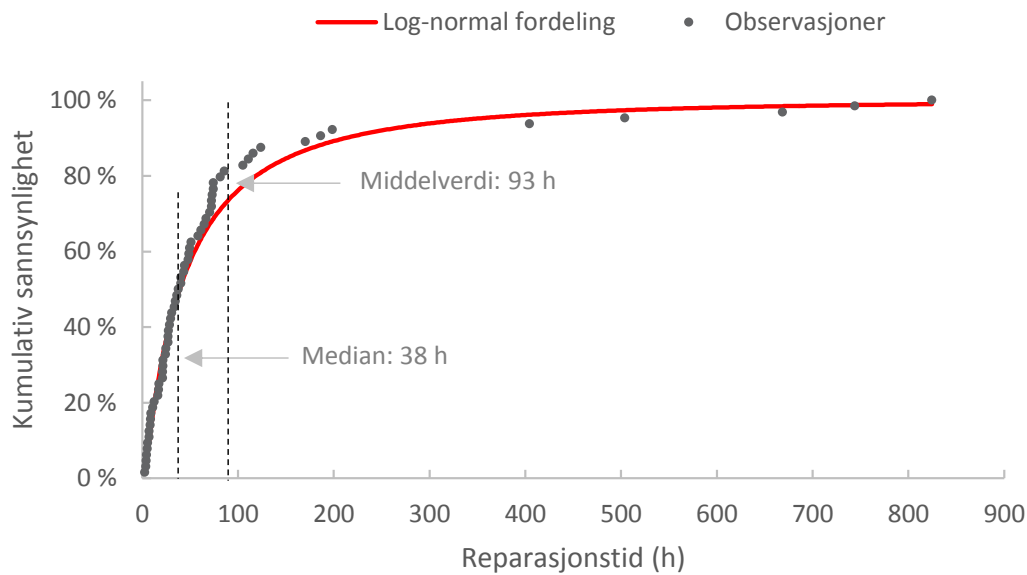
Den lange varigheten for forbigående feil skyldes for eksempel at en ledning i en del tilfeller blir liggende utkoblet i lang tid på grunn av gjentatte fasesammenslag ved uvær. Det kan også være en del tilfeller der en ledning blir liggende utkoblet lenger enn nødvendig fordi det finnes alternativ forsyning. På grunn av slike tilfeller antar vi i våre beregninger for ILE at forbigående feil vil vare i en time.

Vi har antatt 0,17 timer varighet på forbigående feil på avganger i stasjoner og ledningsvern, siden disse normalt varer kort tid. Varige feil krever reparasjon

Varige feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Sannsynligheten for at en slik feil inntreffer er ca. 0,063 ganger per år per 100 km ledning på 220 kV, 300 kV eller 420 kV spenningsnivå i gjennomsnitt på landsbasis. Reparasjonstiden, inkludert tvunget venting, er i gjennomsnitt 93 timer (3 døgn og 21 timer), og kan variere fra noen få timer til flere hundre timer. Fordelingen er vist i figur 25 sammen med en log-normal-fordeling, som er gode tilnærminger til denne datamengden.

Vi mener at reparasjonstiden på feilene kan være noe overvurdert selv om det ikke er like tydelig som for de forbigående feilene. Noe av årsaken til den lange varigheten er at noen enkelthendelser drar opp gjennomsnittet, samt at det kan være noen feil som ikke er kritiske og som dermed ikke blir reparert med en gang. Dette er godt illustrert i Figur 41. Median reparasjonstid er cirka 40 timer. Vi bruker i vår modell en forventet varighet på 93 timer.

⁵⁶ Global feilrate. For eksisterende ledninger i Finnmark har vi korrigert for observerte historiske feil



Figur 41 Reparasjonstid for varige feil i Norge siste 15 år. Nen enkelthendelser har svært lang reparasjonstid og trekker gjennomsnittet opp. De fleste feil er reparert på 38 timer.

Vi har ikke gjort en tilsvarende gjennomgang av varige feil på transformatorer. Det kan inntreffe alvorlige varige feil på transformatorer, med flere uker reparasjonstid. De fleste blir imidlertid reparert i løpet av noen dager. På bakgrunn av dette har vi antatt reparasjonstiden på varige feil på transformatorer til 120 timer.

For varige feil på ledningsvern har vi antatt kort reparasjonstid, da disse systemene er dublet. Vi antar derfor at de kan repareres på tidspunkt hvor ledningen ikke er kritisk. For avganger i stasjoner har vi antatt en reparasjonstid på fire timer, siden reservemateriell normalt er tilgjengelig.

Størrelsen på avbruddet og antall kritiske situasjoner stiger med økende last

I Finnmark varierer kraftbalansen over året. Det er kun i underskudd hvor enkeltfeil kan føre til avbrudd for forbrukere. Størrelsen på avbruddet øker med forbruket. Med økende forbruk stiger også antallet feil som kan føre til avbrudd. Med 500 MW nytt forbruk i Finnmark er det flere utfall som kan føre til avbrudd enn hvis forbruksveksten er 100 MW.

Vi beregner forventet ILE ved å bruke historiske flytdata

For å finne ut hvor stor andel av tiden flyten overgår N-1 kapasiteten for ulike avbrudd, har vi brukt historiske flytdata. Dette er en serie av den største målte verdien (MW) i hver time fra 02.09.2010-01.09.2015 på de aktuelle snittene. For hvert forbruksscenario legger vi på den forventede endringen i kraftflyt.

For hver ledning beregner vi forventet antall avbrudd som skyldes forbigående og langvarige feil per år. Dette er gitt av produktet av sannsynligheten for feil på ledningen og sannsynlighet for at flyten er større enn N-1 kapasiteten.

Nytt forbruk som etableres utover N-1 kapasiteten må vi utstyres med systemvern for belastningsfrakobling. Vi har tatt utgangspunkt i systemvernet på Melkøya når vi beregner størrelsen (MW) på avbruddet. Systemvernet på Melkøya aktiveres ved effektretning nordover når flyten på Ofoten/Narviksnittet er større enn 274 MW eller når flyten på Straumsmosnippet er større enn 320 MW. Operatørene avgjør størrelsen (25-115 MW) som systemvernet skal utløse.

For å simulere at operatørene vil være konservative har vi delt den historiske flyten inn i blokker, hvor underskuddet i hver time tilsvarer det største underskuddet de neste 8 timene. Vi antar at størrelsen på avbruddet er gjennomsnittet av blokkflyt utover N-1 kapasiteten.

Ved feil som tar lang tid å reparere, antar vi at eierne av petroleumsanleggene tilpasser kraftforbruket til det kraftvolumet som minimum er tilgjengelig de neste 12 timene⁵⁷. Bakgrunnen for denne antakelsen er at det gjerne tar litt tid å kjøre opp og ned produksjonen av petroleum. Produksjonen kan derfor vanligvis ikke tilpasses optimalt til tilgjengelig mengde kraft til enhver tid.

I Case 11: er forbruk og (forutsigbar) vindkraft, har vi satt disse blokkstørrelsene til null, da det kan tenkes seg at datasystemer og fleksible løsninger i gassprosessanlegget kan gjøre det mulig å oppdatere systemverninnstillingene automatisk og kjøre gassproduksjonen mer fleksibelt.

Kostnaden ved avbruddet avhenger av hvilke forbrukere som blir berørt

I samfunnsøkonomiske analyser av nettprosjekter skal nåverdien av unngåtte framtidige avbrudd sammenlignes med nåverdien av investeringskostnadene. Nytteverdien av å unngå et avbrudd er den framtidige kostnadsatsen multiplisert med nedgang i avbrutt effekt.

For å beregne kostnadene ved et avbrudd har vi laget kostnadsfunksjoner for sluttbrukerne. Vi har delt berørte sluttbrukerne i ulike grupperinger:

- Gass og raffinering
- Industri (eks. eldrevne)

For industriforbruket har vi brukt anbefalte satser fra (Pöyry 2012). Disse er 0,05 MNOK/MW for avbrudd som varer en time og 2,1 MNOK/MW for avbrudd på 93 timer. Vi realprisjustert satsene i tråd med forventet produktivitetsvekst på 1,4 prosent per år (Pöyry 2014). Dette medfører at kostnadene øker cirka 15 prosent i perioden 2015 til 2025. Veksten er forventet å fortsette etter dette. Vi har diskontert avbruddskostnader i industriforbruket med fire prosentpoeng reelt, og tatt hensyn til produktivitetsveksten, i situasjoner hvor industriforbruket blir rammet.

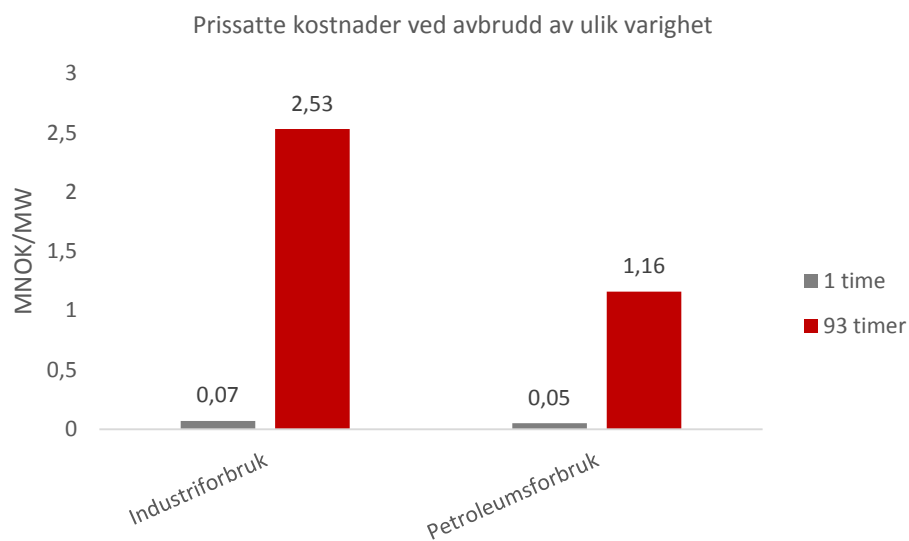
For avbrudd til petroleumssektoren har vi brukt gassprosesseringsanlegget på Nyhamna som referanse og har justert kostnadsfunksjonen anbefalt fra (Pöyry 2012) i henhold til dette. Kostnadene er 0,1 MNOK/MW for avbrudd på en én time og 1,3 MNOK/MW for avbrudd på 93 timer. Det betyr at avbruddskostnadene er cirka 20 millioner kroner for et gassprosessanlegg på 200 MW i en én time og cirka 260 millioner kroner for et avbrudd med varighet i 93 timer. I de fleste tilfeller kan imidlertid en hvis viss reserveforsyning opprettholdes, slik at avbruddskostnadene er mindre. Vi har diskontert avbruddskostnadene i petroleumssektoren med 7 prosent reelt.

Forutsetningene vi har bruk for å beregne avbruddskostnadene i basiscasen i petroleumssektoren er følgende⁵⁸:

Kraftforbruk (MW)	150
Gassproduksjon (MSm ³ /d)	50
Gassproduksjon (MSm ³ /time)	2,1
Utsatt hvis stans (år)	7
Gasspris (kr/Sm ³)	1,8
Tilbakekjøpskostnad (kr/Sm ³)	0,1
Kondensat (% av utsatt)	10 %
Oppstartstid (timer)	0,5
Tapt prod. oppkjørings (timer)	6
Diskonteringsrente	7 %

⁵⁷ I usikkerhetsanalysen vurderer vi en systemvernløsning hvor tiden er kortere (se Case 11).

⁵⁸ Vi har brukt et anlegg med 150 MW forbruk og 50 MSm³/d som referanse. Dette tilsvarer dagens forbruk og produksjon på Nyhamna. Vi har antatt en en-til-en-sammenheng mellom forbruk og produksjon. Et anlegg med 300 MW forbruk produserer derfor cirka 100 MSm³/d.



Figur 42 De prissatte kostnadene er avhengig av varigheten på avbruddet

Vi har ikke vurdert avbruddskostnader på offshore-installasjoner som i hovedsak produserer olje, da gassproduksjonen utgjør den største delen av kraftforbruket i petroleumssektoren.

19.4 Metode for å beregne overføringstap

Kraftbalansen på både et lokalt og nordisk nivå har stor betydning for nett-tapene, men det lokale er nok desidert viktigst. Kraften må ut eller inn til Finnmark enten det er overskudd eller underskudd på den nordiske kraftbalansen. Hvordan kraftbalansen er i Finnmark og omkringliggende områder er derfor av stor betydning. Vi antar en positiv kraftbalanse i Nord-Norge og Sverige på 15 TWh i 2030. Med en mer balansert utvikling i disse områdene vil nett-tapene kunne bli annerledes.

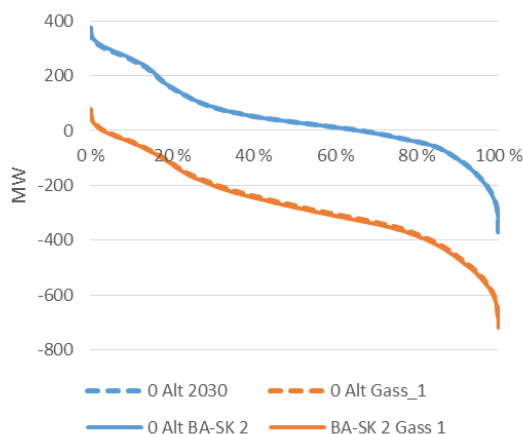
Nettapene i scenario 1 og 2 for forbruksvekst er lavere i konsept 1

Nett-tapene er beregnet med tiltakene Balsfjord-Skaidi 2 (K1 Vest) og Arctic Circle (K2 Vest). Nett-tapene for hvert av konseptene er sammenlignet med 0-alternativet med scenarioene 1 og 2. I sammenligningen er det kun nett tiltakene som utgjør forskjellen mellom konseptene og 0-alternativet. Vi får da frem hvordan nett-tapene vil endre seg med nye nettførsterkninger og forskjellen i nett-tap mellom de ulike konseptene.

Tabell 38: Gjennomsnittlige nett-tap for 0-alternativet, scenario 1 og 2 med Balsfjord-Skaidi 2 og Arctic Circle

Reduserte gjennomsnittlige overføringstap (GWh/år)	K2: 420 kV til Skaidi	K3: Arctic Circle
Norge	-9	-1
Norden	-11	-39

Nett-tapene i Norge er lavere med Balsfjord-Skaidi 2 enn med bygging av Arctic Circle. Sammenlignet med 0-alternativet gir tiltaket en årlig besparelse på 9 GWh, som er 8 GWh mer enn Arctic Circle. Mesteparten av forbruket i scenario "forventet forbruksvekst" er plassert i Vest-Finnmark og vil sammen med gassprosessanlegg i Vest-Finnmark gi en forbruksvekst på ca. 330 MW i området. Med forbruksvekst i Vest-Finnmark er det lang "elektrisk avstand" til Finland, men derimot mye kortere mot Norge og Nord-Sverige. Balsfjord-Skaidi 2 gir lavere nett-tap når underskuddet oppstår i Vest-Finnmark da mesteparten av dette dekkes av kraft fra nærliggende områder som gir høy flyt på forbindelsene mellom Balsfjord-Skaidi. Det er viktig å presisere at det er stor usikkerhet rundt de nordiske tallene.



Figur 43 Varighetskurve av kraftflyt mellom Finnmark og Troms i 0-alternativet og scenario 2 med og uten ny ledning Balsfjord-Skaidi 2

Tapsbesparelsene som oppstår er relativt beskjedne. Dette skyldes at selv om vi bygger ny forbindelse mellom Balsfjord- Skaidi vil kraftflyten endre seg minimalt. Med scenario 2 vil forskjellen i kraftflyt med og uten ledning også være begrenset. Så å si hele forbruksveksten vil bli dekket av import fra Troms og vi får et skifte fra en noe dominerende eksportsituasjon i 0-alternativet, til en dominerende importsituasjon. Ledningen er også generelt lavt termisk belastet som bidrar til lave nett-tap.

De nordiske estimatene spriker noe mellom landene, men den desidert største endringen er nedgangen i de svenske nett-tapene. Usikkerheten er imidlertid noe større i beregningen av de nordiske nett-tapene enn de norske, men generelt sett viser analysene at nett-tapene i Sverige blir lavere med økt forbruk i Finnmark. Større andel av kraftoverskuddet i Nord-Sverige flyter nordover mot Finnmark slik at kraftflyten gjennom Midt-Norge og sørover i Sverige blir noe lavere. Dette reduserer også tapene.

Når vi holder balansen konstant og sammenligner konseptene, er det liten forskjell i kraftflyten sørover gjennom Sverige og Norge. Men konseptene er ulike og vil gi ulik fordeling av kraftflyten i Nord-Norge, Sverige og Finland, hvor Arctic Circle gir større tapsbesparelser enn Balsfjord-Skaidi 2.

I scenario 3 og 4 er nettapene høyere i nettkonseptene enn i konsept 0 pga. høyere belastning

Det er ikke kapasitet i 0-alternativet til å forsyne både et gassprosessanlegg i Vest- og Øst-Finnmark i tillegg til forventet forbruksvekst. Skal gassprosessanlegg i Øst-Finnmark bli realisert må dette være med egenforsyning. Vi antar at dette vil dekke forbruket til enhver tid uten behov for kraft fra nettet. Det vil heller ikke oppstå noe nett-tap med denne løsningen.

Nett-tapene i 0-alternativet vil med denne løsningen være de samme som scenario 2, siden vi har antatt egenforsyning i 0-alternativet i scenario 3. Hadde det derimot vært mulig å etablere et gassprosesseringsanlegg i Øst-Finnmark i 0-alternativet, ville nett-tapene i 0-alternativet økt for kraftflyten og belastningen på de eksisterende ledningene ville vært veldig høy. Det ville gitt store tapsbesparelser med ny forbindelse mot Øst-Finnmark. Siden det dog ikke er mulig, blir det relevante sammenligningsgrunnlaget for dette, 0-alternativet med forventet forbruksvekst og gassprosesseringsanlegg i Vest-Finnmark, med konseptet Balsfjord-Skaidi 2-Varangerbotn inklusive gassprosessanlegg i Vest og Øst-Finnmark (Scenario 3). Vi får da frem de samlede nett-tapene for ny ledning og økt forbruk i Øst-Finnmark.

Økt forbruk i Øst-Finnmark vil med denne sammenligningen øke nett-tapene med både Balsfjord-Skaidi-Varangerbotn og Arctic Circle. Arctic Circle gir i underkant av 80 GWh mindre økning i tap i Norge sammenlignet med Balsfjord-Skaidi-Varangerbotn. Årsaken til de økte nett-tapene er at forbruksøkningen gir en negativ kraftbalanse som gir større kraftflyt og belastning på disse ledningene med høy motstand. I Scenario 4 med et gassprosessanlegg kun i Øst-Finnmark vil gi kraftflyten fra Finland øke og føre til noe lavere økning i nett-tap med Arctic Circle.

Flytting av forbruk fra Øst til Vest-Finnmark øker nett-tapet med 10 GWh. Dette er kun simulert i konsept 1 da det ikke vil være grunnlag for å bygge Arctic Circle med dette alternativet⁵⁹.

Tabell 39: Overføringstap før Skaidi per konsept og scenario med endring fra 0-alternativ *)
Egenforsyning nødvendig for petroleumsforbruk i konsept 0

Scenario	Konsept 0 (Absolutte verdier)	Konsept 1: Balsfjord-Skaidi-(Kirkenes) (Endring fra konsept 0)	Konsept 2: Arctic Circle (Endring fra konsept 0)
0.Alternativ	4239	-9	-1
1	4223	-9	-1

⁵⁹ Disse analysene ble gjort tidlig i analyseprosessen. I usikkerhetsanalysen har vi derfor antatt at overføringstapene i konsept 2 er lik tap i scenario 2 pluss differansen i tap fra scenario 2 til scenario 3 med flytting i konsept 1. Det vil si at i konsept 3 øker overføringstapene $-1 + (10 - (-9)) = 18$ GWh per år.

2	4218	-9	-1
3*	4218	+100	+35
3-	4218	+10	
4*	4223	+58	+28

Vi må ta hensyn til overføringstap mellom Skaidi og Hammerfest

Forbruket i Vest-Finnmark vil bli lokalisert i Hammerfest. Per i dag er nettet i Hammerfest regionalnett, med sentralnettsuttak i Skaidi. For å kunne knytte til et stort forbruk i Vest-Finnmark er det nødvendig å videreføre 420 kV ledningen fra Skaidi til Hammerfest. Dette vil føre til reduserte tap i nettet mellom Skaidi og Hammerfest. I Samlast modellerer vi kun sentralnettet og har derfor lagt lastøkning i Skaidi. For å analysere endring i nett-tap mellom Skaidi og Hammerfest har vi utført egne analyser i PSS/E for denne strekningen.

Ettersom det ikke er N-0 kapasitet i dagens regionalnett til å knytte til forbruksveksten i scenario 2 og 3, sammenlikner vi alle tapene med scenario 1 i konsept 0. Det er vanskelig å isolere strekningen Skaidi-Hammerfest i PSS/E. For å ikke få med andre virkninger oppgir vi kun endring i tap og ikke absolutte verdier. Tapene i scenario 1 i Konsept 0 er derfor 0 GWh.

Tabell 40: Overføringstap mellom Skaidi og Hammerfest.

Scenario	Konsept 0 (sammenlikningsgrunnlag) Tap (GWh/år)	420 kV Skaidi- Hammerfest Endring i tap fra konsept 0 (GWh/år)
1	0	-19
2	Ikke mulig	-8
3	Ikke mulig	-8
3 (flyttet fra øst til vest)	Ikke mulig	+40
4	0	-19

Oppsummering av overføringstap i Norge i hvert scenario

Tabellen nedenfor oppsummerer overføringstapene i hvert scenario i de ulike konseptene. Tabellen er en summering av tap før Skaidi og etter Skaidi.

**Tabell 41: Endring i overføringstap i Norge inkl. under Skaidi per konsept og scenario *)
Egenforsyning nødvendig for petroleumsforbruk i konsept 0**

Scenario	Konsept 0	Konsept 1: Balsfjord- Skaidi-(Kirkenes) (Endring fra konsept 0)	Konsept 2: Arctic Circle (Endring fra konsept 0)
1	0	-28	-20
2	0	-17	-9

3*	0	-17	-9
3 (flyttet fra øst til vest)	0	+140	+75
4*	0	-28	+9

Tabellen nedenfor oppsummerer overføringstap i Norge. Tap under Skaidi ikke inkludert i absolutte verdier i Skaidi.

Tabell 42: Overføringstap i Norden ekskl. tap under Skaidi per konsept og scenario med endring fra 0-alternativ *) Egenforsyning nødvendig for petroleumsforbruk i konsept

Scenario	Konsept 0 (Absolutte verdier)	Konsept 1: Balsfjord-Skaidi-(Kirkenes) (Endring fra konsept 0)	Konsept 2: Arctic Circle (Endring fra konsept 0)
0.Alternativ	13978	-10	-1
1	13934	-10	-1
2	13780	-10	-1
3*	13780	+23	+41
3-	13780	-80	
4*	13934	-4	-108

19.5 Metode for vurderinger av miljøvirkning

Det er ikke alle relevante virkninger som lar seg verdsette på en tilfredsstillende måte. Disse komponentene kan likevel være av stor betydning, og skal derfor være med i den samfunnsøkonomiske vurderingen.

Miljøvirkningene er overordnet vurdert

I en konseptvalgutredning hvor alternative trasévalg ennå ikke er avklart, vil vurderingene av ikke-prissatte virkninger være basert på et helhetsinntrykk av et større område og holdes på et overordnet nivå. Dersom det blir besluttet å gå videre med et av konseptvalgene, vil den videre konsesjonsprosessen medføre mer detaljert kartlegging av både miljøvirkninger og mulige avbøtende tiltak.

Grunnlaget for analysen

Til miljøvurderingen av konseptene i denne konseptvalgutredningen har vi tatt utgangspunkt i metoden i Statens vegvesens Håndbok V712 og DFØs veileder for samfunnsøkonomiske analyser benyttet.

Vurderingene er primært basert på informasjon fra grunnlagskartet (Geodata basis), samt data innhentet fra nasjonale databaser og karttjenester:

- Naturbase (Miljødirektoratet)
- Reindrifskart (Landbruksdirektoratet)

I tillegg er det hentet informasjon fra tidligere utredninger om Statnetts kraftledninger i Finnmark.

Et område uten registrerte miljøverdier må undersøkes i en eventuell fremtidig konsekvensutredning, da manglende registreringer enten kan bety at området ikke er undersøkt eller at området ikke har nasjonale miljøverdier.

Vi vurderer samlet miljøvirkning

De ikke-prissatte miljøvirkningene av et tiltak vurderes ved å kartlegge tiltakets **grad av konflikt med miljømål** og **omfang av påvirkning** for miljøkategoriene under:

- Landskapsbilde
- Nærmiljø og friluftsliv
- Naturverdier
- Reindrift

Vi vurderer den samlede miljøvirkningen av et konsept ved å sammenstille grad av konflikt med miljømål og omfanget av påvirkning.

Vi tar utgangspunkt i de registrerte verdiene for ulike miljøkategorier, som for eksempel naturmangfold, og vurderer hvor stor grad inngrep i området vil være i konflikt med nasjonale miljømål og Statnetts miljømål.

De ulike miljøkategoriene som vurderes i dette arbeidet, aktuelle miljømål, og hva vi vurderer er vist i tabell 41. Miljøkategorier som "Naturressurser" og "Kulturmiljø", kjent fra Statens vegvesen sin håndbok tas vanligvis ikke med. Disse kategoriene anses som en del av detaljkartleggingen i prosessen etter en konseptvalgutredningen. For Nord-Norge har vi likevel valgt å kartlegge konseptenes virkning på reindriften på et overordnet nivå, da dette er en svært viktig næring i landsdelen. Reindrift finnes i hele studieområdet. Statnetts miljømål knyttet til reindrift fokuserer på å ta hensyn til viktige leve- og funksjonsområder for dyrelivet, mens nasjonale mål også går på næringsinteressene for reindriften. Vi har plassert nasjonale mål for reindriften under naturverdier i tabellen under.

Fastsettelsen av konseptenes grad av konflikt med miljømål for de enkelte miljøkategorier blir angitt på en glidende skala fra liten til stor.

Tabell 43: Sammenstilling av relevante miljømål og hva som vurderes for de ulike miljøkategoriene. Nasjonale miljømål er hentet fra Stortingetsmelding nr. 14 (2015-2016) og Statnetts miljømål er hentet fra "Prosedyre for miljøstyring" av 23. februar 2016.

Landskapsbilde	
Nasjonale miljømål	Miljøkvaliteter i landskapet skal bevares og styrkes gjennom økt kunnskap om verdier og bevisst planlegging og arealpolitikk
Statnetts miljømål	I systemplanlegging skal muligheten for å sanere deler av eksisterende nett vurderes Ved ombygging eller nyanlegg av stasjoner og ledninger i viktige natur- og/eller urbane landskap med høy verdi, der anleggene vil kunne oppleves av mange mennesker, skal Statnett alltid vurdere stedstilpasset design av master og bygninger Ved all vår planlegging skal vi søke løsninger som gir en god estetisk tilpasning til omgivelsene
Hva vurderes	Visuelle endringer i ubebygde strøk, spredtbygde strøk, by og tettbygde strøk
Grad av konflikt med miljømål	<i>Liten:</i> Konseptet har liten grad av konflikt med miljømål <i>Middels:</i> Konseptet har middels grad av konflikt med miljømål

	<i>Stor:</i> Konseptet har stor grad av konflikt med miljømål
Nærmiljø og friluftsliv	
Nasjonale miljømål	Områder av verdi for friluftsliv skal sikres og forvaltes slik at ferdsel og opphold fremmes og tilgjengelighet til natur- og friluftsområder bevares
Statnetts miljømål	Gjennomsnittlig magnetfelt over året fra våre nye anlegg skal ved bebyggelse for varig opphold holdes under 0,4 mikroTesla Nye ledningstraseer skal planlegges på en måte som tar hensyn til attraktive friluftsområder slik at opplevelseskvalitetene ikke blir vesentlig forringet
Hva vurderes	Endrede kvaliteter i boligområder, identitets-skapende elementer, uteområder, friluftsområder, service, veg- og stinett for gående og syklende
Grad av konflikt med miljømål	<i>Liten:</i> Liten grad av konflikt med miljømål <i>Middels:</i> Middels grad av konflikt med miljømål <i>Stor:</i> Stor grad av konflikt med miljømål
Naturverdier	
Nasjonale miljømål	Naturen skal tas vare på ved bærekraftig bruk og vern Ingen arter og naturtyper skal utryddes, og tilstanden til truede arter og naturtyper skal bedres. Økosystemene skal ha god tilstand og levere økosystemtjenester Et representativt utvalg av norsk natur skal tas vare på for kommende generasjoner Det materielle grunnlaget for den samiske kultur, herunder reindrift og samiske utmarksnæringer, skal ivaretas.
Statnetts miljømål	Vi skal undersøke mulighetene for sterkere utnyttning og samordning av eksisterende ledningsnett når elkraftsystemet utvikles Ved traseplanlegging skal det søkes løsninger som blant annet unngår vernede områder, holder avstand til viktige spillplasser og hekkeområder for fugl, redusere faren for fuglekollisjoner og hensynta viktige beite- og trekkområder for villrein. Det skal legges særlig vekt på truede arter. Nye traseer skal alltid søkes lagt utenom inngrepsfrie områder.
Hva vurderes	Inngrep i større områder og systemer, regional grønnstruktur, viktige enkeltområder, verneområder, inngrepsfrie områder, naturtypeområder, naturhistoriske områder
Grad av konflikt med miljømål	<i>Liten:</i> Liten grad av konflikt med miljømål. <i>Middels:</i> Middels grad av konflikt med miljømål. <i>Stor:</i> Stor grad av konflikt med miljømål.

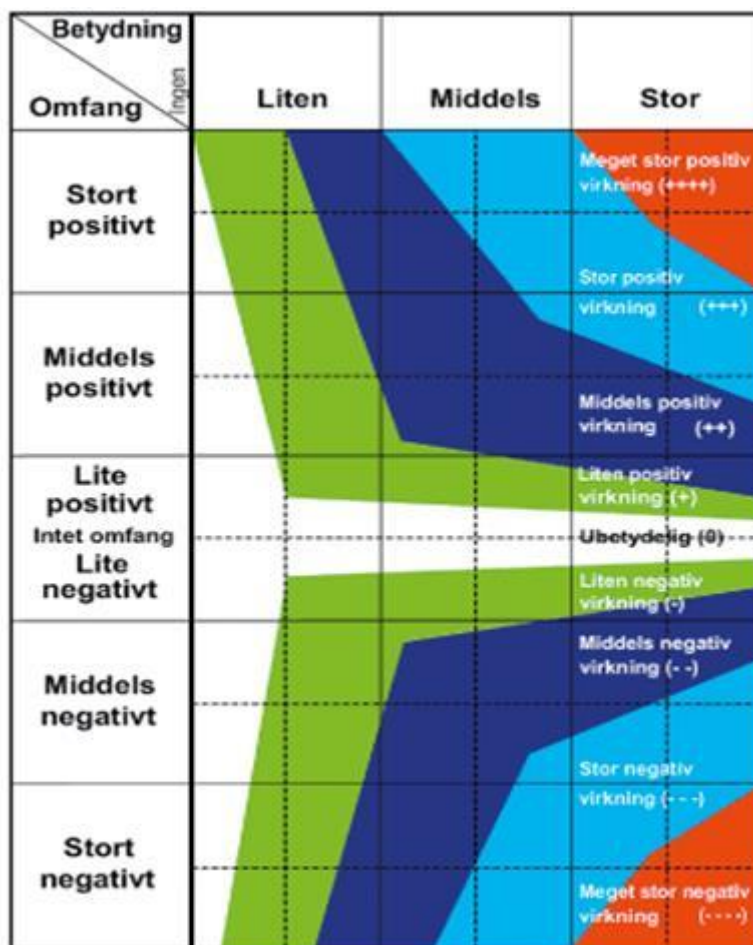
Med omfang av påvirkning menes en vurdering av hvilke endringer tiltaket er antatt å medføre for det gitte området. Omfanget henger sammen med størrelsen på de enkelte konseptene. Verdien vil stort sett være negativ, men kan også være positiv dersom konseptet eksempelvis medfører sanering av nettanlegg i områder med registrerte miljøverdier. Som en illustrasjon vises her tabell 40, hvor det er antall kilometer ny ledning og antall kilometer sanering som bestemmer omfanget av påvirkning. Grad av omfang vil variere mellom ulike miljøkategorier. 15 km ny ledning kan eksempelvis være av stort negativt omfang for reindriften, samtidig som omfanget for nærmiljø og friluftsliv er liten. Det samme gjelder for sanering av eksisterende nett. Hvis saneringen eksempelvis fører til at et vernet område blir inngrepsfritt kan dette ha stort positivt omfang, selv om det er bare er noen få kilometer som saneres.

Verdien av sanering vil også avhenge av hvor det nye nettet bygges. Hvis det bygges ny ledning i frigjort trase vil ikke dette ha positivt omfang på naturverdiene, men det vil redusere de negative virkningene på landskapsbildet. Det er derfor viktig å vurdere det totale omfanget av ulike konsepter, og se det i sammenheng med eksisterende inngrep og miljøverdiene i det aktuelle området. Hvis sanering fører til inngrepsfrie områder sier vi gjerne at nettet rives. Det har større positiv effekt for omfanget og for de samlede miljøvirkningene enn sanering. Når vi vurderer omfanget av et tiltak har vi muligheten til å avdekke hvordan sanering kan bidra til å begrense det negative omfanget av nybygging. Dette definerer vi som avbøtende tiltak i vurdering av de ulike konseptene.

Tabell 44: Vurdering av omfang av tiltak

Vurdering av omfang av tiltak i ulike konsepter	
Kilometer ledning	Betegnelse
Sanering >151	Stort positivt omfang
Sanering 50-150	Middels positivt omfang
Sanering 2-50	Lite positivt omfang
0-1	Ubetydelig omfang
Nybygging 2-50	Lite negativt omfang
Nybygging 51-150	Middels negativt omfang
Nybygging >151	Stort negativt omfang

Når vi sammenstiller et konsepts grad av konflikt med miljømål og omfang finner vi den samlede miljøvirkningen av konseptet. Vi tar utgangspunkt i konsekvensviften, vist i Figur 44, hvor skalaen for samlet miljøvirkning tilsvarer angitt konsekvens i konsekvensviften. Den samlede miljøvirkningen angis på en ni-delt skala fra meget stor positiv virkning (+ + + +) til meget stor negativ virkning (- - - -). Midt på figuren er en strek som angir intet omfang og ubetydelig/ingen virkning. Over streken vises positive virkninger, og under streken negative virkninger



Figur 44: Konsekvensvifte - hvor en finner konsekvensgrad ved sammenstilling av verdi og omfang. Vi baserer oss på denne, men bruker begrepene grad av konflikt med miljømål, omfang og miljøvirkning.

Bibliografi

1. **ECON.** *Potensiell utvikling av petroleumsvirkesomhet i Barentshavet Sør.* Stavanger : s.n., 2015.
2. **Regjeringen.no.** Regjeringen.no. [Internett] 2016. [Sisert:]
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/23.-konesjonsrunde-tildeling/id2500924/>.
3. **Gassco.** *Barents Sea Gas Infrastructure.* 2014.
4. **Statnett.** *Nettutviklingsplanen 2015.* 2015.
5. **Varanger Kraft.** varagner-kraft.no. [Internett] [Sisert: 26 01 2016.] <https://www.varanger-kraft.no/vindkraft/raggovidda-vindkraftverk>.
6. **Sysla.** sysla.no. [Internett] [Sisert: 26 01 2016.] http://sysla.no/2016/01/21/syslagronn/bygger-vindpark-til-600-millioner_74570/.
7. **OED.** Meld. St. 14 Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet. *Regjeringen.* [Internett] 2011-2012.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>.
8. **Energiloven.** Lovdata. [Internett] 01 01 1991. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>.
9. **Energi- og miljøkomiteen.** Innst. S. nr. 83. [Internett] 2001-2001.
<https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/innstillinger/stortinget/2001-2002/inns-200102-083.pdf>.
10. **Norwea.** www.norwea.no. [Internett] 3 mars 2015. [Sisert: 2 november 2015.]
<http://www.norwea.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter/avslag-til-falesrassa-og-hammerfest.aspx?PID=1145&Action=1>.
11. **Fingrid, Landsnet, Svenska Kaftrnät, Statnett, Energinet.** *Nordic Grid Development Plan 2014.* 2014. Nettutviklingsplan.
12. **Enova.** *Potensial- og barrierestudie. Energieffektivisering i norske bygg.* 2012.
13. **SSB.** Elektrisitet, årstall, 2013. [Internett] 2013. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2015-03-25?fane=tabell&sort=nummer&tabell=234319>.
14. **Teknisk Ukeblad.** TU. [Internett] 30 April 2015. <http://www.tu.no/kraft/2015/04/30/japanerne-skriker-etter-ren-energi---na-vil-de-hente-den-fra-finnmark>.
15. **NVE.** Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk. *NVE Puplicasjoner.* [Internett] 10 2011.
http://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011_10.pdf.
16. **Energy Storage Association.** Hydrogen Enenergy Storage. [Internett]
<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage>.
17. **Teknisk Ukeblad.** Statkraft bygger gigantbatteri i Tyskland. [Internett] 28 Juli 2015.
<http://www.tu.no/kraft/2015/07/28/statkraft-bygger-gigantbatteri-i-tyskland>.
18. **Naam, Ramez.** Tesla Battery Economics: On the Path to Disruption. [Internett] 30 April 2015.
19. **Europower.** Europower. [Internett] 06 01 2016.
<http://www.europower.com/no/article263040.ece>.
20. **Oljedirektoratet.** *Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Konsekvensutredning etter petroleumsloven.* 2012.
21. **Olje- og energidepartementet.** Bruk av kalkulasjonsrente i samfunnsøkonomiske analyser av petroleumsprosjekter. 2015.
22. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** *Håndbok samfunnsøkonomiske analyser.* 2007.
23. **IEA.** *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition.* 2015.
24. **Statnett.** *Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna.* s.l.: Statnett, 2015. Konseptvalgutredning.
25. **Norges geologiske undersøkelse og Direktorat for mineralforvaltning.** *Mineralressurser i Norge 2013 - Mineralstatistikk og bergindustriberetning.* Trondheim : s.n., 2014.
26. **Norsk Bergindustri.** Møte med Norsk Bergindustri. Oslo : s.n., 29 april 2015.
27. **Kommunal- og moderniseringsdepartementet.** Brev fra Kommunal- og moderniseringsdepartementet til Fylkesmannen i Finnmark: Kvalsund kommune - innsigelse til reguleringsplan for Nussir og Ulveryggen. [Internett] 26 mars 2014. [Sisert: 15 oktober 2015.]

- <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Kvalsund-kommune---innsigelse-til-reguleringsplan-for-Nussir-og-Ulveryggen/id753930/>.
28. **nrk.no.** nrk.no. [Internett] 30 september 2015. [Sisert: 15 oktober 2015.] http://www.nrk.no/sapmi/flertallet-i-kommunestyret-enig_-gruvedebatten-skal-legges-dod-1.12579116.
 29. **Statoil.** statoil.com. [Internett] 6 mars 2015. [Sisert: 15 oktober 2015.] http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2015/Pages/06Mar_Castberg_Snorre.aspx.
 30. **Varanger Kraft.** Opplysninger fra Varanger Kraft som regional utredningsansvarlig i Finnmark. 2015.
 31. **Statens vegvesen.** *KVU E6 Høybuktmoen–Kirkenes.* Bodø : s.n., 2015.
 32. **Person, Per.** *njvdskhg.* s.l. : fhafh, 2013.
 33. **Norges vassdrags- og energidirektorat, Oljedirektoratet, Statens vegvesen, Statistisk sentralbyrå og Klima- og forurensningsdirektoratet.** *Klimakur 2020.Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020.* s.l. : Miljøverndepartementet, 2010.
 34. **Norge, IKT.** *Generell informasjon om datalagring.* 09.04.2015.
 35. **Invest in Norway.** *Invinor.* [Internett] 4 Juni 2015. [Sisert: 2015.] <http://www.invinor.no/no/Industries/Green-IT/kart-og-liste/>.
 36. Brev til stortingets finanskomite fra Energi-Norge, IKT Norge, Norsk industri og Abelia. EnergiNorge. [Internett] <http://www.energinorge.no/energi-og-klima/norge-boer-satse-paa-datalagring-article10553-437.html>.
 37. **Varanger kraftnett AS.** *Regional kraftsystemutredning for Finnmark.* 2014.
 38. **Varanger kraft AS.** *Regional kraftsystemutredning.* 2011.
 39. **Norges geologiske undersøkelse (NGU) og Direktoratet for mineralforvaltning (DMF).** *Mineralressurser i Norge.* 2013.
 40. **Lovdata.** *Lov om erverv og utvinning av mineralressurser (mineralloven).* 2009.
 41. **Zero.** *Landstrøm i Norge; En studie av mulighetene for landstrøm i Norge.* 2012.
 42. **W.J.Hall.** *Assessment of CO2 and priority pollutant reduction by installation of shoreside power.* 2010.
 43. **NVE.** *Vindkraftpotensialet i Norge.* 2005.
 44. **Olje og energidepartementet.** Regjeringen.no. [Internett] 2 mars 2015. [Sisert: 1 juni 2015.] <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/falesraa-vindkraftverk-far-avslag-pa-konsesjon/id2398039/>.
 45. **Sametinget.** *Samiske kulturminner langs 420 kV-ledning Balsfjord-Hammerfest, resultater av feltarbeid utført 2010, 2011 og 2012.* 2014.
 46. **Norwea.** Møte med Norwea angående vind i Norge/Nord-Norge. 2015.
 47. **Nett, Varanger Kraft.** *Regional kraftsystemutredning Finnmark 2014-2033.* 2014.
 48. **Statnett.** Balsfjord-Hammerfest. [Internett] [Sisert: 12 08 2015.] <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Balsfjord---Hammerfest/>.
 49. —. *Nettplan Stor-Oslo, Konseptvalgutredning for ny sentralnettløsning i Oslo og Akershus.* 2013.
 50. **Dagens Næringsliv.** dn.no. [Internett] 26 Januar 2012. [Sisert: 19 Oktober 2015.] <http://www.dn.no/nyheter/energi/2012/01/26/statoil-skrur-snohvitreservene-kraftig-opp>.
 51. **Bøeng, Orvika Rosnes og Ann Christin.** Virkninger av EUs energieffektiviseringsdirektiv. *Økonomiske analyser 5/2013.* 5 2013, ss. 47-52.
 52. **Nussir.** www.nussir.no. *Investor Presentation.* [Internett] 1 April 2013. [Sisert: 19 Oktober 2015.] <http://www.nussir.no/investor3.pdf>.
 53. **Varanger Kraft nett.** *Lokal Energiutredning, Sør-Baranger kommune.* s.l. : Varanger Kraft nett, 2011.
 54. **Norges Vassdrags- og Energidirektorat.** *Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet.* s.l. : Norges Vassdrags- og Energidirektorat, 2007.
 55. **Svensk vindenergi.** *Vindkraftstatistik och prognos. Kvartal.2.* [Internett] 2014. <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2014/07/Statistik-vindkraft-kvartal-2-2014.pdf>.
 56. **Svensk Vindenergi.** *Vindkraftstatistik och prognos. Kvartal 2.* 2014.
 57. **NVE.** *Kostnader i energisektoren. Kraft, varme og effektivisering.* 2015.

58. NORWEA. vindinfo.no. [Internett] 10 2014. [Sisert: 28 10 2015.] <http://www.vindinfo.no/>.
59. IEA Wind. *Annual Report*. s.l. : IEA Wind, 2013.
60. Pöyry. *Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og spenningsforstyrrelser*. Oslo : Energiakademiet, 2012. 978-82-432-0683-0.
61. —. *Avbruddskostnader i Statnetts investeringsanalyser*. 2014.
62. Rystad Energy. www.rystadenergy.com. [Internett] 09 August 2013. [Sisert: 6 november 2015.] <http://www.rystadenergy.com/AboutUs/NewsCenter/PressReleases/climate-report-for-ministry-of-the-environment>.
63. Statnett. www.statnett.no. [Internett] <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>.
64. Thema. *Database med norske vindkraftprosjekter*. 2014.
65. Nena. *Nena Energy Session*. 2015.
66. Kjeller Vindteknikk. Leveranse av vindserier for Norden og Nord-Europa. 2014.
67. Oljedirektoratet. *Kraft fra land til norsk sokkel*. 2008.
68. Nena. *Electricity Certificates. Outlook 2016-2035*. s.l. : Nena, 2015.
69. Pöyry. *Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering*. s.l. : Energi Norge, 2012.
70. NVE. *Kostnader i energisektoren. Kraft, varme og effektivisering*. 2015.
71. Statnett. *Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna (Konseptvalgutredning)*. 2015.
72. Miljødirektoratet. Miljødirektoratet. *Forslag til handlingsplan for norske utslipp av kortlevde klimadrivere*. [Internett] 2013. <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M89/M89.pdf>.
73. Gjølberg og Johnsen. Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn? Desember 2007.

Del VII **Vedlegg**

Vedlegg 1 Beskrivelse av ringdrift

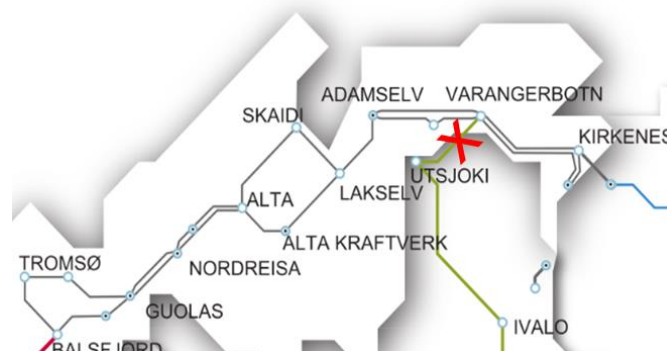
Når en feil i det norske nettet kan føre til overlast i det finske nettet kan vi ikke ha sammenkoplett nett mellom Norge, Sverige og Finland (ringdrift). I dette vedlegget forklarer vi i hvilke situasjoner vi må bryte ringdriften i dag og i fremtiden.

Når vi avbryter ringdriften, er Øst-Finnmark ensidig forsynt enten via Lakselv-Adamselv eller via Finlandsforbindelsen, og området er i N-0-drift. Dette gjør området sårbart for hendelser i nettet.

I dag må vi ofte bryte ringdriften mellom Norge, Sverige og Finland

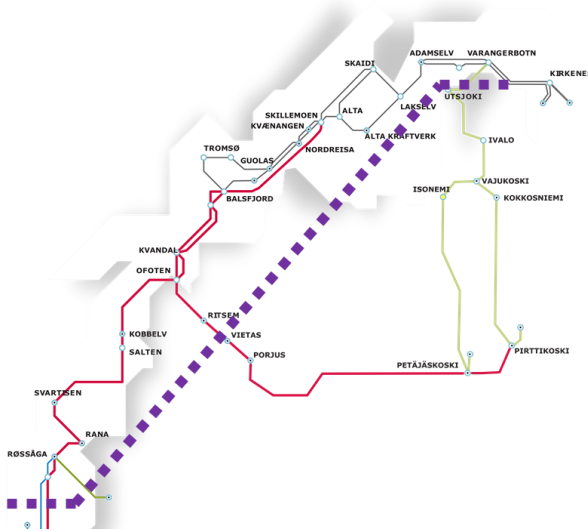
Det er flere årsaker til at vi i dag deler nettet mot Finland og dermed bryter ringdriften. En viktig årsak har vært knyttet til situasjoner med stort kraftoverskudd i Nord-Norge:

- Ved flyt over N-1-kapasiteten sørover fra Nord-Troms er det fare for at begge 132 kV-ledningene kan falle ut. For å unngå følgefeil i en slik situasjon, deler driftssentralen nettet.
- Ved høyt overskudd i Øst-Finnmark kan driftssentralen velge å dele nettet for å få ut mer produksjon.
- Ved høy flyt (mer enn 1000 MW) ut av Nord-Norge (elspotområde NO4) aktiverer vi et systemvern som fører til at ringdriften automatisk blir brutt for å hindre overlast i Finland ved et eventuelt utfall i norsk nett.
- Ved feil og planlagte utkoblinger i det norske sentralnettet fra Kobbelv til Skaidi, og på den svenske forbindelsen Ofoten-Porjus.



Figur 45 Når vi bryter ringdriften er Øst-Finnmark ensidig forsynt, og i en N-0-situasjon. Konsekvensne av utfall i en N-0-situasjon er avhengig av om området er i under- eller overskudd, og om området tåler overgangen til øydrift.

I dag er det i utgangspunktet for lite overføringskapasitet til å få ut kraftoverskuddet i Nord-Norge som helhet og Finnmark isolert. For å kunne utnytte det eksisterende nettet mer effektivt, har vi installert systemvern på alle ledningene ut av Nord-Norge (NO4). Dette systemvernet armeres dersom kraftflyten ut av Nord-Norge er større enn 1000 MW. I dag må vi kople ut ledningen mellom Norge og Finland, altså avbryte ringdriften, ved armering av dette vernet. Bakgrunnen er at systemvernet innebærer at vi ved utfall mellom Ofoten og Nedre Røssåga kople ut linjen mellom Ofoten og Porjus. Dette innebærer at alt overskuddet nord for Ofoten vil ta veien ut over Finlandslinjen, med fare for effektpendlinger eller overlast i det finske nettet.



Figur 46 Nordlanssnittet er illustrert med lilla stiplet linje. Når kraftflyten er større enn 1000 MW armers systemvernet, for å kunne tillate høyere flyt ut av Nord-Norge. I dag må vi avbryte ringdriften med Finland når dette vernet er armert (skrudd på). I løpet av 2016 vil praksisen endres, og vi vil kun bryte ringdriften ved faktiske utfall i situasjoner med høy flyt ut av Nord-Norge.

Vi forventer sammenkoblet drift med Finland i en større andel av tiden⁶⁰

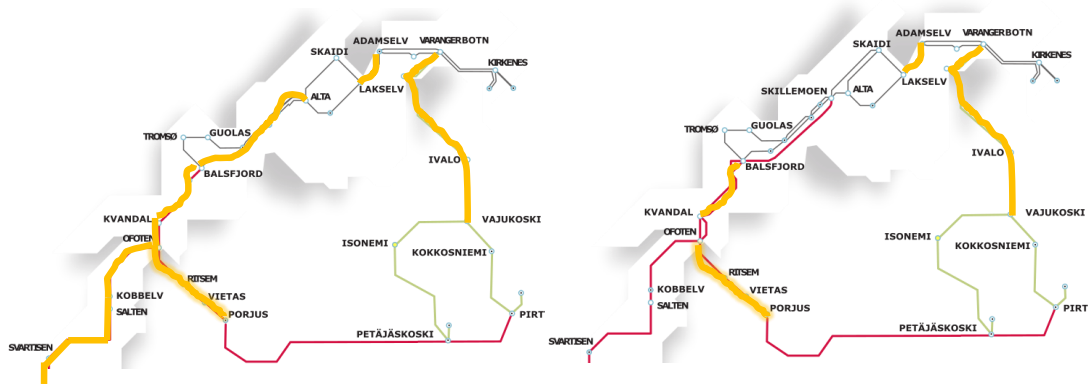
Brudd på ringdriften har gjort at Øst-Finnmark har vært ensidig forsynt i anslagsvis 40-80 % av tiden de siste årene. Vi forventer en økning i tiden med ringdrift når Balsfjord-Skaidi er bygget. Dette skyldes både sterkere nett fra Ofoten til Skaidi og endret systemvern på Nordlandssnittet.

Det er tre hovedårsaker til dette:

- Flaskehalsen ut av Nord-Troms forsvinner med Balsfjord-Skaidi, slik at driftssentralen ikke lenger trenger å dele nettet for å få ut overskuddet.
- Endret systemvern på Nordlandssnittet gjør at vi først vil bryte ringdriften ved et faktisk utfall, og ikke allerede ved høy flyt ut av NO4, slik det praktiseres i dag. Dette systemvernet vil også benyttes ved revisjon på Ofoten-Nedre Røssåga, slik at vi ikke må avbryte ringdriften før det faktisk blir en samtidig feil på Ofoten-Porjus.
- Fordi nettet blir sterkere med Ofoten-Balsfjord-Skaidi, er det vesentlig færre utkoblinger eller utfall som gjør at vi må bryte ringdriften med Finland.

På den andre siden kan økt overskudd i Øst-Finnmark – grunnet nedleggelse av Sydvaranger gruve og utbygging av Hamnefjellet vindkraftverk – gjøre at Øst-Finnmarksnittet blir mer begrensende i fremtiden. Dette gjør at driftssentralen oftere må dele nettet for å få ut overskuddet fra Øst-Finnmark. Nytt forbruk eller mulighet til å nedregulere produksjon i timer med høyt overskudd, vil igjen kunne øke antall timer med ringdrift.

⁶⁰ I dette kapittelet har vi lagt til første kulepunkt etter at KVV Nord var ferdig kvalitetssikret.
Side 2 av 53



Estimert utkoblingsbehov for de ledningene som i fremtiden vil føre til brudd på ringdriften, er tilsammen opptil åtte dager i året. Dersom det er mulig å koordinere utkoblinger, kan antall dager med brudd på ringdriften grunnet utkoblinger bli lavere enn dette.

Utkoblinger legges normalt til sommerhalvåret når det er overskudd i Finnmark. Dersom separatområdet tåler overgang til øydrift, det vil si at området kan balanseres raskt slik at frekvensen ikke blir uakseptabelt høy, vil ikke et samtidig utfall føre til utkobling av forbruk. Dette gjelder også ved utfall i en situasjon der driften har delt nettet for å få ut størst mulig overskudd fra området.

Vedlegg 2 Kapasitet i nullalternativet

Kapasitet og 99-prosentilen av historisk flyt på snittene. I kolonne 3 er historisk flyt fratrukket kjente endringer i 2016. Vi kan trekke fra/legge til Goliat og Sydvaranger fra historisk P99 fordi forbruket har høy brukstid. Vi har ikke gjort tilsvarende for Hamnefjell, ettersom det ikke blåser hele tiden.

Sentrale snitt	P99 underskudd av historisk flyt 2010-2015 (MW)	Justert for Goliat (50 MW) i Hammerfest og Sydvaranger (-20 MW) i Kirkenes	N-1 kapasitet (MW)	N-0 kapasitet (MW)
Finnmark (Guolas + Finland)	110	140	200-300	230-640
Øst-Finnmark	60	40	90	180
Kirkenes	46	26	70	150
Vest-Finnmark	140	190	380	750
Hammerfest	80	130	160	320

Tabell 45 Kapasitet i nullalternativet og P99 av historisk flyt på sentrale snitt

Vedlegg 3 Kjente forbruksplaner med kort ledetid

Nedenfor følger en beskrivelse av mulig utvikling i forbruk med kort ledetid. Med ledetid mener vi tiden det tar fra investeringsbeslutning til kunden faktisk trenger kraft. Forutsetningene vi har lagt til grunn er oppsummert i tabellen nedenfor. En nærmere beskrivelse av de ulike prosjektene følger.

For å etablere en prognose til grunn for analysene har vi sannsynlighetsvektet de ulike planene. Forventet utvikling er estimert ved å multiplisere endring i kraftforbruk med basisscenario for realisering. En endring på 20 MW med 50 prosent sannsynlighet gir altså en forventning om 10 MW vekst. Dette betyr ikke nødvendigvis at vi forventer at forbruket fra det konkrete prosjektet blir på dette nivået, men snarere at vi ikke forventer at alle planene blir realisert. Tilsvarende ligger høyt og lavt scenario for realisering til grunn for utfallsrommet.

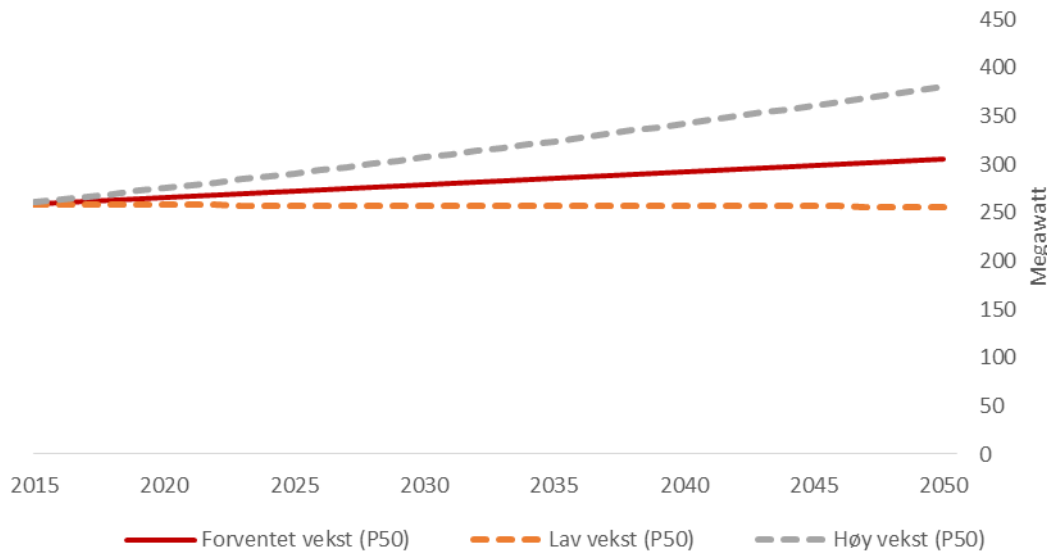
Tabell 46: Mulig utvikling i forbruk med kort ledetid⁶¹.

Sluttbruker	Forklaring	Endring (MW)	Lavt	Basis	Høyt	Start	Slutt	Område	Område 2
Goliat	Redusert forbruk	-20	100 %	50 %	0 %	2025	2100	Vest	Hammerfest
Goliat	Utfasing	-30	100 %	50 %	0 %	2039	2100	Vest	Hammerfest
Goliat	fasing (senere tidspun	-50	0 %	50 %	100 %	2049	2070	Vest	Hammerfest
Goliat	Helelektrifisering	50	0 %	0 %	0 %	2020	2039	Vest	Hammerfest
Sydvaranger gruve	Oppstart	20	0 %	0 %	100 %	2030	2050	Øst	Kirkenes
Sydvaranger gruve	Pelletsfabrikk	40	0 %	0 %	0 %	2035	2050	Øst	Kirkenes
Melkøya LNG	Utvider kapasiteten	30	0 %	50 %	100 %	2020	2070	Vest	Hammerfest
Melkøya LNG	Trykkstøtte fase 1	25	100 %	100 %	100 %	2026	2070	Vest	Hammerfest
Melkøya LNG	Trykkstøtte fase 2	20	75 %	100 %	100 %	2033	2070	Vest	Hammerfest
Melkøya LNG	Trykkstøtte fase 3	35	50 %	75 %	100 %	2035	2070	Vest	Hammerfest
Nussir	Oppstart	20	0 %	25 %	100 %	2019	2044	Vest	Hammerfest
Norterminal	Trinn 1	15	0 %	75 %	100 %	2019	2100	Øst	Kirkenes
Norterminal	Trinn 2	15	0 %	25 %	50 %	2025	2100	Øst	Kirkenes
KIMEK	Fase 1	10	0 %	50 %	100 %	2019	2100	Øst	Kirkenes
KIMEK	Fase 2	5	0 %	25 %	50 %	2025	2100	Øst	Kirkenes
KIMEK	Fase 3	10	0 %	25 %	50 %	2035	2100	Øst	Kirkenes
Kirkenes Industrial Logistics Area		10	0 %	50 %	100 %	2020	2100	Øst	Kirkenes
Johan Castberg landterminal		10	0 %	25 %	100 %	2023	2063	Vest	Skaidi
Arctic Gold Kautokaino		15	0 %	0 %	25 %	2030	2055	Vest	Alta
Stammetshavn i Kirkenes		10	0 %	25 %	50 %	2025	2100	Øst	Kirkenes
Alminnelig forsyning Hammerfest		7,5	0 %	50 %	100 %	2020	2100	Vest	Hammerfest
Alminnelig forsyning Hammerfest		7,5	0 %	50 %	100 %	2030	2100	Vest	Hammerfest
Alminnelig forsyning Hammerfest		10	0 %	50 %	100 %	2040	2100	Vest	Hammerfest
Alminnelig forsyning Hammerfest		10	0 %	50 %	100 %	2050	2100	Vest	Hammerfest
innelig forsyning Vest-Finnmark ekskl. Hammerfest		7,5	0 %	50 %	100 %	2020	2100	Vest	Alta
innelig forsyning Vest-Finnmark ekskl. Hammerfest		7,5	0 %	50 %	100 %	2030	2100	Vest	Alta
innelig forsyning Vest-Finnmark ekskl. Hammerfest		10	0 %	50 %	100 %	2040	2100	Vest	Alta
innelig forsyning Vest-Finnmark ekskl. Hammerfest		10	0 %	50 %	100 %	2050	2100	Vest	Alta
Alminnelig forsyning øst		7,5	0 %	50 %	100 %	2020	2100	Øst	Kirkenes
Alminnelig forsyning øst		7,5	0 %	50 %	100 %	2030	2100	Øst	Kirkenes
Alminnelig forsyning øst		7,5	0 %	50 %	100 %	2040	2100	Øst	Kirkenes
Alminnelig forsyning øst		7,5	0 %	50 %	100 %	2050	2100	Øst	Øst-Finnmark

⁶¹ Like før ferdigstilling av denne konseptvalgutredningen har vi fått en oppdatert prognose for utvikling i kraftforbruk i Hammerfest-området av Hammerfest Energi Nett. Prognosen tilsier omtrent 10 MW økt effektbehov frem til 2035 sammenlignet med det vi oppgir i Tabell 46. Dette kraftforbruket skyldes planer om nytt sykehus, ny flyplass, ny base, NOX-frie havner, Strømsnes industriområde og et lakseslakteri i Hammerfest-området.

Alminnelig forsyning: Befolkningsvekst er ventet å medføre en vekst på 50 MW til 2050

I dag er alminnelig forbruk i Finnmark inntil 260 MW⁶². Vi har derfor utarbeidet tre ulike prognoser for videre utvikling. Prognoser er utarbeidet i Nettpplan Stor-Oslo, men underlagsdata er tilpasset lokale forhold i Finnmark⁶³. Dette gjelder befolkningsvekst og bygningsmasse. Resultatene viser at forbruket er ventet å øke 60 MW frem til 2050, men at utfallsrommet er fra null til 120 MW vekst.



Figur 48 Prognose for utvikling i maksimalt alminnelig forbruk i Finnmark

Analysen er basert på en blanding av utvikling i befolkningen og hvordan befolkningen bruker energi fremover. SSB forventer at befolkningen i Finnmark øker fra 75 600 til 83 300 personer i 2040 i sitt middels nasjonal vekst scenario. I høy nasjonal vekst anslår de at befolkningen øker til 97 100 personer, mens den i lav vekst er stabil på dagens nivå. Vi antar at den prosentvise veksten i befolkningsutviklingen fortsetter i samme takt etter 2040 i denne analysen. Dette tilsvarer en vekst på 0 – 1 prosent vekst per år, og en forventet vekst på 0,4 prosent per år.

Vi forventer en vekst i effektforbruket på om lag 0,5 prosent i året. I et lavvekst scenario uten vekst i befolkningen og tidligere innføring av strengere krav i byggsektoren, ventes forbruket å holde seg på dagens nivå. I et høyvekst scenario ventes en vekst på 1,1 prosent per år.

Finnmark fylke har hatt en svak, men stabil befolkningsvekst de seneste årene. Regional kraftsystemutredning (RKSU) for Finnmark legger til grunn at denne veksten vil vedvare også på lengre sikt. Økt urbanisering vil gi økt forbruksvekst i de allerede høyest belastede områdene som Alta, Hammerfest og Kirkenes. Forbruksøkningen vil bli motvirket av redusert aktivitet i fiskeindustrien, teknologisk utvikling og fremtidige krav til energieffektivisering. RKSU forventer forbruksvekst på 15 MW frem mot 2020, og en ytterligere økning på 15 MW mot 2030. Dette er svakt høyere enn resultatene fra våre prognoser, men kun marginalt.

⁶² Normale temperaturer. Maksimalt alminnelig forbruk med 10 års returtid er noe høyere, anslagsvis 280 MW basert på regional KSU 2014.

⁶³ Vi har tatt utgangspunkt i forbruksprognoser for Akershus fra Nettpplan Stor-Oslo. Det skyldes at det i stor grad er eneboliger i Akershus, slik som i Finnmark. Deretter har vi justert veksten i Akershus for befolkningsutviklingen som lå til grunn for prognosene, samt forbruksnivået da prognosene startet. Ved å bruke disse resultatene, forbruksnivået i Finnmark i dag og forventet befolkningsutvikling i Finnmark fremover – har vi laget forbruksprognoser for Finnmark.

Eksisterende petroleumsinstallasjoner

I Finnmark finnes i dag to utbygde petroleumsfelt: naturgassfeltet Snøhvit, hvor gassen transporteres til LNG-landanlegget på Melkøya og oljefeltet Goliat, som er del-elektrifisert fra land. Fra begge feltene kan det komme et behov for mer elektrisk kraft.

Forbruksvekst på Melkøya LNG

Snøhvit-feltet er et gassfelt i Hammerfestbassenget som består av åtte funn (Oljedirektoratet, 2013). Første funn ble gjort i 1981 og feltet ble PUD-godkjent i 2002, med produksjonsstart i 2007. Gassen transporteres i et 143 kilometer langt rør til LNG-landanlegget på Melkøya, der gassen blir prosessert før den eksporteres videre med skip. Gjenværende ressurser i feltet er estimert til 1,4 milliarder fat oljeekvivalenter, hovedsakelig gass.

Det er ingen ledig kapasitet i det eksisterende anlegget, og Statoil planlegger å fase inn nye felt etter hvert som eksisterende felt går tomme.

Det er planer om utvidelser av anlegget, med tilhørende økning i kraftbehov. Hvor stor denne økningen vil bli, og når er usikker.

Fremtidig økning i kraftbehov er knyttet til kompresjonsbehovet. Etter hvert som feltet blir tømt er det nødvendig med trykkstøtte for å få ut gassen. Per i dag er kompresjonen planlagt i tre faser, med første fase i 2026. Innfasing av gassfeltet Askeladden har skjøvet behovet for kompresjon ut i tid. Tilsvarende kan innfasing av andre gassfelt føre til det samme.

Helelektrifisering av Goliat

Goliat-feltet er et oljefelt som ligger omtrent 60 kilometer fra Finnmarkskysten. Funnet ble gjort i 2000, og feltet ble PUD-godkjent i 2009 og skulle etter planen starte opp allerede i 2013. Etter flere forsinkelser ankom den sirkulære flyteren Hammerfest i april 2015. Også produksjonsstarten har blitt forsinket, og det er p.t. usikkerhet om når produksjonen vil starte. Grunnet manglende kommersielle løsninger for evakuering av gass vil den produserte gassen fra Goliat reinjiseres i reservoaret frem til en mulig transportløsning foreligger. Ressursestimatet er på 182 millioner fat oljeekvivalenter, hovedsakelig olje.

Feltet er del-elektrifisert, og en eventuell helelektrifisering er antatt å føre til en økning i kraftbehovet på 50 MW.

Utvidelser og nyetableringer i gruveindustrien kan føre til økt krafttterspørsel

I følge kartlegging gjennomført av Norges geologiske undersøkelse og Direktoratet for mineralforvaltning (25) er det et stort potensiale for mineralnæringen i Finnmark. Vi har basert på innspill fra Norsk bergindustri (26) lagt vekt på utviklingen i de tre konkrete gruveprosjekter i Finnmark; Sydvaranger gruve, Nussir og Arctic Gold Biedjovággi, med utvinning av henholdsvis jernmalm, kobber og gull. Ved ytterligere etableringer kan kraftforbruket fra sektoren bli enda større.

Verken Nussir i Kvalsund eller Arctic Gold i Kautokeino har per i dag fått nødvendige tillatelser for å drive gruver. Tilgang til landarealer og deponi er en utfordring for fremtidig gruve drift i Finnmark. Nussir venter på godkjenning av utslippstillatelse fra Miljødirektoratet etter innsigelser fra Sametinget og Områdestyret for reindrift i Vest-Finnmark (27). Etter kommunevalget ble det flertallssamarbeid i Kautokeino kommune, og det nye kommunestyret har sagt nei til en konsekvensutredning av fremtidig gruve drift i Biedjovággi (28).

Sydvaranger gruve ble i desember 2015 begjært konkurs. Dersom nye investorer beslutter å gjenoppta driften kan kraftforbruket fra gruve øke raskt. Basert på gruvens tidligere planer var både en utvidelse og etablering av pelletsfabrikk for videreforedling av jernmalmen mulige utvidelser. I tillegg er også Sydvaranger gruve avhengig av nye utslippstillatelser for å kunne utvide sin virksomhet. Med de opprinnelige driftsplanen var det estimert at jernmalmressursene ville være tomte rundt 2040.

Jernmalmpriisen har svekket seg de siste årene. I følge regnskapene har selskapet hatt et negativt driftsresultat i perioden 2009-2014, med unntak av 2011. Det samme gjelder årsresultatet.

Med dagens markedssituasjon kombinert med manglede tillatelser virker det lite sannsynlig med vekst i gruvesektoren i Finnmark.

Etablering av oljeomlastningsterminal både under Skaidi og under Varangerbotn

Det er per i dag to oljeomlastningsterminaler under planlegging i Finnmark. Hensikten med oljeomlastningsterminalene er å overføre olje fra mindre til større tankskip. Kraftforbruket er normalt cirka 10 MW per terminal.

De to oljeomlastningsterminalene kan til en viss grad konkurrere, men den ene utelukker ikke den andre. De to terminalene kan konkurrere om omlasting av den russiske oljen. Når det gjelder oljen fra Johan Castberg vil det ikke være aktuelt å omlaste denne oljen i Kirkenes.

Landterminal i forbindelse med utbygging av Johan Castberg nær Honningsvåg

Per i dag er det kun konkrete planer for én ny utbygging i Barentshavet; Johan Castberg, som ble funnet i 2011. Feltet ligger omtrent 240 kilometer nord for Hammerfest. Ressursestimatet er på 560 millioner fat oljeekvivalenter, hovedsakelig olje (1). Statoil har signalisert at de vil fatte investeringsbeslutning i 2017, med ledetid fra beslutning til produksjonsoppstart på rundt fem år (29). Det er fortsatt usikkert om Statoil vil bygge ut dette feltet.

Lisensen vurderte to hovedalternativer; ett med en flytende produksjonsenhet og bøyelasting av olje, og ett med en flytende plattform og rørledning for olje til Veidnes. I begge løsningene legger Statoil til grunn lokal kraftgenerering for offshoreinstallasjonene, og altså ingen elektrifisering fra land, men at kraftforbruket fra en eventuell oljeomlastningsterminal på land dekkes av elektrisitet.

I dag jobber Statoil, Lundin Norway, Eni og OMV sammen om å vurdere ulike alternativer for oljeinfrastruktur i Barentshavet, deriblant en oljeomlastningsterminal. I tillegg er den norske regjeringen i forhandling med ESA om støtteordning for ilandføring av oljen fra Johan Castberg. En eventuell oljeomlastningsterminal vil plasseres i Veidnes, utenfor Honningsvåg, i Repvåg kraftlags regionalnett. Kraftbehovet er ventet inntil 15 MW under lasting av olje, normalt er effektuttaket cirka 5-10 MW.

Normterminal i Kirkenes

I tillegg planlegger Norterminal en oljeomlastningsterminal i Kirkenes. I juni 2015 vedtok Sør-Varanger kommunestyre områdereguleringen for Norterminal, som startet barmarksundersøkelser sommeren 2015. I første omgang er det omlasting av olje fra Russiske felt. Kraftbehovet har en rimelig flat profil, med en ventet forbruk på 15 MW ved oppstart. Eventuelle utvidelser av anlegget kan føre til en økning i kraftforbruket på 20 MW. Planlagt byggstart er i 2016, men endelig investeringsbeslutning er ikke fattet. Ledetid fra investeringsbeslutning til kraftbehovet er etablert er to-tre år (30).

Næringsutvikling i Øst-Finnmark

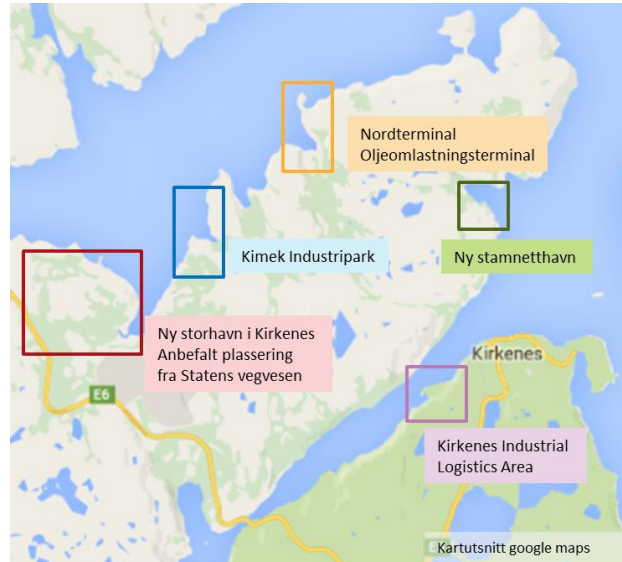
Det er flere planer om ny næringsvirksomhet rundt Kirkenes. Basert på innspill fra både Varanger Kraft og aktørene selv har vi identifisert planer om oljeomlastningsterminal (som omtalt over), ny industripark for næringsvirksomhet, nytt kaianlegg og industriområde samt planer om en ny havn i Kirkenes.

Flere av planene vil bygges ut i trinn, med anslått ledetid på to-tre år fra investeringsbeslutning. Per i dag er det stor usikkerhet knyttet til hvilke prosjekter som vil bli gjennomført, og når.

På Pulkneset er det planer om en industripark, Kimek. Flere aktører ønsker å flytte sine næringslokaler ut av Kirkenes sentrum og samle denne industriparken. Flyttingen vil kun føre til en marginal nedgang i kraftforbruket i Kirkenes, anslått av Vraner Kraft til 2 MW. Prosjektet er ikke inkludert i den nylige vedtatte reguleringsplanen for området. Utbyggingsplanen er delt i tre trinn; trinn 1 er ventet i 2019 (10 MW), trinn 2 i 2025 (5 MW) og trinn 3 anslått i 2035 (10 MW).

Det er flere planer om ny havn i Kirkenesområdet. Sør-Varanger kommune planlegger en ny stamnetthavn på Leirpollen. I KVV fra Statens Vegvesen om framtidens transportsystem i Kirkenes

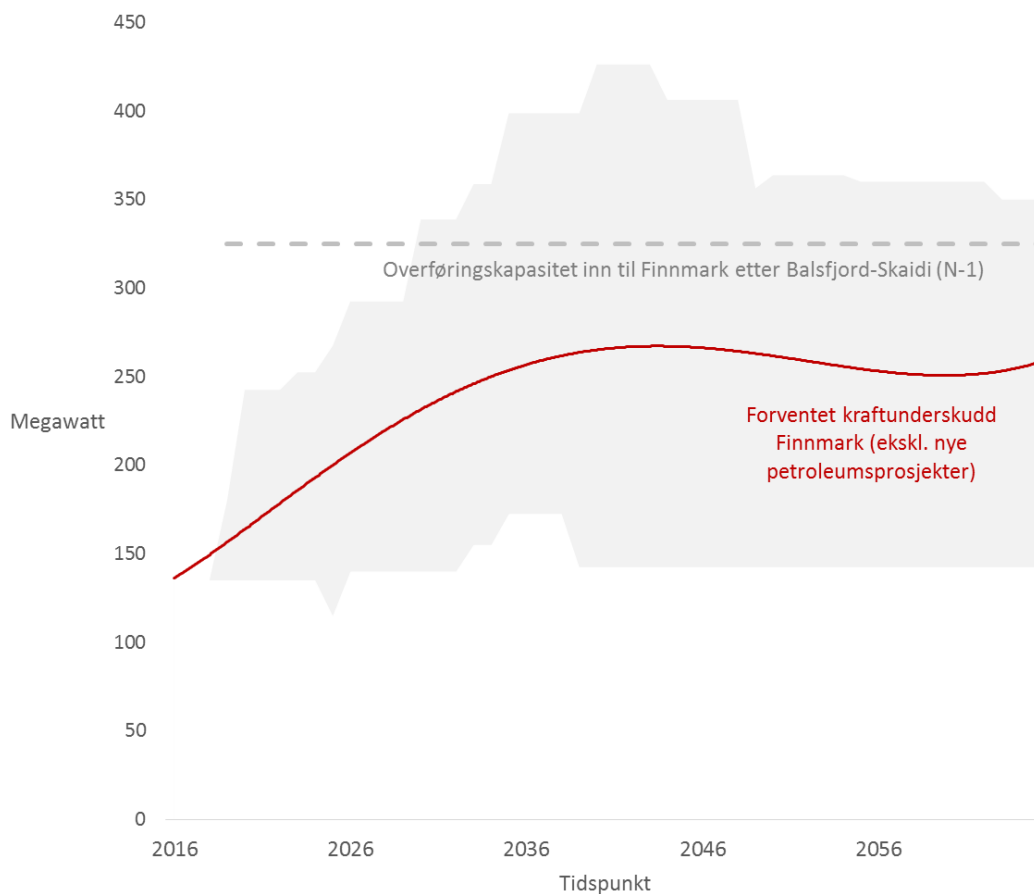
peker de på Høybukta vest som anbefalt plassering av ny storhavn i Kirkenes (31). I tillegg planlegger Kirkenes Industrial Logistics Area (Tchudi Kirkenes) et kai- og industriområde på Høybuktkmoen. Både den nye stamnetthavnene og Kirkenes Industrial Logistics Area har et anslått kraftbehov på 10 MW hver. Ingen av havnene er besluttet. Den nye storhavnen må inn i Nasjonal transportplan. Kraftbehovet er antatt å være størst på dag/kveld og mindre på natt og i helgen.



Vedlegg 4 Forventet fremtidig underskudd uten stor petroleum målt opp mot kapasiteten i nettet

Vi har N-1-kapasitet inn til Finnmark til å møte forventet forbruksvekst med kort ledetid

I Figur 50 har vi illustrert utviklingen i kraftunderskuddet i Finnmark. Vi har tatt utgangspunkt i en kald vinterdag med stort kraftunderskudd. Overføringskapasiteten inn til Finnmark gjelder etter Balsfjord-Skaidi er gjennomført. Vi vil da ha N-1-kapasitet inn til Finnmark til å møte forventet forbruksvekst uten stor petroleum. Det er imidlertid begrensninger internt i Finnmark som ikke er vist i figuren.



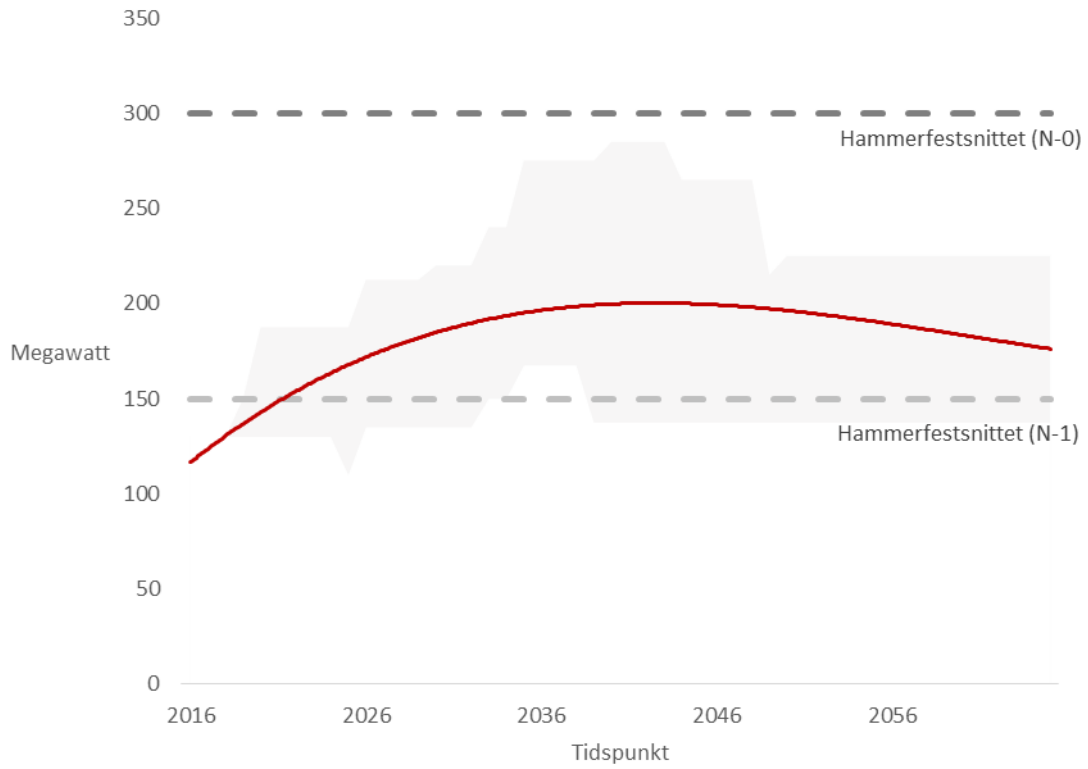
Figur 50 Forventet kraftunderskudd (ekskl. nye petroleumsprosjekter) i Finnmark og overføringskapasitet inn til Finnmark. Overføringshøvet i dag er basert på P99-verdier for kraftunderskudd i perioden sept. 2010 t.o.m. aug. 2015. Overføringskapasitet etter Balsfjord - Skaidi (N-1) er markert med stiplet grå linje.

Mulig vekst fra industriplanene overstiger N-1-kapasiteten inn til Hammerfest- og Kirkenesområdet

Det er regionale forskjeller i overføringskapasiteten internt i Finnmark. Det meste av det nye forbruket er ventet i Hammerfest og Kirkenes. Inn til Hammerfest og inn til Kirkenes ser vi at N-1-kapasiteten til forbruksvekst er særlig begrenset.

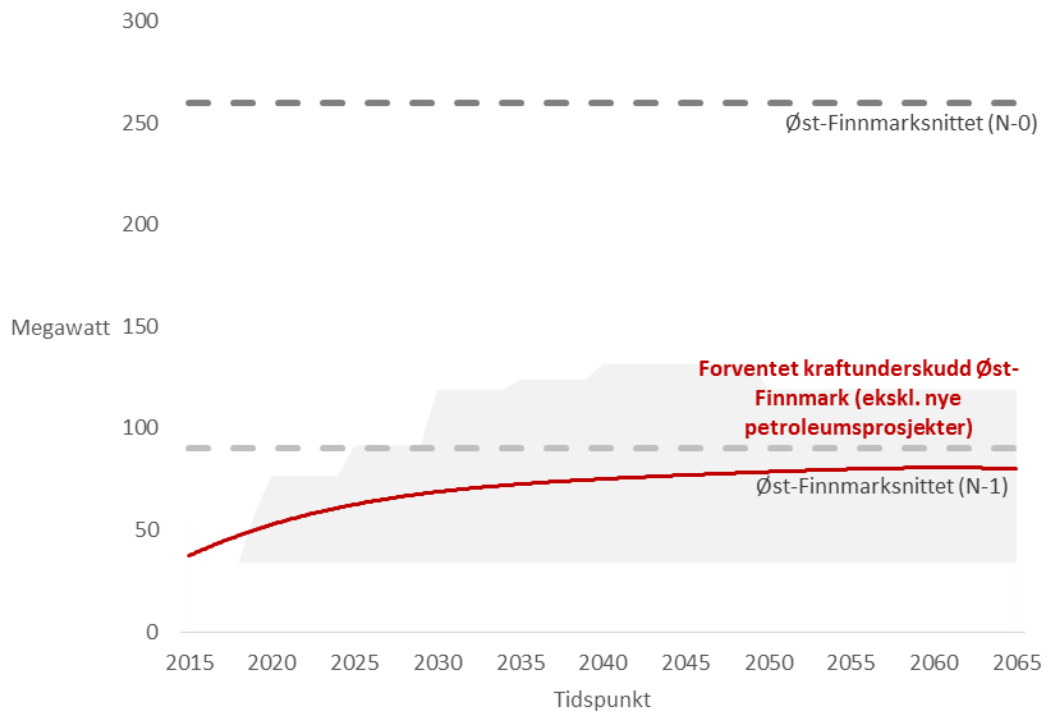
Inn til Hammerfestområdet skal det lite til før vi er utenfor N-1-kapasiteten på Hammerfestsnittet, som vist i Figur 51. Vi har lagt inn en forventet vekst i alminnelig forsyning på 10 MW frem til 2030. Ytterligere økning i kraftforbruket i Hammerfestområdet er i all hovedsak knyttet til utvidelser på

Melkøya. I tillegg vil koppergruven Nussir knyttes til i regionalnettet mellom Skaidi og Hammerfest ved etablering. Utfasing av forbruket ved Goliat slår inn i vår forventning i 2025 og 2039.

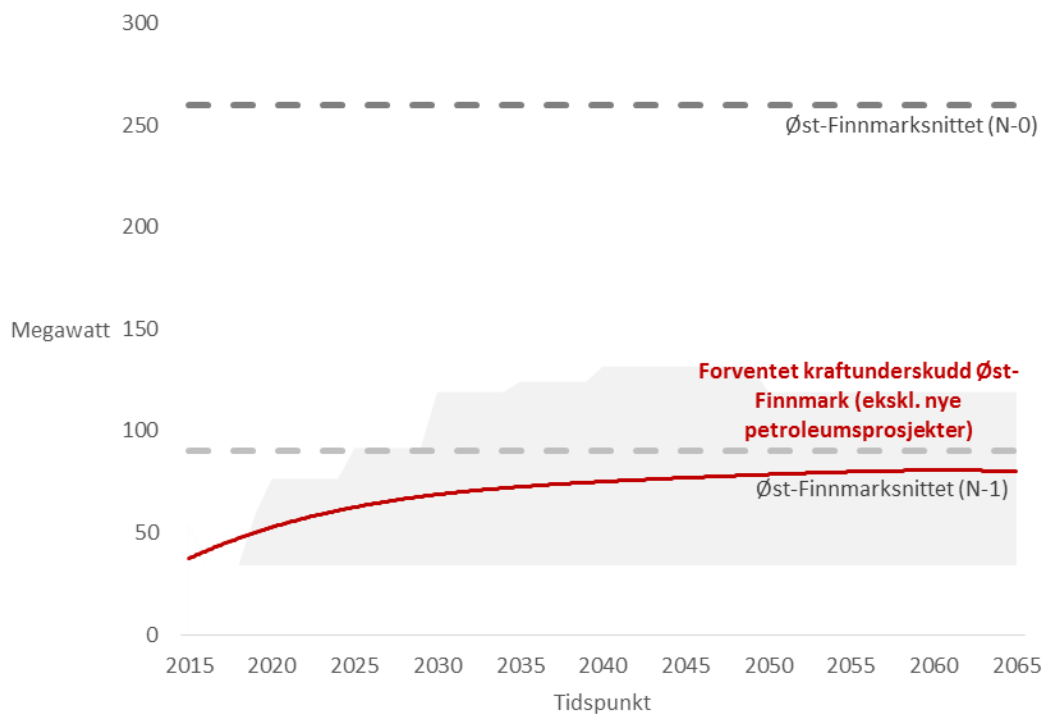


Figur 51 Overføringskapasitet (N-1 og N-0) og overføringsbehov (P99) inn til Hammerfestområdet

Inn til Øst-Finnmark er mulighetene for forbruksvekst små, som vist i



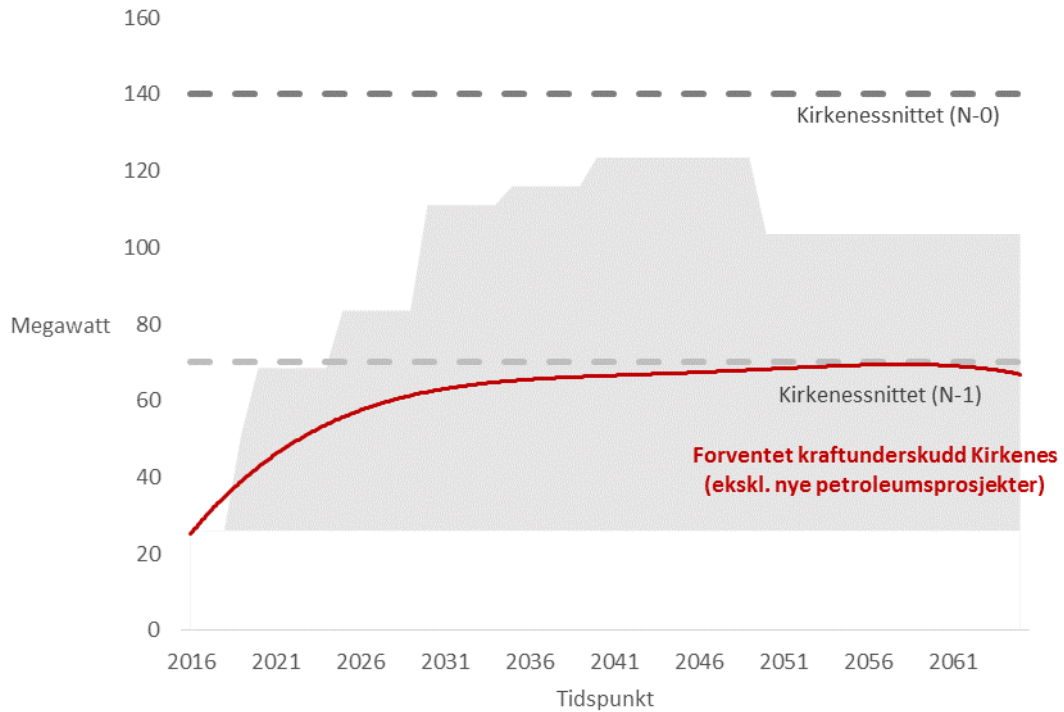
Figur 52. Marginene for vekst innenfor N-1-kapasiteten er større enn i Hammerfestområdet, og det først etter 2025 vi ser at underskuddet kan bli høyere enn N-1-kapasiteten inn til Øst-Finnmark.



Figur 52 Overføringskapasitet (N-1 og N-0) og overføringsbehov (P99) inn til Øst-Finnmark

Mesteparten av eksisterende forbruk i Øst-Finnmark er i Kirkenesområdet, og det er også her vi har identifisert planer som kan føre til økt kraftforbruk. Flere av industriprosjektene i Kirkenes har en

ledetid på 2-3 år fra investeringsbeslutning, som fører til at forbruket kan vokse relativt mye på kort tid.



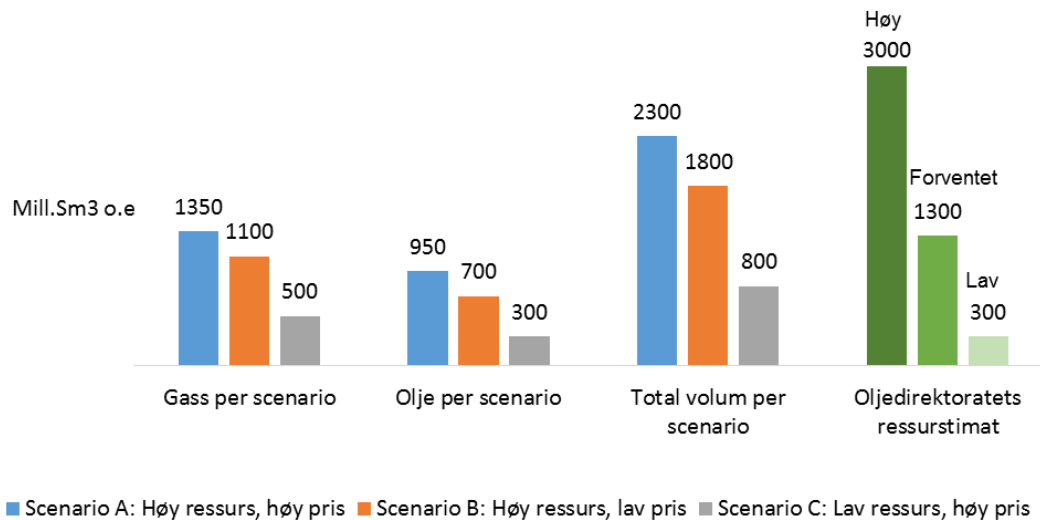
Figur 53 Overføringskapasitet (N-1 og N-0) og overføringsbehov (P99) i Kirkenesområdet

Vedlegg 5 ECON scenario for potensiell utvikling av petroleumsvirksomhet i Barentshavet

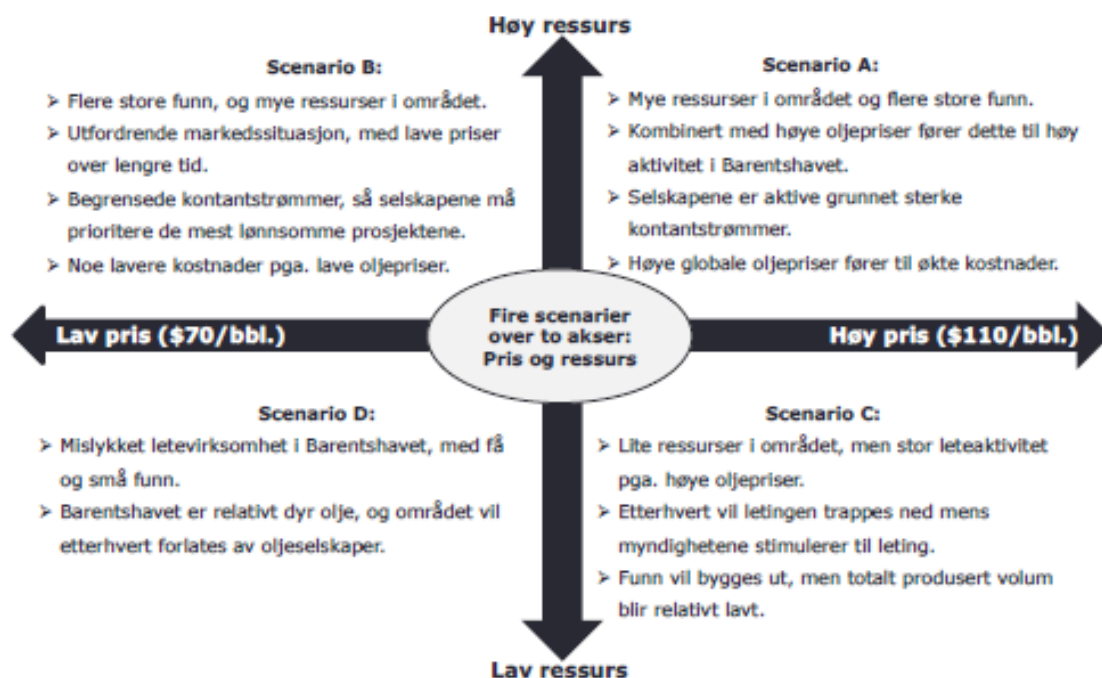
ECON sine tre scenariene som innebærer utbygging, legger til grunn betydelige gassfunn og utbygginger, som illustrert i Figur 54. Til sammenlikning var påviste reserver på Snøhvit om lag 200 mrd. Sm³. Ormen Lange-feltet hadde opprinnelig påviste reserver på nesten 400 Mrd. Sm³.

ECON antar også at det blir funnet og elektrifisert betydelige mengder olje, om enn i noe mindre volum (målt i mrd. Sm³ oljeekvivalenter (o.e.)). Sammenlignet med Oljedirektoratets scenario er ikke scenariene til ECON verken spesielt lave eller spesielt høye.

Scenario A (blå) antar både høye priser (110 USD/fat) og høyt antall funn. Scenario B antar mange funn og lav pris (70 USD/fat). Scenario C antar lavt antall funn kombinert med høye priser (110 USD/fat). I sum ligger scenario A noe lavere enn ODs høye ressursestimat (P90). Scenario B og C ligger noe høyere enn ODs forventningssscenario (P50) og lave scenario (P10).



Figur 54 Driveverdige funn i ECON sine tre scenario som innebærer petroleumsvirksomhet i Barentshavet sammenlignet med Oljedirektoratets (OD) ressursestimat (grønne søyler)



Scenarioakser med økonomi og elektrifiseringskostnaden

		Høy ressurs				Høy ressurs	
		Scenario B		Scenario A		Scenario C	
		NPV(7%)		NPV(7%)		NPV(7%)	
		NPV(10%)		NPV(10%)		NPV(10%)	
		Mrd NOK, 2015-verdier		Mrd NOK, 2015-verdier		Mrd NOK, 2015-verdier	
		Kontantstrøm før skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm før skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm før skatt, uten elektrifisering	
		Kontantstrøm etter skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm etter skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm etter skatt, uten elektrifisering	
		Elektrifiseringskostnad (før skatt)		Elektrifiseringskostnad (før skatt)		Elektrifiseringskostnad (før skatt)	
Lav pris (\$70/bbl.)				Høy pris (\$110/bbl.)			
		Scenario D		Scenario C		Scenario C	
		NPV(7%)		NPV(7%)		NPV(10%)	
		NPV(10%)		NPV(10%)		NPV(10%)	
		Mrd NOK, 2015-verdier		Mrd NOK, 2015-verdier		Mrd NOK, 2015-verdier	
		Kontantstrøm før skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm før skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm før skatt, uten elektrifisering	
		Kontantstrøm etter skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm etter skatt, uten elektrifisering		Kontantstrøm etter skatt, uten elektrifisering	
		Elektrifiseringskostnad (før skatt)		Elektrifiseringskostnad (før skatt)		Elektrifiseringskostnad (før skatt)	
Lav ressurs				Lav ressurs			

Scenario A

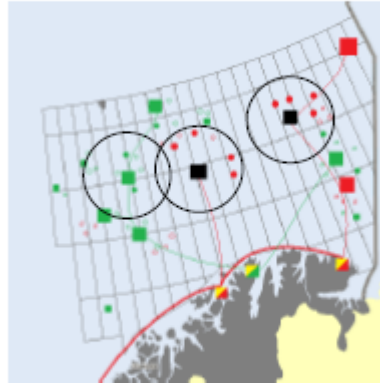
Høy ressurs, Pris = 110 USD/bbl.

Byggeblokk	# funn*	Antall
Small Subsea Oil	22	20
Small Subsea Gas	17	15
Medium Subsea Oil	5	5
Medium Subsea Gas	9	8
Medium Standalone Oil	5	5
Medium Standalone Gas	0	0
Large Standalone Oil	5	5
Large Standalone Gas	2	2
Gas Hub		2

Tot. Volum (mrd. Sm³ o.e.)



Fargekoding



Infrastruktur:

Gassterminal i Øst-Finnmark
 Oljeterminal på Veidnes
 LNG tog 2 på Melkøya
 Ny rørledning for gasseskport (42")
 Offshore krafthub (hvis elektrifisering)

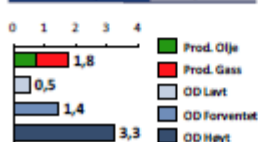
Figur 55 Oppsummering av scenario A - forutsatt høy funnrate og høye priser. ECON legger til grunn gassprossesanlegg både i Vest- og Øst-Finnmark. For elektrifisering har ECON foutsatt at det blir bygget en offshore krafthub for tilknytning av de ulike feltene.

Scenario B

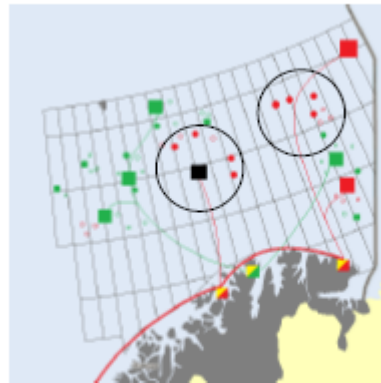
Høy ressurs, Pris = 70 USD/bbl.

Byggeblokk	# funn	Antall
Small Subsea Oil	17	15
Small Subsea Gas	14	10
Medium Subsea Oil	7	7
Medium Subsea Gas	6	6
Medium Standalone Oil	0	0
Medium Standalone Gas	0	0
Large Standalone Oil	4	4
Large Standalone Gas	2	2
Gas Hub		1

Tot. Volum (mrd. Sm³ o.e.)



Fargekoding



Infrastruktur:

Gassterminal i Øst-Finnmark
 Oljeterminal på Veidnes
 LNG tog 2 på Melkøya
 Ny rørledning for gasseskport (42")
 Offshore krafthub (hvis elektrifisering)

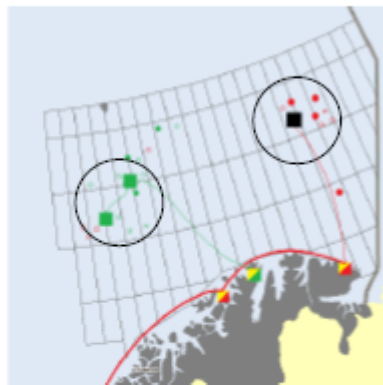
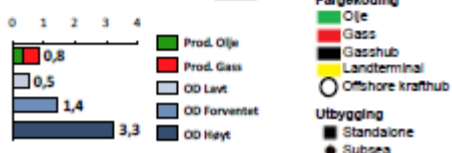
Figur 56 Oppsummering av scenario B - forutsatt høy funnrate og lave priser. ECON legger til grunn gassprossesanlegg både i Vest- og Øst-Finnmark. For elektrifisering har ECON foutsatt at det blir bygget en offshore krafthub for tilknytning av de ulike feltene.

Scenario C

Lav ressurs, Pris = 110 USD/bbl.

Byggeblokk	# funn	Antall
Small Subsea Oil	8	8
Small Subsea Gas	9	8
Medium Subsea Oil	4	3
Medium Subsea Gas	4	4
Medium Standalone Oil	0	0
Medium Standalone Gas	0	0
Large Standalone Oil	2	2
Large Standalone Gas	0	0
Gas Hub		1

Tot. Volum (mrd. Sm³ o.e.)



Infrastruktur:

Gassterminal i Øst-Finmark
 Oljeterminal på Veidnes
 Ny rørledning for gasseksport (32")
 Offshore krafthub (hvis elektrifisering)

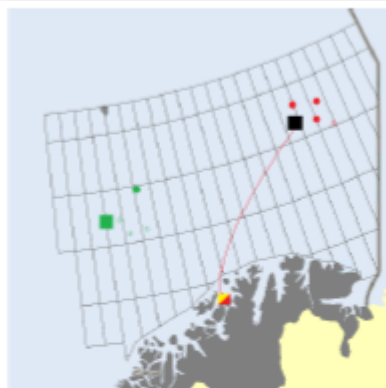
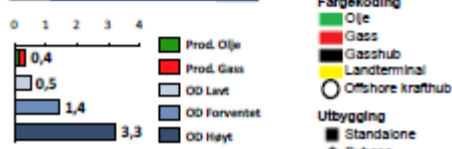
Figur 57 Oppsummering av scenario C - forutsatt lav funnrate og høye priser. ECON legger til grunn gassrørledning til både i Vest- og Øst-Finmark. For elektrifisering har ECON forutsatt at det blir bygget en offshore krafthub for tilknytning av de ulike feltene.

Scenario D

Lav ressurs, Pris = 70 USD/bbl.

Byggeblokk	# funn	Antall
Small Subsea Oil	3	3
Small Subsea Gas	1	1
Medium Subsea Oil	1	1
Medium Subsea Gas	3	3
Medium Standalone Oil	0	0
Medium Standalone Gas	0	0
Large Standalone Oil	1	1
Large Standalone Gas	0	0
Gas Hub		1

Tot. Volum (mrd. Sm³ o.e.)



Infrastruktur:

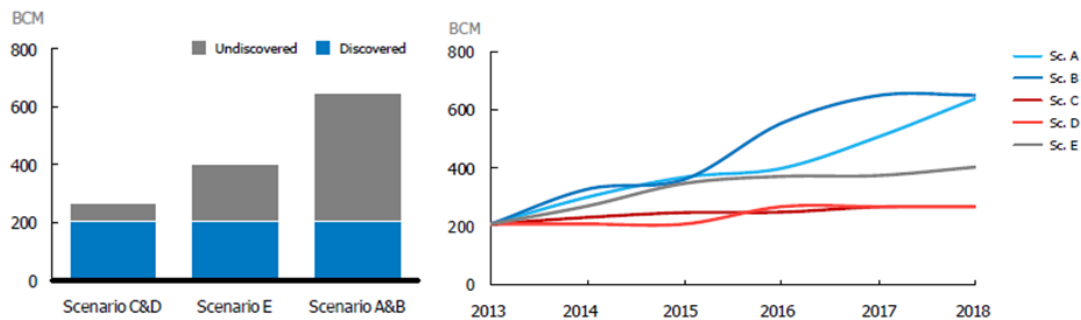
LNG tog 2 på Melkøya
 Ingen gassrørledning for eksport
 Ingen oljeterminal på Veidnes

Figur 58 Oppsummering av scenario D - forutsatt lav funnrate og lave priser. Konsekvens er at ingen elektrifisering vil bli gjennomført som følge av manglende økonomi

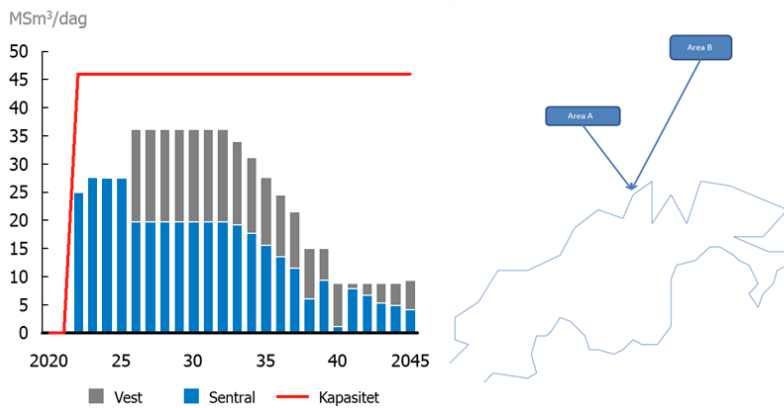
Vedlegg 6 Gassco studie Barentshavet

I 2013 gjennomførte Gassco en studie av mulig ny gassinfrastruktur i Barentshavet (Gassco, 2013). I denne studien peker Gassco på både en ny LNG fabrikk og et nytt rør fra Barentshavet og sørover til Europa som mulig løsninger for gassvakuuming. For at det skal bli lønnsomt å investere i ny gassinfrastruktur må det gjøres flere gassfunn i Barentshavet.

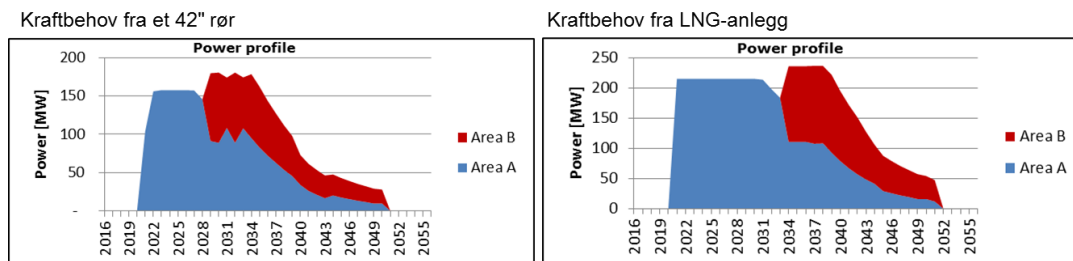
I middelscenario (scenario E), anbefaler Gassco rørløsning. En løsning med gassrør er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt i fire av fem scenario for funn i studien. Dersom Gassco kommer i gang med mulighetsstudien i løpet av 2015 kan ny infrastruktur for gass være på plass i 2022.



Figur 59 Totale gassressurser i scenario A-E i stadium 2017. Til høyre vises forventet utvikling per scenario over de neste årene. Kilde: Gassco 2013



Figur 60 Gassproduksjon fra område A og B i scenario E. Kilde: Gassco



Figur 61 Kraftbehov fra rørløsning og LNG-anlegg dersom scenario E slår til. Kilde: Gassco

Basert på innspill fra Gassco har vi lagt til grunn et kraftbehov på 200 MW fra landbasert infrastruktur til gassvakuuming.

Vedlegg 7 Rammer for elektrifisering av petroleumsinstallasjoner

I 1996 vedtok Stortinget at Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen framfor å bruke gassturbiner (Oljedirektoratet 2008). Elektrifiseringskonseptet skal være vurdert i forbindelse med plan for utbygging og drift (PUD). PUD skal godkjennes av Regjeringen ved Olje- og energidepartement, og også Stortinget ved utbygginger på over 10 milliarder kroner.

Både Meld. St. 28 (2010 – 2011) "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten" og Meld. St. 21 (2011–2012) "Norsk klimapolitikk" understreker at summen av tiltakene i petroleumsbransjen og nødvendige investeringer i kraftsystemet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Behovet for koordinering og forholdet mellom ledetider trekkes frem i begge de nevnte Stortingsmeldingene og i Olje og energidirektoratets "Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)".

Statnett skal legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom elektrifisering

Dersom det i sum er samfunnsøkonomisk lønnsomt med elektrifiseringsløsning og nødvendig nettinvestering skal Statnett legge til rette for tilknytning av petroleumsinstallasjoner.

I Meld. St. 28 (2010 – 2011), kapittel 7.3, står det blant annet:

I lys av ønsket om økt bruk av kraft fra land til installasjoner på sokkelen er det viktig med stor oppmerksomhet på grenseflatene mellom kraftsystemet og petroleumssektoren. En forutsetning for en løsning med kraft fra land er at det kan skje uten negative effekter på kraftsystemet og at hensynet til naturmangfold på fastlandet ivaretas. Elektrifisering av sokkelen forutsetter derfor at det samtidig er sikret utbygging av tilstrekkelig ny kraft eller at det framføres tilstrekkelig nytt nett slik at det ikke oppstår regionale ubalanser.

[...]

For å bedre koordineringen av investeringer i nett, produksjon og forbruk ble energiloven endret [...] ved å innføre en plikt for nettselskapene til å tilknytte nye anlegg for produksjon på alle nettnivå, når produksjonsprosjektet og nettinvesteringen samlet er samfunnsøkonomisk rasjonell.

Også Meld. St. 21 (2011–2012) bekrefter at samfunnsøkonomisk lønnsomhet er et kriterium. Der står det Regjeringen har som mål å øke bruken av kraft fra land ved nye større utbygginger ved å:

- Be Statnett legge til rette for framtidig kraftforbruk, blant annet større og spesifikke økninger i kraftforbruket i petroleumssektoren, dersom dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Operatørene må på et tidlig tidspunkt ta kontakt med energimyndighetene

For at det skal være mulig å møte behovet fra petroleumsaktørene må operatører for felt ta kontakt med både energimyndighetene og Statnett på et tidlig tidspunkt. I Meld. St. 28 (2010 – 2011) står det:

Etablering av nye forbruksenheter vil kunne skje raskere enn etablering av ny produksjon og overføringsnett. Grundig planlegging er derfor nødvendig for å sikre at denne typen etableringer ikke gir regionale ubalanser i kraftsystemet.

[...]

Utbyggingsprosjekter på norsk sokkel er omfattende og krever lang tid både til planlegging og utbygging. For å motvirke regionale ubalanser må operatøren for felt som vurderer å knytte seg til kraftsystemet på land eller øke sitt allerede eksisterende kraftforbruk vesentlig, på et tidlig tidspunkt ta kontakt med energimyndighetene og aktuelle nettselskap.

Misforholdet mellom ledetidene i konsesjonsfasen er også anerkjent i Olje- og energidirektoratets veileder for PUD og PAD, som oppfordrer til koordinering:

Prosjekter som vurderes tilknyttet kraftsystemet på land bør på et tidlig tidspunkt i planleggingen ta kontakt med NVE, Statnett SF og eventuelt andre aktuelle nettselskaper for å klargjøre forholdene i kraftsystemet. [...] Nødvendige konsekvensutredninger skal være gjennomført og nødvendige søknader for tilknytning til kraftsystemet på land skal være sendt inn til NVE før PUD oversendes OED. Det anbefales at behandlingen av søknader om konsesjoner er avklart med NVE før samme tidspunkt. Prosessen med myndighetsbehandling av elektriske anlegg kan være svært tidkrevende. Det er nødvendig at myndighetsbehandlingen etter begge lovverk i størst mulig grad bygger på de samme forutsetningene. I alle tilfeller bør det derfor finne sted en samordning i tid og saksbehandling av konsekvensutredninger og søknader om tillatelse.

Klimapolitiske hensyn kan føre til krav om elektrifisering, også når dette ikke er lønnsomt

På tross av at dagens regelverk legger til grunn samfunnsøkonomisk lønnsomhet for elektrifisering, kan det bli stilt krav om elektrifisering. Krav om elektrifisering av Johan Sverdrup med tilhørende områdeløsning for kraft fra land er et eksempel på at myndighetene kan stille slike krav.

Vedlegg 8 Multiterminal HVDC gjennom Finland til Øst-Finnmark

Det kan være mulig å bygge om den eksisterende 220 kV forbindelsen fra Varangerbotn til Vajukoski til en multiterminal HVDC-forbindelse.

Fordelen med en multiterminal HVDC er at vi kan overføre stor effekt uten å måtte bygge en ny forbindelse. I tillegg vil det være mulig å styre kraftflyten på forbindelsen, og omformerstasjonene kan levere spenningsstøtte i alle tilknytningspunkter.

En multiterminal HVDC ledning krever at det installeres omformerstasjoner som konverterer fra likestrøm til vekselstrøm i begge ender av forbindelsen, samt alle steder med tilknytning av forbruk og/eller produksjon underveis.

En multiterminal HVDC vil sannsynligvis være en svært dyr løsning: Eksempelvis vil en forbindelse som kan overføre 800 MW, med fire 200 MW omformerstasjoner underveis, koste anslagsvis 3-4 milliarder kr⁶⁴. Dette er forutsatt at forbindelsen bygges som en monopol. Dersom forbindelsen bygges som en bipol (slik at halve effekten kan overføres ved feil på en av polene) er kostnaden anslagsvis 15 prosent høyere. Til sammenligning koster en like lang 420 kV ledning med tilhørende stasjoner anslagsvis 2,4 milliarder kr⁶⁵.

Dersom forbindelsen kun skal overføre 200 MW, dvs. 75 prosent mindre effekt, reduseres kostnaden med anslagsvis 40 prosent. Det store misforholdet mellom overføringskapasitet og kostnad skyldes at kostnaden særlig er knyttet til omformerstasjonene underveis. Det virker helt urimelig å bygge en multiterminal HVDC for å overføre så lite effekt; dette er ment å illustrere kostnaden.

I tillegg er en slik løsning teknisk umoden. En svakhet ved en multiterminal HVDC løsning er at alle terminalene faller ved feil på én stasjon. For å unngå dette må det installeres DC-brytere. Dette er ny og uprøvd teknologi som det forsøkes på. Det finnes per i dag ingen multiterminal HVDC forbindelser bygget med ny (VSC) teknologi.

For å få utnyttet kapasiteten på HVDC-forbindelsen må i tillegg AC-nettet i Nord-Finland forsterkes. Ettersom begrensningen ved eksport til Norge ligger sør for Vajukoski, må nettet minimum forsterkes herfra til 420 kV forbindelsen Petäjäskoski-Pirttikoski. En mulig løsning er å bygge en ny 420 kV ledning i parallell med eksisterende nett. Det kan være at det er tilstrekkelig å forsterke eksisterende ledninger, men dette har vi ikke sett på. I tillegg kan det bli nødvendig å forsterke nettet mellom Sverige og Finland, på samme måte som ved en ny ledning gjennom Finland.

⁶⁴ Estimater er gjort basert på markedssituasjonen i 2015 som er svært leverandør-gunstig. Prisestimatene er basert på den viss markedskonkurranse ved at flere HVDC-leverandører kan levere omformere til samme multiterminal. Alle priser vil være svært avhengige av markedssituasjonen.

⁶⁵ Estimert investeringskostnad fra Fingrid på 177 millioner euro, forutsatt vekslingskurs på 9 kr/Euro. I tillegg kommer kostnad for en ny 420 kV stasjon på norsk side.

Vedlegg 9 Bedre utnyttelse av eksisterende nett

Vi har sett på flere tiltak for å øke overføringskapasiteten i eksisterende nett:

- 420/132 kV transformering i Nordreisa
- Strømmoppgradere eksisterende 132 kV nett i Nord-Troms
 - Temperaturoppgradering
 - Går fra simplex til duplex-liner
- Spenningsoppgradering

Vinnelys stasjon styrker nettet i Troms

Vinnelys stasjon er 420/132 kV transformering i Nordreisa. Stasjonen styrker nettet i Troms siden ikke hele 420 kV-ledningen fra Balsfjord til Skillemoen faller ut ved feil. Vi vil fortsatt ha 420 kV på en del av strekningen ved utfall nord eller sør for stasjonen. Dette gjør at impedansen i det norske nettet er lavere, slik at mer kraft vil gå gjennom Norge og avlaste forbindelsen fra Finland etter en feil. Særlig ved forbruksvekst i vest vil det gå mer kraft gjennom det norske nettet, slik at finlandsforbindelsen ikke begrenser like fort.

Stasjonen vil alene ikke øke N-1 kapasiteten på Finnmarkssnittet, da den svake ledningen mellom Kvænangen og Skillemoen vil begrense omtrent samtidig som finlandsforbindelsen gjorde før tiltaket. I kombinasjon med tiltak i 132 kV nettet mellom Balsfjord og Skillemoen vil derimot stasjonen øke kapasiteten på Finnmarkssnittet. Hvor mye er avhengig av kapasitetsøkningen i 132 kV nettet.

Temperaturoppgradering fra 50 til 80 grader linetemperatur kan være et rimelig tiltak

Det er mulig å temperaturoppgradere Balsfjord-Skibotn-Goulas og den sterkeste av de to forbindelsene mellom Goulas og Skillemoen fra 50 til 80 grader linetemperatur. De enkelte ledningene må undersøkes for å avgjøre hva som kreves av tiltak, men trolig holder det å stramme linene for å øke avstand til bakken. Den svakeste forbindelsen mellom Goulas og Skillemoen driftes allerede i dag på 80 grader linetemperatur. Temperaturoppgradering av denne er mindre aktuelt ettersom det vil kreve inngrep i terrenget eller bygging av nye master.

Temperaturoppgradering fra 50 til 80 grader linetemperatur gjør at ledningen kan overføre 20-30 prosent mer strøm, avhengig av utetemperaturen. Temperaturoppgradering endrer imidlertid ikke ledningens impedans, slik at fordelingen av flyt på flere ledninger som inngår i et snitt blir den samme.

Dette gjør at temperaturoppgradering alene ikke øker kapasiteten på Finnmarkssnittet når det er Finlandsforbindelsen som begrenser først. Sammen med andre tiltak kan derimot temperaturoppgradering bidra til å øke overføringskapasiteten inn til Finnmark.

Overgang fra simplex til duplex betyr at vi må bygge nye ledninger

Vi kan øke kapasiteten på Finnmarkssnittet med omtrent 40 MW ved å oppgradere Balsfjord-Skibotn-Goulas og den svake forbindelsen fra Balsfjord til Skillemoen fra simplex til duplex. Overgangen fra en til to liner per fase doubler overføringskapasiteten til ledningene. Samtidig reduseres impedansen, slik at mer av kraften til Finnmark vil hentes fra Troms i stedet for fra Finland. N-1 kapasitet på Finnmarkssnittet øker med omtrent 40 MW.

Det er fortsatt importkapasitet fra Finland som begrenser kapasiteten på Finnmarkssnittet etter tiltaket. Ved å i tillegg bygge Vinnelys stasjon, en back to back-omformer i Varangerbotn og temperaturoppgradere nettet i Nord-Troms kan vi øke kapasiteten med omtrent 180 MW mer.

Oppgradering fra simplex til duplex innebærer trolig at vi må rive eksisterende ledninger og bygge nye, ettersom dagens ledninger er bygget med tremaster. Det er trolig mulig å bygge ny ledning i parallell med eksisterende ledning før denne rives.

Spenningsoppgradering til 220 kV blir et komplisert og kostbart tiltak

Det kan være mulig å spenningsoppgradere forbindelsen mellom Balsfjord og Goulas og den sterke forbindelsen mellom Goulas og Skillemoen til 220 kV. Dette øker N-1 kapasiteten på Finnmarkssnittet med omtrent 70-140 MW, hvor kapasitetsøkningen er størst for lastøkning i Vest-Finnmark. Vi øker også N-0 kapasiteten på Finnmarkssnittet, men med en 420 kV til Skillemoen/Skaidi har vi tilstrekkelig N-0 kapasitet selv uten spenningsoppgradering.

Økningen i N-1 kapasitet er ikke stor nok til å forsyne et gassprosesseringsanlegg i Vest-Finnmark med N-1 sikkerhet. Vi mener reduksjonen i forventede avbruddskostnader ikke kan forsvare den estimerte kostnaden av tiltaket på 1.5 mrd NOK. I tillegg mener vi at det er en komplisert løsning til at vi tar det med videre.

Spenningsoppgradering innebærer at vi må oppisolere 220 km ledning, i tillegg til at vi må utvide stasjonene i Balsfjord, Skibotn, Goulas og Skillemoen med nye transformatorer og nye ledningsfelt. Dette innebærer å bygge om allerede eksisterende stasjoner, eller å bygge nye. I Skibotn er det tilknyttet et kraftverk med en kabel gjennom et fjell mellom kraftverket og stasjonen. Dette skaper en utfordring da vi må oppgradere kabelen inne i fjellet. Alternativt kan 132 kV ledningen bli stående og vi bygger ny 220 kV i parallell med denne. Dette krever større inngrep og er dyrere.

Vedlegg 10 Back-omformer mot Finland

En back-to-back (B2B) omformer er en vekselstrøm-likestrøm-vekselstrøm omformer. Ved å installere en B2B i Varangerbotn kan - og må - vi styre både aktiv og reaktiv flyt mellom Norge og Finland. På denne måten unngår vi at finlandsforbindelsen blir en begrensning ved utfall av Balsfjord-Skillemoen, samtidig som at vi overholder den finske eksportbegrensningen til Norge.

Kapasitetsøkningen som en B2B-omformer gir på Finnmarkssnittet er avhengig av hvor mye effekt vi kan importere fra Finland i normal drift eller i en kort periode etter et utfall, samt hvor mye ledig kapasitet det er i nettet i Nord-Troms.

Ifølge Fingrid vil det være mulig å importere 160 MW kontinuerlig over en B2B. Dette gir 40 MW økning i N-1 kapasitet inn til Finnmark, i tillegg til det vi oppnår med Vinnelys og temperaturoppgradering av Balsfjord-Skibotn-Guolas. Det vil si til sammen omtrent 120 MW økning, fra 300-350 MW til 420-470 MW. Dette muliggjør omtrent 300-350 MW forbruksvekst i Finnmark, avhengig av plassering.

En B2B gir marginal økning i N-1 kapasitet inn til Øst-Finnmark, opp mot 30 MW. Dette er fordi det er spenning som er begrensende i Øst-Finnmark. Økningen i N-0 kapasitet er omtrent 80 MW.

Det kan være mulig å importere opptil 300 MW i inntil 15 minutter ved en feil på norsk side. Dette forutsetter imidlertid store mengder reaktiv kompensering langs forbindelsen i Finland, og vil medføre store overføringstap i det finske nettet.

Vedlegg 11 Konsept 4: Kraftutveksling med Russland

Statnett har i flere år samarbeidet med den russiske TSO'en Inter Rao om å etablere en ny forbindelse mellom Skogfoss og Nikel i Russland. På grunn av at Russland og Norge er to ulike synkronsystemer, er det nødvendig å knytte de to kraftsystemene sammen via likestrøm. Planen har vært å benytte en back to back-omformer, som også gjør det mulig å styre kraftflyten. I tillegg kan noe vannkraft knyttes direkte til det norske nettet via AC-forbindelser.

Med en slik løsning kan det være mulig å legge til rette for petroleumsinstallasjoner i både vest og øst i Finnmark, gitt at omformeren er stor nok, at det er tilgjengelig effekt i Russland og at det er tilstrekkelig kapasitet internt i Finnmark.

Kostnaden til en B2B er avhengig av størrelsen. Når vi lager konsepter med en B2B er det større mulighet til å tilpasse størrelsen til behovet enn vi har i nettkonseptene. Dette medfører at vi kan optimalisere kostnaden for konseptet, og det kan bli rimeligere enn alternativene, særlig i et scenario med petroleum kun i Øst-Finnmark. Skal vi dimensjonere for å kunne møte stor vekst i hele Finnmark, eller større vekst enn det som er skissert i scenariene, er imidlertid krafthandel med Russland et dyrere konsept enn alternativene. Dette, sammen med politiske krav som gjør det usikkert når en slik handel kan være mulig, gjør at vi ikke tar konseptet med oss videre.

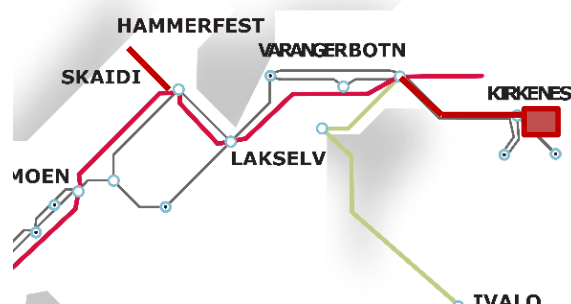
Kraftutveksling med Russland krever nettinvesteringer på norsk og russisk side

Det har i tidligere studier blitt sett på hva som må til for å importere 130-200 MW fra Russland til Norge. Det ble konkludert med at vi på norsk side må bygge to nye forbindelser mellom Nikel og Skogfoss (2*25 km), samt forsterke mellom Skogfoss og Kirkenes. På russisk side må 150 kV forbindelsen fra Murmansk til Nikel (150 km) spenningsoppgraderes til 330 kV, og det må installeres nye transformatorer og reaktiv kompensering. En større B2B krever trolig større investeringer.

For å forsyne et stort kraftforbruk i Øst-Finnmark må vi i tillegg bygge en ny ledning fra Kirkenes og ut til forbruksområdet i Øst-Finnmark. Lengden på denne strekningen kan variere fra 0-200 km, avhengig av om forbruket kommer i Kirkenes eller lengre ut på Varangerhalvøya. For å forsyne et stort kraftforbruk i Vest-Finnmark må vi bygge en ny ledning fra Kirkenes til Varangerbotn og videre fra Skaidi til Hammerfest (ca. 350 km). Hvis det kommer i både øst og vest må vi bygge alt.

Interne nettinvesteringer gir alene tilstrekkelig N-0 kapasitet i scenario 2 og 4

En ny ledning mellom Skaidi og Hammerfest gir alene N-0 kapasitet til petroleumsinstallasjoner i Vest-Finnmark, mens Skaidi-Varangerbotn gir N-0 forsyning til et anlegg i Øst-Finnmark.



Dette innebærer at i scenario 2 og 3 er en B2B mellom Norge og Russland en investering for økt N-1 kapasitet. I scenario 4 er imidlertid krafthandel med Russland et alternativ for økt N-0 kapasitet, fordi vi ikke trenger å bygge Skaidi-Varangerbotn hvis forbruket bare kommer i øst.

Størrelsen på omformeren kan tilpasses behovet

For å gi N-1 forsyning i scenario 2 må kapasiteten på B2B-omformeren være omtrent 380 MVA, hvorav 350 MW må importeres fra Russland for å unngå overlast på Finlandsforbindelsen ved utfall av Balsfjord-Skillemoen.

For å gi N-1 forsyning i scenario 3 må kapasiteten på omformeren være omtrent 470 MVA, i tillegg til at det er nødvendig å installerer en B2B på 220 MVA mot Finland. Dette er fordi vi når importbegrensning fra Finland ved utfall av Balsfjord-Skillemoen. Vi må også designe en løsning for statisk og dynamisk reaktiv kompensering med redundans.

Med kontinuerlig import på omformerne vil et utfall av Skaidi-Varangerbotn gi overlast på Lakselv-Adamselv. For å unngå dette må vi ha systemvern på omformerne slik at importen reduseres ved utfall av Skaidi-Varangerbotn. Forbruket i vest dekkes da fra 420 kV Balsfjord-Skaidi.

I scenario 4 er det mulig å forsyne et stort kraftforbruk direkte fra ledningen til omformeren. Vi forutsetter da kontinuerlig import fra Russland. Størrelsen på omformeren kan tilpasses behovet, men ved et prosessanlegg på omtrent 200 MW vil størrelsen være omtrent 220 MVA. I dette tilfellet vil utfall av omformeren kunne medføre avbrudd. For å gi N-1 forsyning i Øst-Finnmark må vi i tillegg bygge Skaidi-Varangerbotn eller ny ledning fra Finland.

Kraftimport fra Russland er dyrere enn alternativene for å forsyne stor vekst i vest og hele Finnmark

Kostnaden av en B2B er avhengig av størrelsen. Vi har hentet inn kostnadsestimater fra to leverandører. Ekskludert investeringskostnader i Russland og mellom Nikkel og Kirkenes er kostnadene for omformeren(e):

- 0,95 -1,4 mrd. NOK for å forsyne stor vekst i kun Vest-Finnmark (scenario 2)
- 1,8 - 2,5 mrd. NOK for en B2B i både Russland og mot Finland (scenario 3)
- 0,7 - 0,8 mrd. NOK for en B2B (scenario 4)

I scenario 2 og 3 kommer kostnaden for Skaidi-Varangerbotn i tillegg. I scenario 3 er alternativet til å bygge to omformere å bygge en ny ledning fra Finland (konsept 2). Denne koster i størrelsesorden 1,5 mrd. NOK - rundt 0,5 mrd. rimeligere enn de to omformerne. I tillegg får vi større kapasitet med konsept 2.

I scenarioene med forbruksvekst kun i vest eller øst kan en B2B være rimeligere enn alternative nettinvesteringer. Dette gjelder særlig i scenario 4, hvor det ikke nødvendigvis er behov for å bygge en ny 420 kV ledning i tillegg til omformeren. Fordelen med en B2B er at vi kan tilpasse størrelsen etter behovet, og utover nødvendige nettinvesteringer betaler vi ikke for mer kapasitet enn vi trenger. Men forbruksutviklingen er usikker, og det vil være krevende å velge størrelse på omformeren. Hvis det kommer en større vekst enn vi har dimensjonert for, vil det bli behov for ytterligere investeringer. Vi risikerer å ende opp med en dyrere B2B-løsning i forhold til de alternative nettkonseptene. I scenario 2 er kostnaden for omformeren rimeligere enn finlandsledningen, men det er trolig rimeligere å bygge Balsfjord-Skaidi2 i stedet for omformer og Skaidi-Varangerbotn⁶⁶.

Kraftutveksling med Russland kan tidligst starte i 2028

OED har satt nedstengning av de to eldste reaktorene som en forutsetning for tettere integrering med det russiske kraftsystemet. Seneste estimat for nedstengning er 2028-2029. Usikkerheten rundt

⁶⁶ Balsfjord-Skaidi2 (2,9 mrd. NOK) er trolig rimeligere enn summen av en B2B og Skaidi-Varangerbotn (3,2 mrd. NOK).

tidspunkt for nedstengning av reaktorene gjør det vanskelig å planlegge etter norsk-russisk krafthandel for å møte stor forbruksvekst i Norge. (Energy Storage Association u.d.)

Vedlegg 12 Tiltak for interne begrensninger: Spenningsoppgradering i Øst-Finnmark

Spenningsoppgradering av nettet i Øst-Finnmark til 220 kV gir omtrent samme økning av N-1 underskuddsgrensen som reaktiv kompensering. Begge tiltakene støtter opp spenningen slik at det ikke lenger er spenningsfall som begrenser, men importbegrensning fra Finland ved utfall av Lakselv-Adamselv. Ved å spenningsoppgradere videre vestover til Skillemoen og Skaidi øker også overføringskapasiteten inn til Vest-Finnmark, omtrent tilsvarende det vi får ved å etablere 420 kV i Skaidi.

Imidlertid gir spenningsoppgradering en større N-0 kapasitet enn det vi får med reaktiv kompensering. Dette er fordi vi reduserer impedansen i det norske nettet, slik at vi kan ha et større underskudd i Øst-Finnmark før vi når importbegrensning fra Finland. Vi øker N-0 kapasiteten i Øst-Finnmark fra 180 MW til omtrent 400 MW og har dermed N-0 kapasitet til et gassprosesseringsanlegg (Scenario 4). Imidlertid vil lastøkning i øst gå på bekostning av lastøkning i vest, slik at vi ikke vil ha kapasitet til å samtidig forsyne et stort forbruk i Skaidi (Scenario 3). Dette gjelder selv om vi spenningsoppgraderer nettet helt til Balsfjord.

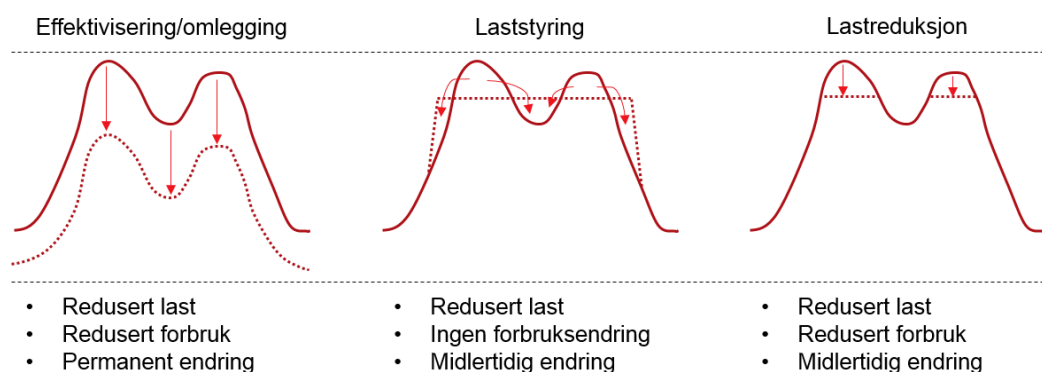
Mulig overskudd i Øst-Finnmark øker ikke med spenningsoppgradering til 220 kV.

Spenningsoppgradering krever oppisolering av ledningene ved at isolatorkjedene forlenges med flere skåler. Dette øker den mekaniske belastningen på ledningene og reduserer avstand til bakken. Dessuten kan det bli nødvendig med gjennomgående toppline etter at nettet er spenningsoppgradert, noe som vil øke belastningen på mastene ytterligere. Dette betyr at det trolig vil være nødvendig å rive eksisterende og bygge nye ledninger før spenningsoppgradering til 220 kV er mulig.

I tillegg må alle stasjonene som ledningene går innom bygges om. Dette betyr at spenningsoppgradering til 220 kV er et kostbart og omfattende tiltak. Vi anser reaktiv kompensering, 420 kV stasjon i Skaidi og nye ledninger som bedre egnet for å øke kapasiteten inn til Øst- og Vest-Finnmark.

Vedlegg 13 Effektreduksjon

Med effektreduksjon mener vi tiltak som reduserer belastningen i nettet ved å påvirke lasten: energieffektivisering/omlegging, laststyring og lastreduksjon. Dette er illustrert i figuren under. Den heltrukne linjen viser en typisk effektkurve over et døgn med en topp om morgenen og en topp om kvelden. Pilene viser hvordan man i de ulike kategoriene reduserer forbrukstoppene. De stiplede linjene viser hvordan effektkurven endres etter tiltak



Figur 63 Det er tre kategorier av tiltak som kan benyttes for å oppnå effektreduksjon

- Energieffektivisering innebærer at forbruket reduseres gjennom effektiviserende tiltak, som for eksempel å øke isoleringen i bygg for å redusere varmebehovet.
- Laststyring eller lastflytting innebærer ingen reduksjon i energiforbruk, men at forbruket jevnes ut over døgnet. Fordelen med dette er at effekt-toppene reduseres. Ett eksempel er at oppvarming av varmtvann i varmtvannstanken gjøres om natten. Laststyring er forventet å øke i omfang når Avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) installeres i Norge.
- Lastreduksjon innebærer at man faktisk reduserer elektrisitetsforbruket, med fokus på å redusere forbruket i høylast-periodene om morgenen og på ettermiddagen. Ett mulig tiltak er å benytte en alternativ energikilde, for eksempel vedovn, til oppvarming i høylasttimene.

Vedlegg 14 Vurdering av prisområde i Finnmark

Bruk av prisområde gir ikke mer overføringskapasitet, men ved å gi prissignaler til aktørene venter vi en endring i deres adferd. Dette kan gjøre det mulig å utnytte fleksibiliteten i forbruk og produksjon, og for eksempel stimulere til effektutvidelse i Adamselv kraftverk.

Til tross for en viss fleksibilitet i vannkraften i både Finnmark og Øst-Finnmark, mener vi at det generelt ikke er gunstig med et eget prisområde her slik situasjonen er i dag. Det skyldes blant annet at sannsynligheten er høy for at markedet ikke finner en løsning og at forbruk dermed ikke kan forsynes i enkelte timer. Dersom balansen i området blir bedre, er det derimot mindre sannsynlighet for dette, og et prisområde kan da fungere bedre.

Riktige prissignaler kan stimulere til økt fleksibilitet i forbruk og produksjon

Finnmark er en del av prisområdet NO4 i dag. En utfordring med denne inndelingen er at effektbalansen i Finnmark ikke korrelerer med resten av NO4. Finnmark kan være i underskudd samtidig som NO4 er et overskuddsområde med lave priser. Altså kan det hende at kraftverkene produserer på tidspunkt med for stor eksport fra Finnmark og ikke produserer i timer med for stor import.

Formålet med et eget prisområde er å gjøre det lønnsomt for produksjonen å tilpasse seg forbruket, slik at behovet for utveksling reduseres. Noen av kraftverkene i Finnmark har magasin og generatorer som er store nok til at de kan styre produksjonen sin og påvirke utvekslingsbehovet. Produsentene er opptatt av hvor mye de tjener, og prisen i området bestemmer derfor hvor mye de produserer til hvilken tid.

Potensialet for regulering i Finnmark kan være ca. 200 MW, og av disse ligger ca. 50 MW i Øst-Finnmark. Mye av denne produksjonen vil korrelere med forbruket med eller uten prisområde på grunn av sesongsvingningene. Med et prisområde eller regulering kan vi utnytte resten av denne regulerbare produksjonen og forskyve behovet for forsterkninger.



Figur 64: Prisområdene i Norden per oktober 2015 (kilde: Nord Pool Spot)

Markedsmakt er en utfordring med eller uten prisområde

Det begrensede antallet produsenter med reguleringsmulighet kan gi enkelte produsenter mulighet til å manipulere prisen. Markedsmakt vil være et problem så lenge marginen i området er liten, og enkeltaktører påvirker kapasiteten. Dersom vi velger å bruke spesialregulering i stedet for prisområde vil det likevel være markedsmakt i prissettingen. Produsentene som har justerbar produksjon kan også da by inn andre priser enn den reelle vannverdien.

Prisdannelsen i kraftmarkedet blir overvåket, og dersom en slik situasjon oppstår skal myndighetene avdekke den. Det kan samtidig være en enklere oppgave med spesialregulering enn med prisområde, ettersom operatørene på Landssentralen til Statnett da velger bud direkte fra hver enkelt produsent.

For lite tilgjengelig regulerbar kraft vil føre til rasjoneringspriser

For at et prisområde skal fungere må vi kunne forsyne forbruket med lokal produksjon og import innenfor den markeds grensen vi har satt – typisk "N-1"-grense. I Finnmark er det liten plass til ytterligere forbruksvekst innenfor dette kriteriet. Konsekvensen av å likevel tillate forbruksvekst er at prisen blir satt av utkoblingsprisen til ulike industrierheter. Dette kan gi perioder med svært høye priser og oppleves som lite rettferdig for eksisterende forbruk.

Det er i tillegg mulig at det ikke blir priskryss på kraftbørsen i noen timer, og prisen i disse timene blir lik børsens makspris. I tillegg blir det manuell utkobling av forbruk. Dersom det oppstår situasjoner uten markeds kryss vil det være ødeleggende for tilliten til kraftmarkedet. Statnett vil på sin side strekke seg langt for å unngå denne situasjonen. Vi vil i driften forsøke å bruke systemvern eller redusere driftssikkerheten for å unngå at forbruk ikke forsynes. Konsekvensen av høye priser kan videre bli at aktører med stort krav til forsyningssikkerhet vil opprette egenforsyning og at nytt forbruk ikke etableres.

Lav kapasitet inn til området, små marginer til vekst og lite regulerbar produksjon vil altså i ytterste konsekvens føre til svært volatile priser, med fare for rasjoneringspris om vinteren og nullpriser om sommeren. I førstnevnte situasjon vil Statnett måtte benytte systemvern og spesialregulering. Dette er virkemidler vi kan bruke selv uten prisområde. Konsekvensen av å ikke bruke disse virkemidlene kan bli svært høye samfunnsøkonomiske kostnader.

Kraftsystemet skal også kunne håndtere revisjoner og feil

Det er nødvendig at det finnes gjenværende tiltak i nettet som kan benyttes ved revisjoner og feil i nettet. Både ledninger og kraftverk tas ut av drift i forbindelse med vedlikehold og både kortvarige og langvarige feil kan oppstå. Dersom all fleksibilitet er utnyttet i ordinær drift er det mindre fleksibilitet igjen for å håndtere slike hendelser.

Innføring av flytbasert markedsklarering kan forenkle håndtering av markeds grenser og skjevflyt

Landssentralen i Statnett setter markeds grensene på alle forbindelser for hver time hver dag. De må ta hensyn til at flyten i nettet varierer. Dersom flyten fordeles ulikt på de forskjellige forbindelsene hver dag, så kan det være en utfordrende oppgave. Med mange små områder blir denne jobben stor.

De nordiske TSO-ene jobber med å innføre flytbasert markedsklarering (FBMK). Dette er et alternativt system for kapasitetsallokering mellom prisområdene i Norden. Vi regner med at flytbasert markedsklarering blir innført før det er aktuelt med et prisområde i Finnmark. FBMK kan gjøre det enklere å ha flere områder.

Den langsiktige effekten av prisområde er usikker

Fordi prisene og prisforventningen i området endres om vi innfører et prisområde vil det gi viktige langsiktige effekter. Et prisområde gir riktigere prising i området, og høye priser kan gi insentiv til å etablere ny produksjon i området eller mer fleksibilitet i forbruk. Samtidig er sannsynligheten stor for svært lave priser om sommeren, som gir andre insentiv.

De langsiktige virkningene er i utgangspunktet veldig positive. Men siden Finnmark er et lite område vil områdeprisen være lett å påvirke. Altså kan en ny produsent alene påvirke prisene nok til å ta bort

inntektsgrunnlaget sitt. Dersom prisområdet skaper veldig høye priser eller en usikker forsynings-situasjon vil store nye forbrukere også vurdere om de ønsker å etablere seg i området, eller de vil bygge egen forsyning. Dette kan gi suboptimale løsninger, for eksempel dersom tilpasningene aktørene selv gjør er irreversible og mer kostbare enn å løse flaskehalsene ved å bygge nett.

Prisområde i Finnmark må være i tråd med lover og retningslinjer

Retningslinjene for opprettelse av prisområde er i ferd med å endres gjennom et nytt direktiv fra ENTSO-E. De vil ikke være offisielt gjeldende i Norge før de er gjort til lov av Stortinget, men vi vil ønske å følge disse så snart de er vedtatt.

De nye retningslinjene krever at alle TSO-er i gruppen vi tilhører skal være med å analysere og godkjenne nye prisområder. For Finnmark vil det Nordiske området være den aktuelle gruppen, altså må et nytt prisområde trolig godkjennes av TSO-ene i Norge, Sverige, Danmark og Finland⁶⁷. I tillegg er det langt større krav til analysene som gjøres når et prisområde endres.

I utgangspunktet trenger ikke de nye retningslinjene være til hinder for å opprette nye prisområder i Finnmark, selv om det vil ta lenger tid å gjennomføre en endring. Usikkerheten øker likevel siden vi trenger godkjenning fra andre TSO-er. Hvordan vi og andre TSO-er vil bruke denne nye makten vet vi ikke, og det er ikke selvsagt at disse vil støtte vår vurdering av behovet for å bruke prisområder.

I dag reguleres bruken av prisområder gjennom "Forskrift om systemansvar". Statnett tok også stilling til bruk av prisområde i Finnmark under de gjeldende retningslinjene i vår prognose for elspotområder som ble publisert i 2015 og er tilgjengelig på Nord Pool Spot (Exchange information No. 15/2015).

Det å skulle etablere Finnmark som eget prisområde innebærer noe nytt og vil være et brudd med tidligere praksis. Størrelsen på området og den lave fleksibiliteten gjør at et slikt prisområde kommer i en særstilling. Det har tidligere vært kapasitetsbegrensninger i små områder, og Statnett har i disse tilfellene valgt andre løsninger enn prisområde. Aktuelle områder å sammenligne er blant annet Bergen, Oslo, Sogn og Fjordane og Lofoten. Dersom det skal brukes prisområder i Finnmark er dette noe som forutsetter en mer omfattende analyse og forankring også utenfor Statnett.

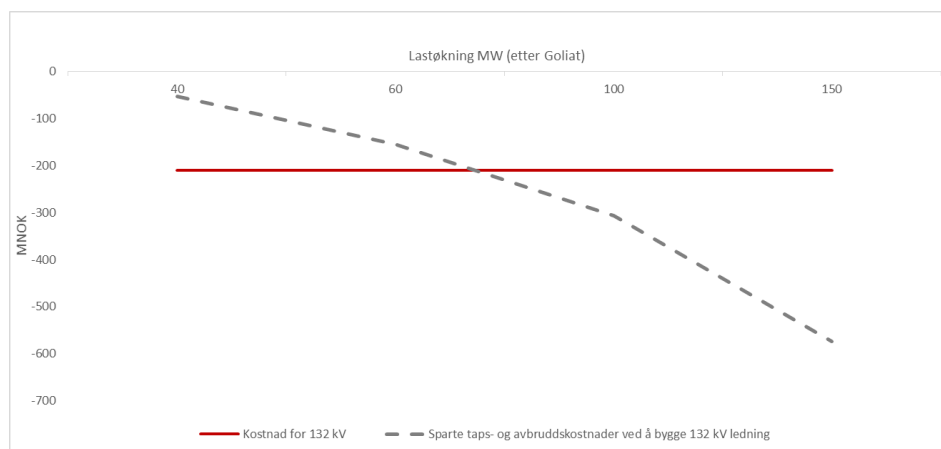
⁶⁷ Det er noen unntaksbestemmelser, først og fremst når området ikke vil påvirke andre TSO-er i noen vesentlig grad. For Finnmark vil neppe disse unntakene kunne brukes. Selv om området er lite vil det påvirke pris og flyt, og ligger nært Finland.

Vedlegg 15 Valg av spenningsnivå på Skaidi-Hammerfest

Vi har gjort en teknisk-økonomisk analyse av spenningsnivå for en ny ledning på strekningen mellom Skaidi og Hammerfest. Dette er altså ikke en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse, men en overordnet analyse ment for å gi en idé om når ulike spenningsnivå på strekningen kan være rasjonelt.

Forventet forbruksvekst kan ikke forsvare en ny 132 kV

Våre analyser viser at det ved omtrent 60 MW forbruksvekst i Hammerfest-området⁶⁸ kan være lønnsomt å bygge en ny ledning på 132 kV. Som Figur 65 illustrerer, er sparte avbruddskostnader og reduserte tap imidlertid veldig sensitivt for endring i volum.



Figur 65 Ved en forbruksvekst større enn 60 MW kan reduserte tap og avbruddskostnader forsvare en ny 132 kV ledning

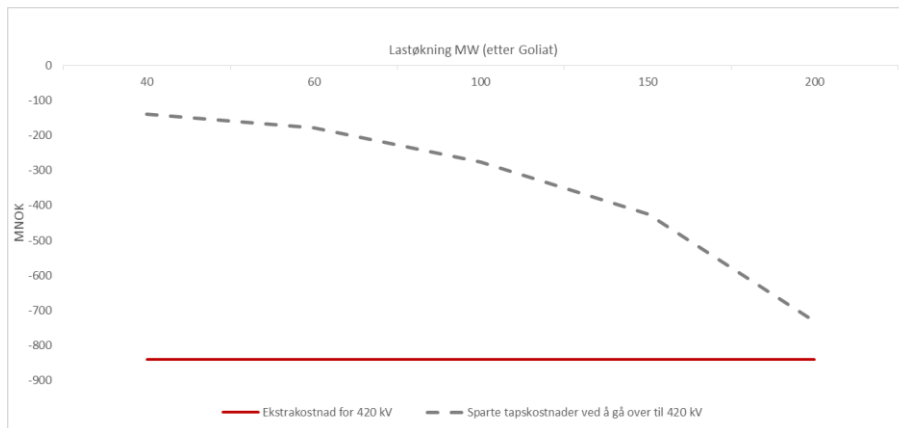
Ved 200 MW forbruksvekst kan det være rasjonelt å bygge en ny 420 kV-ledning

For forbruksvekst under 200 MW vil en ny ledning på 132 kV gi tilstrekkelig N-1 kapasitet⁶⁹. Imidlertid vil en ledning på 420 kV gi noe lavere tap i nettet⁷⁰. I Figur 66 plotter vi sparte tapskostnader ved å gå over til 420 kV, opp mot ekstrakostnaden av å bygge 420 kV. Først når forbruksveksten blir over 200 MW vil det være lønnsomt å bygge ledningen på 420 kV.

⁶⁸ Utover Goliat

⁶⁹ Vi vil være utenfor N-1 1% av tiden

⁷⁰ Med 1% av tiden utenfor N-1 vil reduksjonen i avbruddskostnader være minimale



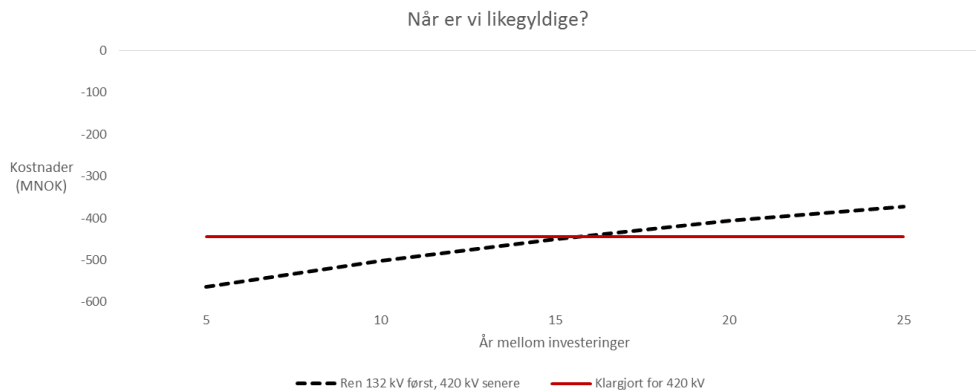
Figur 66 Sparte tapskostnader kan ikke forsvare å bygge en 420 kV ledning for forbruksvekst før veksten blir større enn 200 MW

Det er risiko for feilinvestering

Dersom Hammerfest Energi nett først bygger en 132 kV ledning, forbruksveksten siden blir så stor at det er behov for en 420 kV ledning og det ikke er mulig å finne en ny trasé, risikerer vi i verste fall å måtte rive den nybygde ledningen. Hvor stor feilinvestering dette kan bli er avhengig av antall år mellom investeringstidspunktene, samt sannsynligheten for at det skjer.

Ved 15 år mellom investeringstidspunktene er vi indifferente

Hvis det er 15-16 år mellom investeringene, koster det like mye å bygge en 132 kV først som vi senere river, som å bygge en 420 kV ledning med en gang. Dette er illustrert i Figur 67.



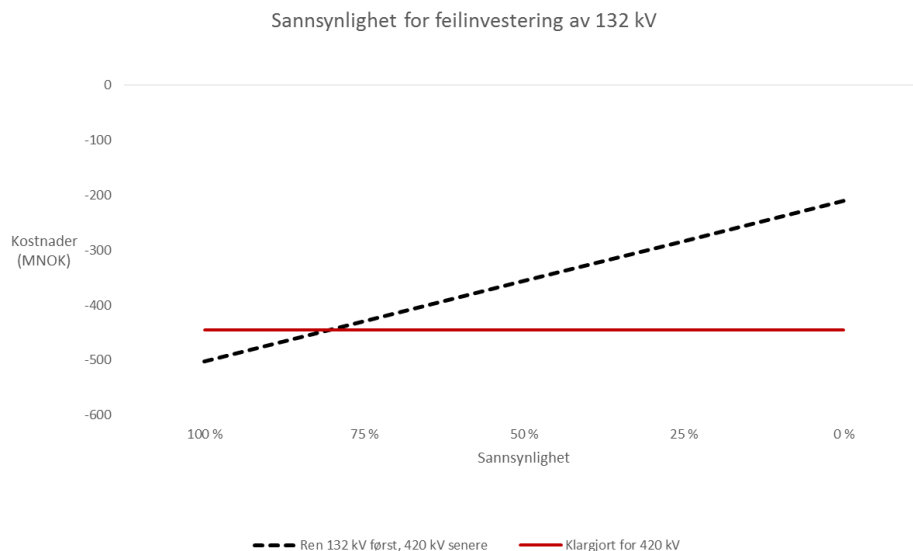
Figur 67 Hvis det er 15-16 år mellom investeringstidspunktene er vi indifferente til hvorvidt vi bygde 420 kV med en gang, eller bygde en 132 kV som vi måtte rive. Hvis det er mindre enn 15 år mellom investeringstidspunktene burde vi bygge 420 kV med en gang.

Dette er imidlertid avhengig av at vi er helt sikre på at vi på et senere tidspunkt får behov for en 420 kV ledning.

Forventet kostnad er avhengig av sannsynligheten for- og tidspunkt for ny investering

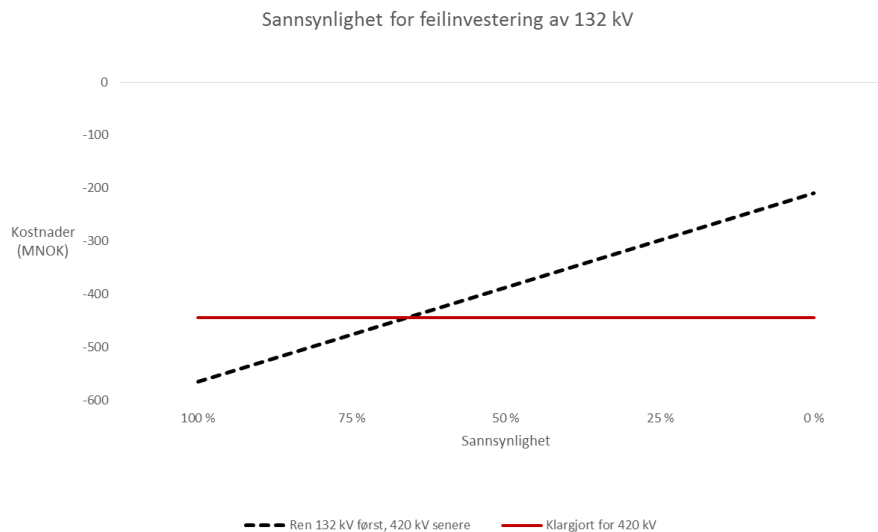
Ved å ta hensyn til at det er en usikkerhet rundt om det blir behov for en 420 kV-ledning, kan vi se problemstillingen fra en annen vinkel: Hvor sikre må vi være på at petroleum kommer, for at det er lurt å bygge på 420 kV med en gang? Svaret på dette er avhengig av når behovet kommer.

Hvis det er 10 år mellom investeringstidspunktene må vi være mer enn 75% sikre på at petroleum kommer, for at det er lurt å klargjøre ledningen for 420 kV drift med en gang. Se Figur 68.



Figur 68 Med 10 år mellom investeringstidspunktene må vi være mer enn 75% sikre på at petroleum kommer for at det skal lønne seg å bygge 420 kV med en gang

Ved å anta at det er 5 år mellom investeringstidspunktene må vi være mindre sikre:



Figur 69 Med 5 år mellom investeringstidspunktene må være mer enn 60% sikre på at petroleum kommer for at det skal lønne seg å bygge 420 kV med en gang

På grunn av ledetider er det en sammenheng mellom hvor lang tid det er til petroleum kommer og hvor sannsynlig det er; hvis petroleum skal rekke å komme om 5 år, er vi sikre på at det kommer.

Vedlegg 16 Valg av spenningsnivå i Øst-Finnmark

Vi har gjort en teknisk-økonomisk analyse av spenningsnivå for en ny ledning på strekningen fra Skaidi via Varangerbotn og til forbruksområdet i øst. Dette er altså ikke en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse, men en overordnet analyse ment for å gi en idé om når ulike spenningsnivå kan være rasjonelt i Øst-Finnmark.

Oppsummert ser vi at det er rasjonelt å bygge nye ledninger på 420 kV hvis det kommer omtrent 200-250 MW nytt forbruk i Øst-Finnmark, avhengig av blant annet hvor mye ny produksjon som blir realisert og geografisk plassering av forbruk og produksjon:

- Ved en lastøkning på omtrent 250-300 MW i sentralnettpunktet i Varangerbotn er det rasjonelt at Skaidi-Varangerbotn bygges på 420 kV fremfor 132 kV⁷¹.
- Hvis forbruket kommer som en punktlast med høy brukstid (petroleum), lokalisert på Varangerhalvøya eller i Kirkenesområdet, er det fornuftig å velge 420 kV som spenningsnivå ved 150-200 MW
- Hvis det blir realisert like mye vindkraft (200 MW) med samme nettilknytningspunkt vil reduserte tap øke denne grensen til omtrent 200-250 MW.

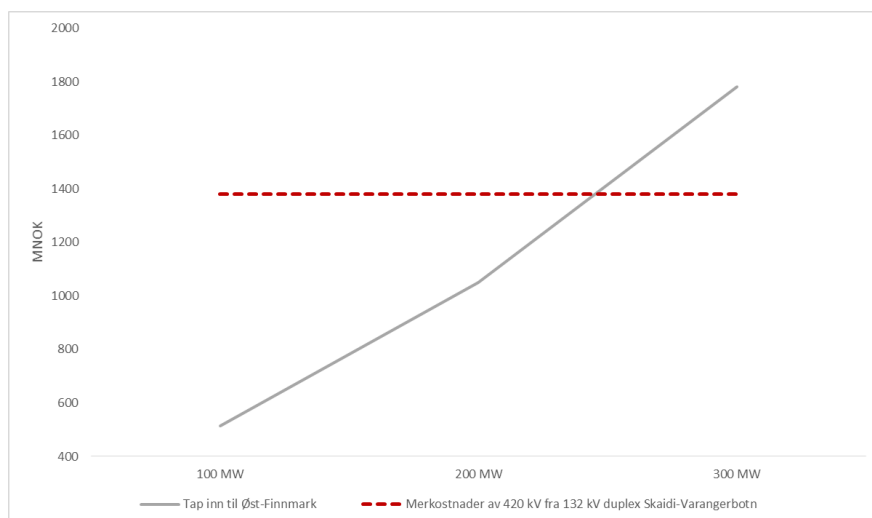
Kraftbalansen i Øst-Finnmark varierer over året, og det samme vil flyten på en ny ledning Skaidi-Varangerbotn. Hvis det blir nødvendig å bygge en radial fra Varangerbotn for å forsyne et petroleumsanlegg med elektrisk kraft, vil derimot belastningen på denne ledningen være tilnærmet uendret over året. For å håndtere disse ulike karakteristikkene har vi analysert de to delstrekningene hver for seg.

Skaidi-Varangerbotn på 420 kV er lønnsom ved 250-300 MW vekst

Vi har modellert Skaidi-Varangerbotn på 132 kV og 420 kV i Samlast, og lagt til et lastuttak i Varangerbotn. Slik får vi ferm overføringstap vi hele Øst-Finnmark under ett. Ved å sammenlikne reduksjonen i tap ved å gå over til 420 kV fra 132 kV med den ekstra kostnaden dette innebærer, ser vi at ved en lastøkning på 250 MW er det best å bygge 420 kV (se Figur 70)⁷².

⁷¹ Vi sammenlikner her en 420 kV duplex grackle med 132 kV duplex FeAl 185 på limtremaster

⁷² Ved en lastøkning på 200 MW vil vi også ha noen sparte avbruddskostnader ved å velge 420 kV. Denne nytten er ikke tatt med, og representerer en oppside ved å velge 420 kV i dette tilfellet



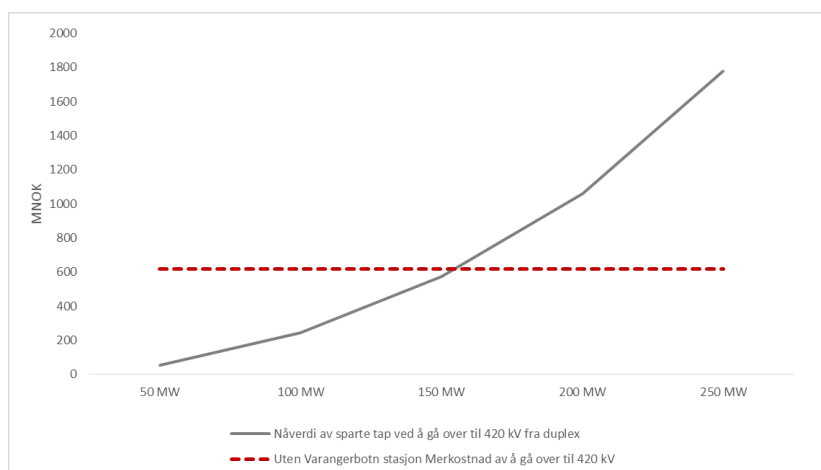
Figur 70 Ved 250 MW forbruksvekst utover forventet med kort ledetid, er det lønnsomt å bygge Skaidi-Varangerbotn på 420 kV

Det er verdt å merke at dette er lastøkning utover forventet forbruksvekst med kort ledetid. Dermed blir total vekst i Øst-Finnmark fra dagens nivå omtrent 250 – 300 MW. Reduserte avbruddskostnader vil trekke ned dette tallet noe.

Det vil være store tap på en forbruksradial på 132 kV

Vi har modellert en 100 km lang radial ut fra Varangerbotn i PSSE, for å finne tapene på denne ledningen med en konstant belastning over året. Ettersom vi i denne analysen antar en forbruksradial, vil forventede avbruddskostnader være de samme for en 420 kV ledning som en 132 kV ledning.

Figur 71 viser at ved omtrent 150 MW lastøkning vil tap forsvare at ledningen bygges på 420 kV fremfor 132 kV.

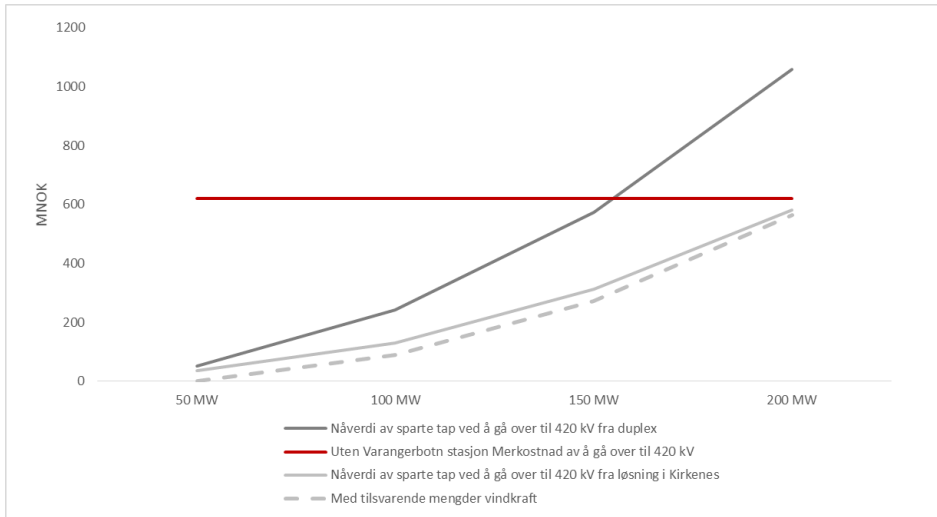


Figur 71 Ved omtrent 150 MW lastøkning vil det være bedre å bygge 420 kV fremfor 132 kV

Det er særlig to faktorer som kan redusere overføringstapene i nettet og dermed styrke 132 kV løsningen:

- Hvis det kommer tilsvarende mengde vindkraft som forbruk, med samme tilknytningspunkt i nettet
- Hvis forbruket blir plassert et sted hvor det allerede er nett

Figur 72 viser hvordan vindkraft og kapasitet i underliggende nett⁷³ reduserer tapene på radialen og styrker 132 kV. Først ved 250 MW forbruksvekst er 420 kV mest lønnsomt.



Figur 72 Vindkraft eller underliggende nett gjør 420 kV lønnsomt ved 200 MW forbruksvekst

Når vi ser de to delstrekingene i sammenheng mener vi at 420 kV er fornuftig ved 200-250 MW lastøkning

Det er mye usikkerhet i analysene, og tapsberegningene kan variere med rundt 20%. Derfor vil det først være mulig å gi sikrere beregninger når vi vet mer om hva som kommer. Foreløpig viser analysene at det ved 200-250 MW forbruksvekst i Øst-Finnmark er fornuftig å bygge 420 kV – ledninger.

⁷³ Her har vi antatt at det nye forbruket kommer i Kirkenes

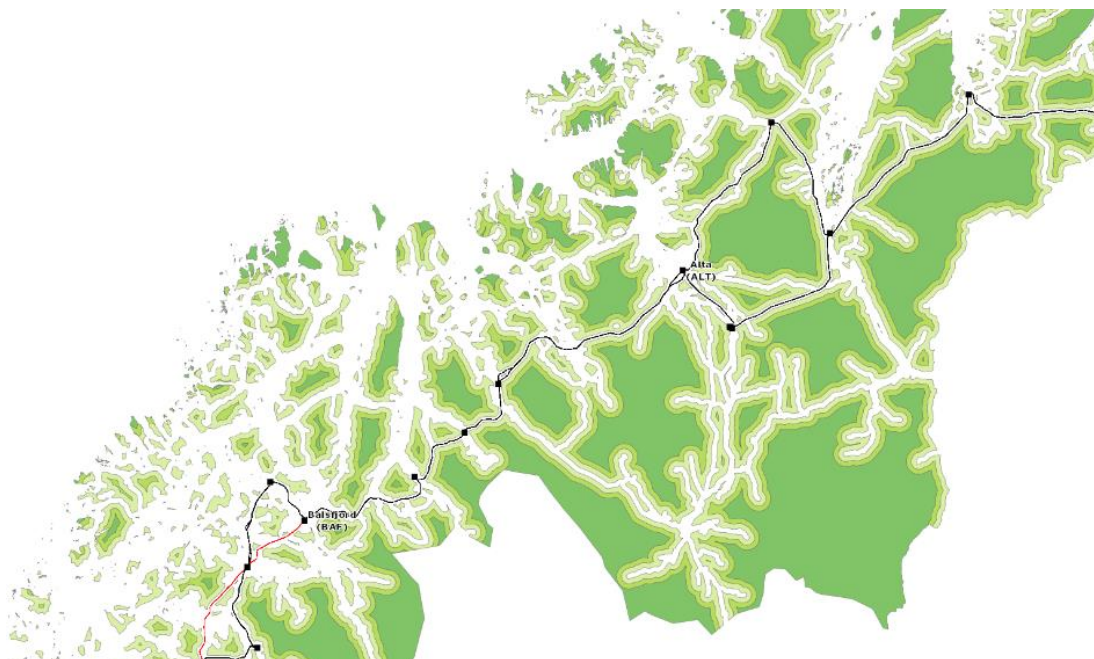
Vedlegg 17 Miljøvurdering av delstrekninger i K1 og K2

I dette vedlegget presenterer vi miljøvurderinger for de enkelte delstrekningene som inngår i konsept 1 og 2. Disse vurderingene er grunnlaget for miljøvurdering av konseptene som er presentert i alternativanalysen.

Balsfjord – Skaidi (del av K1)

Samlet miljøvirkning av strekningen Balsfjord-Skaidi er **stor/middels negativ**.

På strekningen mellom Balsfjord og Skaidi er det store inngrepsfrie områder, og det finnes flere verneområder av varierende størrelse, derav vernede vassdrag og elver som er viktige for laks. I området er det registrert flere viktige naturtyper, og hekkelokaliteter for rødlistet rovfugl. Området er viktig for reindriften, med mange kalvingsområder, samleområder og flyttleier. Flere av områdene på strekningen benyttes til friluftsliv, jakt og fiske.



Figur 73 : Inngrepsfrie områder mellom Balsfjord og Skaidi markert i grønt. Jo mørkere farge jo lengre unna inngrep. Eksisterende nett markert i svart. Kilde: Miljødirektoratet og Statnett.

Ledningen som eventuelt blir bygd vil strekke seg over ca. 300 kilometer og vil fremstå som et stort inngrep i et område med ellers lite infrastruktur. Det er lagt til grunn parallellføring med Balsfjord-Skaidi 1, som er investeringsbesluttet. Det vil redusere risikoen for konflikt med miljømål for inngrepsfrie områder og naturverdier, men kan føre til stor grad av konflikt med nasjonale mål for reindrift, og miljømål for landskapsbildet, nærområder og friluftsliv. Vi vurderer at parallellføring på denne delstrekningen vil kunne redusere graden av konflikt med miljømål noe, sammenlignet med bygging i nytt trase. Hovedårsaken er den store andelen av inngrepsfrie områder. Samtidig kan parallellføring være en ulempe for reindriftsinteresser som blir berørt i anleggsperioden, da det vil være vanskelig å ta hensyn til reindriften med hensyn til smale utkoblingsvinduer.

Pirttikoski-Utsjoki (del av K2)

Samlet miljøvirkning av Pirttikoski-Utsjoki er **stor negativ**.

Fingrid har vurdert miljøvirkninger av Pirttikoski-Utsjoki. Deres vurdering viser at det er store miljøverdier som vil bli berørt, særlig i de nordligste delene. I nord er det store villmarksområder, vernede naturområder og verdifulle fugleområder. Det er lagt til grunn at ny ledning må krysse flere

Side 40 av 53

titalls innsjøer, elver og grunnvann. Nordområdet kjennetegnes av uberørte naturområder og bebyggelsen er preget av hytte- og rekreasjonsområder. Området er viktig for reindrift.

Delstrekningen vil, ifølge Fingrid, ha negativ miljøvirkning på reindriftnæringen, turisme og friluftsliv/rekreasjon på grunn av endringer i landskapsbildet og bygging i uberørte naturområder. Det er fortsatt stor usikkerhet rundt miljøvirkningene og det er nødvendig med detaljert miljøkartlegginger. Det er ikke avdekket uakseptable miljøvirkninger i miljøvurderingen som er gjort.

Delstrekningen har stort omfang og risiko for å ha stor grad av konflikt med miljømål. Avbøtende tiltak, hvor Fingrid viser til flytting av trase for å unngå viktige naturverdier, vil kunne redusere graden av konflikt med miljømål. Vi vurderer likevel delstrekningen til å ha stor grad av konflikt med miljømål. Det er stor usikkerhet rundt denne vurderingen, og det er avgjørende å vurdere miljøvirkningene på et mer detaljert nivå. Dette kan gjøre at flere avbøtende tiltak identifiseres og kan redusere miljøvirkningen.

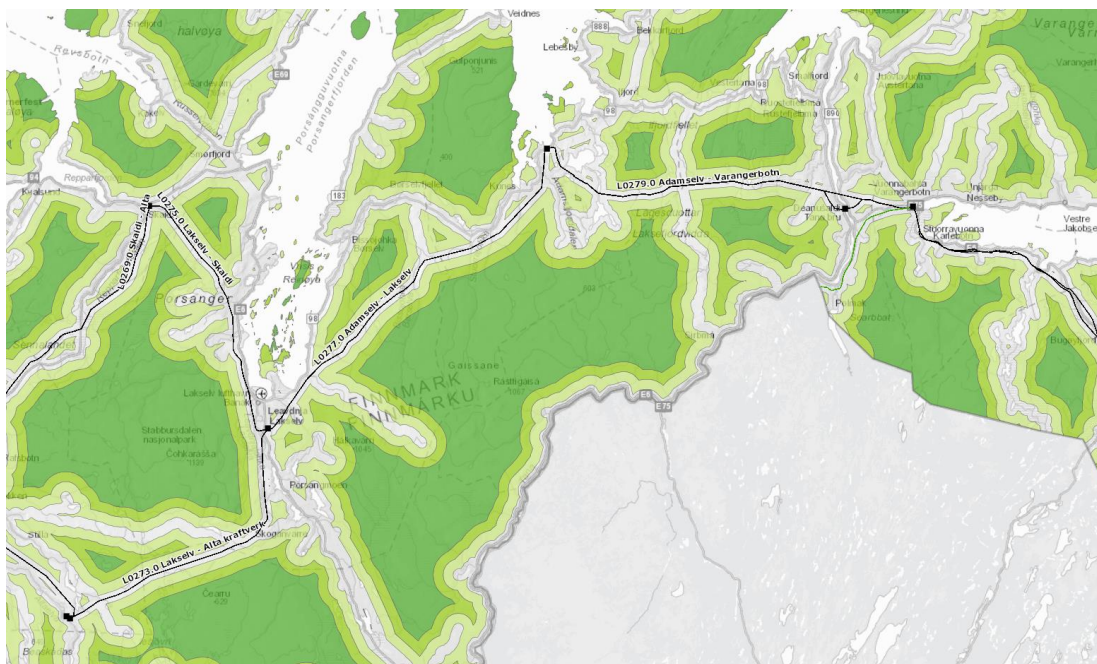
Skaidi-Varangerbotn (del av både K1 og K2)

Samlet miljøvirkning for Skaidi-Varangerbotn er **stor negativ**.

Store deler av området mellom Skaidi og Varangerbotn er inngrepsfritt, med mange store og viktige laksevassdrag, hvorav de fleste er vernet mot vannkraftutbygging. Av verneområder fremheves Stabbursdalen nasjonalpark som det største. Flere naturverdier og rødlistet rovfugl er registrert. Dverggås er registrert og er en viktig og prioritert rødlistet fugl. Området er videre svært viktig for reindriften, med kalvingsområder mot kysten i nord, og mange flyttleier og samleområder i forbindelse med slakting og flytting mellom vinterbeitene på Finnmarksvidda og sommerbeitene på kysten. Kraftledningen vil kunne ha stor grad av konflikt med nasjonale mål for samisk reindrift. Den vil også ha stor grad av konflikt med mål for friluftsliv, jakt og fiske i deler av området.

Ledningen som eventuelt blir bygd vil strekke seg over ca. 200 km. Ledningen vil fremstå som et stort teknisk inngrep i et område som er inngrepsfritt i dag. I et forholdsvis åpent landskap vil den være godt synlig.

Det er lagt til grunn at ledningen skal gå over Laksefjordvidda mellom Lakselv og Varangerbotn. Dette vil ha stor grad av konflikt med miljømål, særlig knyttet til inngrepsfrie områder og nasjonale mål for samisk reindrift.



Figur 74: Bildet viser inngrepsfrie områder mellom Skaidi, Lakselv og Varangerbotn. Bygging av sjøkabel over Porsangerfjorden og sanering av dagens 132 kV Adamselv-Lakselv vil gjøre dette området inngrepsfritt. Laksefjordvidda er det største inngrepsfrie området langs grensen på bildet. Kilde: Miljødirektoratet og Statnett.

Et avbøtende tiltak for å unngå områder med miljøverdier, vil være å bygge i parallell med eksisterende nett - med unntak av strekningen i Stabbursdalen naturreservat. Det vil fortsatt kunne være store reindriftsinteresser som blir berørt i anleggsperioden, og en ulempe med parallellføring vil være at det vanskelig å ta hensyn til reindriften med hensyn til smale utkoblingsvinduer.

Som vist i kapittelet 13.8 Betydelige negative miljøvirkninger i nettkonseptene, kan dagens 132 kV ledning mellom Adamselv og Lakselv eller mellom Skaidi og Lakselv saneres dersom det bygges ny stasjon i Adamselv med 132/420 kV transformering. Begge strekninger har store registrerte naturverdier. Strekningen Skaidi-Lakselv går gjennom Stabbursdalen naturreservat, og sanering vil ha positiv miljøvirkning – forutsatt at ny 420 kV ledning bygges utenom reservatet. Sanering av dagens Adamselv-Lakselv vil gjøre at områder som tidligere var definert som inngrepsfrie (INON) igjen blir inngrepsfrie, forutsatt at ny 420 kV Skaidi-Varangerbotn ikke bygges i parallell men med sjøkabel over Porsangerfjorden.

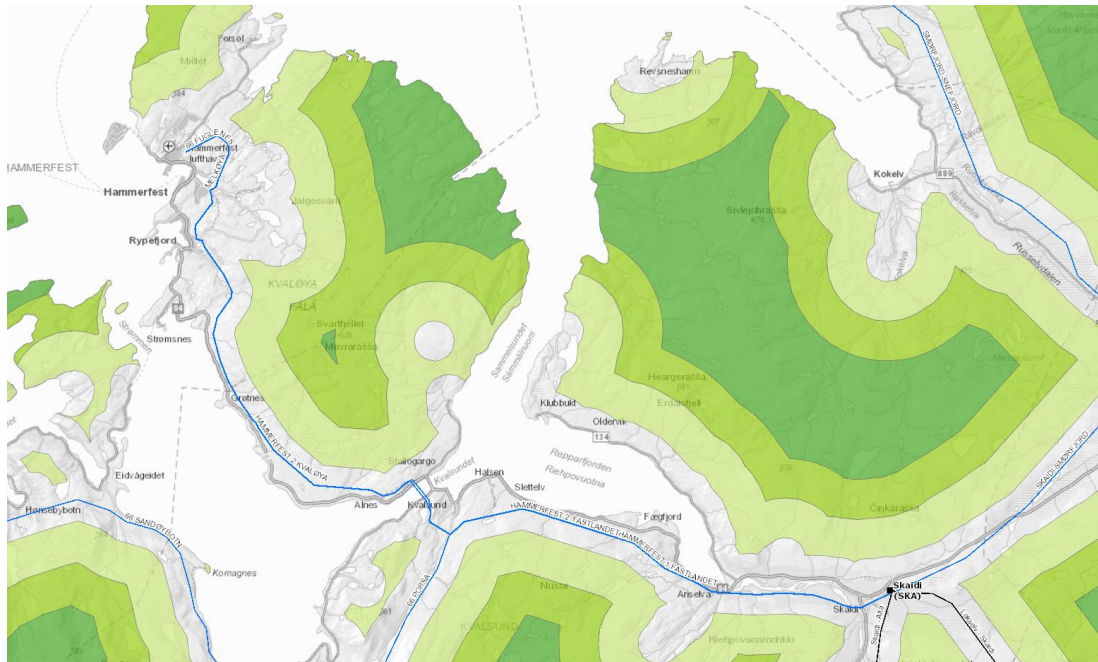
Verdien av sanering som avbøtende tiltak avhenger av hvor det nye nettet bygges. For delstrekningen Skaidi-Varangerbotn samlet sett vil sannsynligvis miljøvirkningen bli stor negativ uansett om ny 420 kV ledning bygges over Laksefjordvidda, men sanering vil likevel gi lokal positiv miljøvirkning i områdene som frigjøres.

Skaidi – Hammerfest (del av både K1 og K2)

Samlet miljøvirkning av Skaidi-Hammerfest er **middels negativ**.

Kraftledningen mellom Skaidi og Hammerfest vil være omtrent 50 km lang. Ledningen vil gå igjennom et område med spredt bebyggelse langs kysten med forholdsvis åpne landskapsrom, særlig rundt Repparfjorden. Mest bebyggelse/fritidsbebyggelse er det ved Skaidi og Hammerfest, og kraftledningen vil her kunne gi ulemper for nærmiljøer og friluftsliv. Repparfjordelva er ei viktig lakselv, og mange besøker elva årlig for å fiske.

På Kvaløya er det større arealer som er inngrepsfrie.



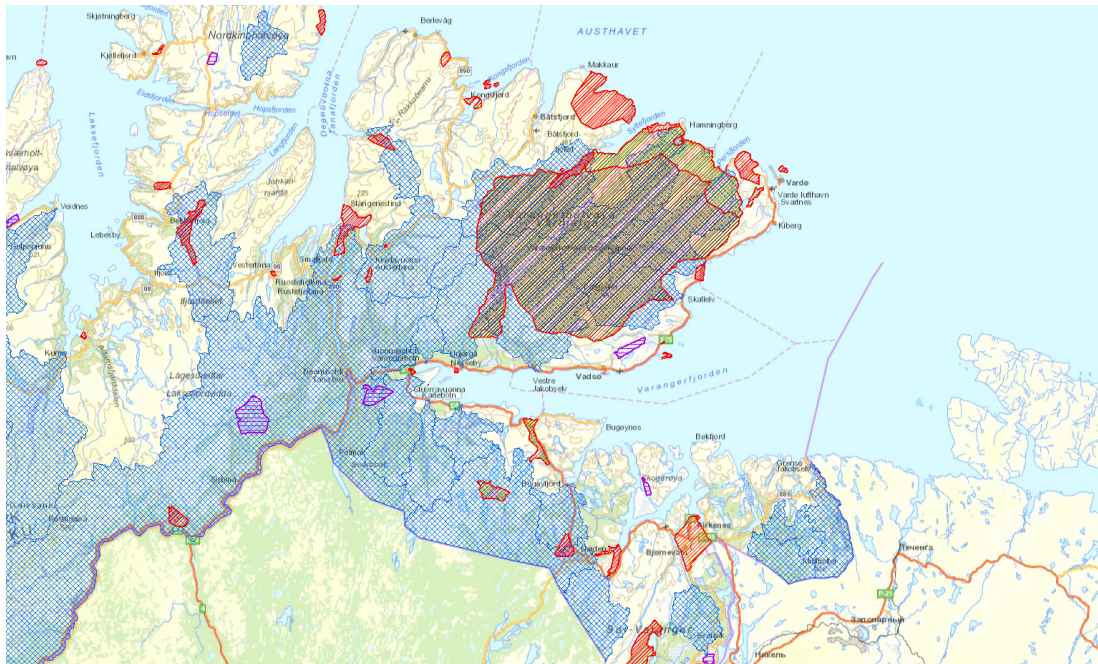
Figur 75: INON-områder på strekningen mellom Skaidi og Hammerfest. Eksisterende 132 kV-ledning markert i blått. Kilde: Miljødirektoratet og Statnett.

Området er viktig for reindrift. Området består av sårbare vårbeiter/kalvingsområder og flere samleområder og flyttleier. Dette gjelder også området rundt Skaidi. Det er registrert mange kulturminner langs kysten, og med utgangspunkt i reindriftsaktiviteten i området er det grunn til å tro at potensialet for nye funn vil være stort. Det er lagt til grunn at ny 420 kV kraftledning bygges i parallelt med eksisterende 132 kV Skaidi-Hammerfest, og dette gjør at vi unngår inngrep i de inngrepsfrie områdene.

Mellom Varangerbotn og petroleumskonsumet i Øst-Finnmark (del av både K1 og K2)

Samlet miljøvirkning av Varangerbotn-petroleumskonsumet er **middels/stor**.

Delstrekningen omfatter bygging av 420 kV kraftledning fra Varangerbotn til kysten på Varangerhalvøya eller Kirkenes. Det er lagt til grunn at ledningen vil bli mellom 80 og 120 kilometer lang. Området er preget av rolige landformer og er viddepreget, og en ny 420 kV kraftledning vil bli godt synlig over store avstander, og langs kysten er det spredt bebyggelse både på sørsiden og nordsiden av Varangerfjorden.



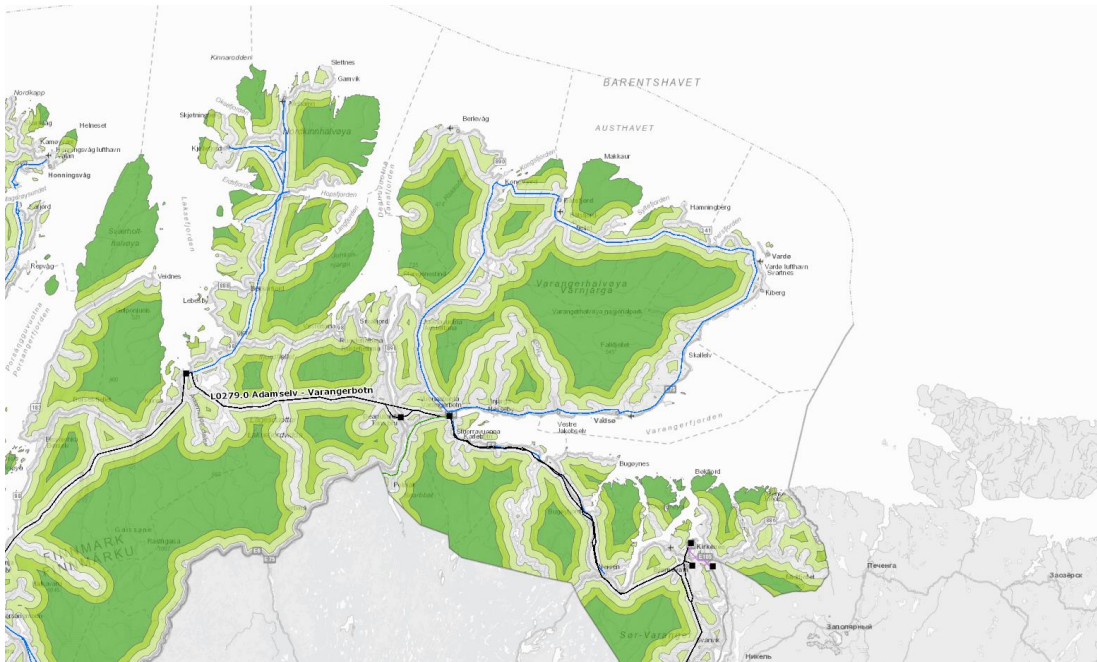
Figur 76: Varangerhalvøya nasjonalpark skravert i rødt og vernede vassdrag skravert i blått. Kilde: Miljødirektoratet og NVE.

Som vist på bildet er det store naturverdier på Varangerhalvøya og bygging av ny 420 kV-ledning vil ha risiko for stor grad av konflikt med miljømål. Nordøstover kommer man inn i Varangerhalvøya nasjonalpark. Fra videområdet på Varangerhalvøya kommer det flere viktige laksevasdrag. De fleste elvene er vernet mot kraftutbygging og er viktige elver for laks og laksefiske. I disse dalførene er det også mange fritidsboliger.

Det hekker sårbare sjøfugler i området. Disse fuglene er utsatt for kollisjoner med kraftledninger. Det er ellers registrert flere myrer (palsmyrer).

Områdene benyttes til reindrift, og det er i hovedsak høst og vinterbeiter det er snakk om. I områdene rundt Varangerbotn er det flere gjerdeanlegg og her går det også flyttleier nordøstover og sørover til andre årstidsbeiter. I området lengst sørøst er det vårbeiter/kalvingsområder.

Store deler av Varangerhalvøya og strekningen mellom Varangerbotn og Kirkenes er inngrepsfrie områder. Som vist på bildet under er det eksisterende kraftnett, veier og bebyggelse som bryter opp de inngrepsfrie områdene. For å unngå stor grad av konflikt med miljømål knyttet til inngrepsfrie områder er det avgjørende at ny 420 kV bygges i tilknytning til eksisterende tekniske inngrep. Dette vil gi lenger kraftledning, som igjen gjør det usikkert om den samlede miljøvirkningen vil bli mindre negativ. Det er usikkert hvor eventuelt petroleumsforbruk skal ilandføres og dette fører til usikkerhet i vurderingen av miljøvirkningene. Dette må derfor vurderes i detalj senere i prosessen.



Figur 77: INON-områder på Varangerhalvøya og rundt Kirkenes. Kilde: Miljødirektoratet og Statnett.

Varangerbotn-Finskegrensen (del av K2)

Samlet miljøvirkning av Varangerbotn-Finskegrensen er **liten**.

Ledningsstrekket vil være omtrent 30 km lang i et viddepreget område. I vest finnes viktige områder som Tana og Tanadalen, utfartsområder knyttet til friluftsliv, jakt og fiske. Her er det også spredt bebyggelse oppover dalen. Enkelte naturtyper finnes i tilknytning til sidevassdragene til Tanaelva. I områdene ved Varangerbotn er det stor reindriftsaktivitet knyttet til samling og flytting mellom årstidsbeiter. Miljøvirkningene denne strekningen medfører utgjør kun en liten del av den totale miljøulempen for K2. Det er lagt til grunn at ledningen legges i parallell med eksisterende nett, som vist på figur 80.

Vedlegg 18 Beskrivelse av ikke-omtalte case i usikkerhetsanalyse

I usikkerhetsanalysen har vi sjekket alternativanalysens robusthet for flere sensitiviteter. Casene vi beskriver her er mindre viktige for rangeringen av konseptene enn de vi beskrev i usikkerhetsanalysen.

19.6 En lavere diskonteringsrente på Statnetts kontantstrøm svekker lønnsomheten av K2

Valg av diskonteringsrente har ofte stor betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, samtidig som det usikkerhet knyttet til hva som er riktig nivå. Konseptenes rangering og beregnede samfunnsøkonomiske lønnsomhet må derfor bli testet gjennom sensitiviteter.

I alternativanalysen bruker vi en diskonteringsrente på syv prosent reelt før skatt på alle virkninger unntatt vindkraft, hvor vi bruker 6,5 prosent. Alternativet til nettutbygging er egenforsyning, som innebærer at våre nett-tiltak er i direkte konkurranse med privat petroleumsvirksomhet. Vi legger derfor til grunn OED sin langvarige praksis med å bruke 7 prosent diskonteringsrente i samfunnsøkonomiske analyser av petroleumsprosjekter.

En annen tilnærming kunne vært å anvende 4 prosent diskonteringsrente på investeringskostnadene for nett, mens kostnader ved egenforsyning, avbruddskostnader i petroleumssektoren og verdi av vindkraft i Øst-Finnmark fortsatt diskonteres med henholdsvis 7 prosent og 6,5 prosent.

Dette medfører at investerings-, drift- og vedlikeholdskostnadene øker. Kostnadene ved overføringstap og avbruddskostnader (for andre enn petroleumsaktørene, dvs. i konsept 0) øker også. Dette skyldes at kostnader lenger frem i tid verdsettes høyere. Verdi av sparte reinvesteringer i K1 og K2 øker imidlertid, av samme årsak.

Resultatene er oppsummert i tabellen under. Virkningene er ikke sterke nok til å endre rangeringen av konseptene, men prissatte virkninger i konsept 1 og 2 svekkes sammenliknet med konsept 0. Dette er også et uttrykk for potensielt store underliggende fordelingsvirkninger.

Tabell 47: Prissatte virkninger med fire prosent diskontering på Statnetts virkninger.

Samfunnsøkonomisk analyse		Fra Balsfjord	Fra Finland
Case: 4 % diskontering Statnett	K0	Hele K1	Hele K2
Forventede investeringskost. (2015-kr)	0	6 860	6 080
Tidspunkt idriftsettelse	2030	2030	2030
Prissatte virkninger (diskontert til 2025)			
Investeringskostnader nett	0	-5 910	-5 260
Endring drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-400	-330
Reduserte overføringstap	0	-400	-100
Sparte reinvesteringer	0	250	590
Avbruddskostnader nett	-20	-60	-60
Kostnad egenforsyning (netto)	-5 340	0	0
Vindkraft i Øst-Finnmark	0	80	90
Sum prissatte virkninger (scenario 3)	-5 360	-6 440	-5 070
Nettovirkninger	0	-1 080	290

19.7 En lavere diskonteringsrente på alle virkninger øker kostnadene ved egenforsyning mer enn kostnadene i K1 og K2

For å kunne sammenlikne og summere nytte- og kostnadsvirkninger som oppstår på ulike tidspunkt, er det behov for en kalkulasjonsrente. Olje- og energidepartementet gjorde i 2015 en ny vurdering av hvilken diskonteringsrente som bør benyttes og konkluderte med at 7 prosent diskonteringsrente for oppstrøms olje- og gassprosjekter fortsatt er fornuftig. Dette var utgangspunktet for vår analyse også. Unntaket var vindkraft, hvor vi benyttet 6,5 prosent.

Dersom vi i stedet legger til grunn en diskonteringsrente på fire prosent på alle virkninger, endres de prissatte virkningene i vår analyse. Tabellen nedenfor viser forventede prissatte og ikke-prissatte virkninger med fire prosent diskonteringsrente for alle kontantstrømmer.

Tabell 48: Prissatte virkninger med 4 prosent diskonteringsrente på alle virkninger.

Case: 4 % diskontering	K0	Hele K1	Hele K2
Forventede investeringskost. (2015-kr)	0	6 860	6 080
Tidspunkt idriftsettelse	2030	2030	2030
Prissatte virkninger (diskontert til 2025)			
Investeringskostnader nett	0	-5 910	-5 260
Endring drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-400	-330
Reduserte overføringstap	0	-570	-140
Sparte reinvesteringer	0	250	590
Avbruddskostnader nett	-20	-70	-70
Kostnad egenforsyning (netto)	-7 100	0	0
Vindkraft i Øst-Finnmark	0	480	490
Sum prissatte virkninger (scenario 3)	-7 120	-6 220	-4 720
Nettovirkninger	0	900	2 400

Med en lavere diskonteringsrente, vil nåverdiene av nytte- og kostnadsvirkningene øke. Egenforsyning medfører lavere investeringskostnader, men større store kostnader over tid, enn nettkonseptene. Egenforsyningskostnadene påvirkes derfor i stor grad av valg av diskonteringsrente. En lavere diskonteringsrente gjør derfor nettutbyggingskonseptene mer robuste.

19.8 Bruk av dagens markedspriser påvirker ikke lønnsomheten av nettkonseptene betydelig

Utgangspunktet for forutsetningene i alternativanalysen – og Statnetts markedsscenarier generelt – er forventede langsiktige likevektspriser i ulike scenarier. Prisene, valutakursene og rentene er altså antatt å være på et nivå som er rimelig og konsistente over lengre perioder. Alternativt kan vi basere analysen på forwardpriser (dagens markedspriser), så langt som det er mulig. For perioden det ikke eksisterer forwardpriser bruker vi siste observerte forwardpriser.

Vi har laget et case hvor vi forsøker å gjøre det. De største endringene er knyttet til valutakurser og diskonteringsrenter. Resultatene viser at markedspriscaset gir noe lavere kostnader ved egenforsyning enn i basis, men noe større enn i lavpriscaset, fordi en svakere krone og lavere diskonteringsrente øker kostnadene ved egenforsyning. Samtidig bidrar lavere kraftpriser i motsatt retning. Dette påvirker imidlertid i liten grad lønnsomheten av nettkonseptene.

Tabell 49: Egenforsyningskostnader basert på dagens markedspriser.

Samfunnsøkonomisk analyse		Fra Balsfjord	Fra Finland
Case: Dagens markedspriser	K0	Hele K1	Hele K2
Forventede investeringskost. (2015-kr)	0	6 860	6 270
Tidspunkt idriftsettelse	2030	2030	2030
Prissatte virkninger (diskontert til 2025)			
Investeringskostnader nett	0	-5 850	-5 500
Endring drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-330	-270
Reduserte overføringstap	0	-420	-100
Sparte reinvesteringer	0	230	540
Avbruddskostnader nett	-20	-60	-60
Kostnad egenforsyning (netto)	-5 890	0	0
Vindkraft i Øst-Finnmark	0	0	0
Sum prissatte virkninger (scenario 3)	-5 910	-6 430	-5 390
Nettovirkninger	0	-520	520

I dag er den norske kronen svakere enn vi la til grunn i alternativanalysen. Vi la da til grunn en eurokurs på 8,5 og en dollarkurs på 7,5. Prisen for en euro i 2020 er om lag 9,6 kroner per mai 2016, mens prisen for en dollar er 8,0⁷⁴. Dette gir økte kostnader for egenforsyning pga. høyere investeringskostnader (vi antar at 70 prosent av investeringskostnaden er i Euro), høyere alternativverdi på gassen som selges og kostnader for utslipp av CO2 gjennom EU ETS (i Euro). Effekten motvirkes noe av økte kraftpriser,

⁷⁴ Kilde: SKM Syspower 13. mai 2016.

som vanligvis prises i Euro. En svakere kroner gir også økte kostnader for nettkonseptene, spesielt konsept 2 hvor en større del av kostnadene er priset i Euro.

Videre er rentenivået i dag lavere enn vi har lagt til grunn. I alternativanalysen la vi til grunn syv prosent reelt før skatt på alle virkninger, unntatt for vindkraft (hvor vi brukte 6,5 prosent). Disse diskonteringsrentene er utarbeidet basert på en risikofri realrente på to prosent pluss en risikopremie på fire (og 3,5 prosentpoeng for vindkraft). I dag er realrenten lavere og i caset med dagens markedspriser har vi derfor antatt diskonteringsrenten to prosentpoeng lavere enn i alternativanalysen⁷⁵. Dette gir økte kostnader for egenforsyning, fordi drifts- og reinvesteringskostnadene langt frem i tid verdsettes høyere.

Markedsprisene for kraft, gass og CO₂ likner på prisene i vårt lavprisscenario. Vi har derfor antatt at lavprisscenarioet er representativt for markeds oppfatning av prisene på lang sikt i dette caset. For eksempel er forwardprisen på Nordpool om lag 27 €/MWh i 2024, kvoteprisene i EU ETS er litt over 6 €/tCO₂ i desember 2018 og gassprisen er 15 €/MWh for året 2017 (ICAP Dutch TTF Gas)⁷⁶. Markedsprisene er nominelle og de reelle prisene er derfor noe lavere. Til sammenlikning er kraftprisen i vårt lavprisscenario 35 €/MWh, gassprisen 15 €/MWh og kvoteprisen 15 €/tCO₂. Hovedforskjellen er derfor at markedsprisene for CO₂-kvoter er en del lavere, men de er kun notert frem til rundt 2020, og i stor grad styrt av EUs klimapolitikk på lang sikt.

19.9 Rensing og lagring av CO₂ kan være mer kostnadseffektivt enn å betale CO₂-avgift og kjøpe kvoter

Case 6 er basert på at rensing og lagring av CO₂-utslippene (CCS⁷⁷) kan realiseres relativt kostnadseffektivt i konsept 0. Basert på kostnadsestimater for CCS i 2030 fra rapporten "Projected Costs of Generating Electricity" (23), har vi antatt at gasskraftverk med rensing og lagring av CO₂ har dobbelt så høye investeringskostnader og fire prosentpoeng lavere virkningsgrad enn gasskraftverk uten rensing. Videre antar vi at drift- og vedlikeholdskostnadene er dobbelt så høye. Vi antar at 90 prosent av CO₂en blir renses og lagret, i tråd med antakelsene til IEA.

Det er usikkerhet i kostnader og gjennomførbarhet av storskala rensing og lagring av CO₂. IEA skriver at de ulike komponentene som kreves for å fange, transportere og lagre CO₂ er generelt godt forstått, og til dels teknologisk modnet. Den største utfordringen er å integrere de ulike komponentene, til suksessfulle storskala prosjekter (23).

⁷⁵ Tiårig Statsrente i Norge var 1,3 prosent i april 2016 (Kilde: Norges Bank). Samtidig er Norges Banks inflasjonsmål 2,5 prosent. Dette gir i så fall en negativ risikofri realrente på cirka 1,2 prosent, cirka tre prosentpoeng mindre enn det som la til grunn for diskonteringsrentene i alternativanalysen.

⁷⁶ Kilde: Nordpool kraftpris er hentet fra SKM, mens de øvrige prisene er hentet fra Montel. Alle data lastet 26. mai 2016.

⁷⁷ CCS: Carbon capture and storage

Tabell 50: Antatte kostnader egenforsyning ved fangst og lagring av CO2.

Case 8: Rensing og lagring (CCS)	KO
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	450
Endring CO2-utslipp i Norge per år (Mill. tCO2)	0,2
Investeringskostnader kraftverk	-8 350
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-2 160
Drift- og vedlikeholdskostnader	-2 440
Energikostnader (gasssturbiner)	-12 460
CO2-kostnader	-310
NOx-kostnader	-750
Varmeproduksjon (gass, CO2- og NOx)	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	14 960
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770
Samlet nettokostnad egenforsyning	-8 730
LRMC (kr/MWh)	590
SRMC (kr/MWh)	300
Elektrifering (kr/MWh)	-400

Resultatene tyder på at CCS på egenforsyning kan ha lavere kostnader enn gasskraftverk uten rensing dersom CO2-kostnadene er høye. For eksempel er kostnadene lavere med CCS enn med innkjøp av kvoter i vårt basisscenario og CO2-avgiften. I vårt høyprisscenario kommer egenforsyning med og uten rensing om lag likt ut, mens rensing er billigere enn utslipp i togradersbanen vi har lagt til grunn.

Kostnadsestimatene for rensing og lagring er usikre. De forutsetter for eksempel at teknologien utvikles slik som IEA legger til grunn. Videre inkluderer kostnadsestimatene fra IEA ikke kostnader ved transport og lagring av CO2. Vi antar at disse kostnadene kan være lave dersom det uansett skal etableres infrastruktur for transport og lagring av CO2⁷⁸, eller dersom CO2 kan brukes som trykkstøtte. Dette er sannsynligvis kun aktuelt i oljefelt.

Resultatene tyder imidlertid på at rensing og lagring av CO2 kan være kostnadseffektivt – og at hvis rensing og lagring er alternativet til elektrifisering fra nettet, så har nettkonseptet bedre prissatte virkninger fordi utbygging av nett og fornybar kraftproduksjon er billigere enn gasskraftverk med rensing og lagring.

19.10 Kostnadene ved egenforsyning er lavere om varigheten på petroleumsutvinningen er kort

Basert på behovsanalysen antok vi at utvinningen ville vare minimum 40 år i alternativanalysen. Samtidig har olje- og gassfelt normalt en forventet levetid på 15 – 20 år. Dersom utvinningen starter i 2030 vil anleggene i så fall avvikes i 2050. Det gjør at det er usikkert hvor lenge produksjonen faktisk vil vare på det tidspunktet hvor investeringsbeslutning skal fattes, fordi nye ressursers må bli funnet og besluttet utviklet for at driften på anleggene skal kunne opprettholdes.

En kortere levetid gir lavere produksjons og reinvesteringskostnader. Samtidig er ikke besparelsene knyttet til innkjøp av kraft like store. Samlet reduseres kostnadene til 4,8 mrd. kroner, som medfører at konsept 2 kun har svakt positive prissatte virkninger.

⁷⁸ På Snøhvitfeltet i Barentshavet og Sleipnerfeltet i Nordsjøen lagres det for eksempel CO2 i dag.

Tabell 51: Kostnader egenforsyning ved kort varighet på petroleumsutvinningen

Case	Basis	Kort varighet (20 år)
Kraft- og varmebehov totalt (MW)	560	560
Kraft og varmeproduksjon (GWh/år)	4 680	4 680
Elkraftbehov egenforsyning (MW)	450	450
Endring CO ₂ -utslipp i Norge per år (Mill. tCO ₂)	1,5	1,5
Investeringskostnader kraftverk	-4 150	-4 150
Reinvesteringskostnader gassturbiner	-1 070	0
Drift- og vedlikeholdskostnader	-2 440	-1 940
Energikostnader (gassturbiner)	-11 630	-9 240
CO ₂ -kostnader	-3 070	-2 400
NO _x -kostnader	-700	-550
Varmeproduksjon (gass, CO ₂ - og NO _x)	0	0
Kostnader innkjøpskostnader kraft (elektrifisering)	14 960	11 880
Økte kostnader varmeproduksjon (elektrifisering)	2 770	2 200
Samlet nettokostnad egenforsyning	-5 340	-4 220
LRMC (kr/MWh)	520	520
SRMC (kr/MWh)	350	340
SRMC elektrifering	-400	-400

19.11 Systemvernløsning og oppstartstid på petroleumsinstallasjonene påvirker avbruddskostnadene

Avbruddskostnadene avhenger i stor grad av hvor mye forbruk som må kobles ut og konsekvensene dette har i form av kostnader for de som rammes av avbruddene. I dette tilfellet vil petroleumsinstallasjonene rammes. I alternativanalysen antok vi at det ikke blir koblet ut mer kraft enn nødvendig for å overholde overføringskapasiteten etter feil og at det da gikk tapt cirka seks timer produksjon.

I praksis kan det være vanskelig å gjennomføre en slik løsning. Flere forhold kan gjøre at det er nødvendig å koble ut mer for en kortere periode, for eksempel for å takle et overgangsforløp til den nye driftssituasjonen uten den kritiske komponenten. Videre antok vi at oppstartstiden på petroleumsanleggene medførte at det gikk tapt cirka seks timer produksjon ved hver hendelse. Det er ikke usannsynlig at varigheten kan være lenger. Dette kan også ha sammenheng med hvor mye kraft som blir koblet ut, siden petroleumsinstallasjoner ofte består av flere prosesser. Må flere startes opp, vil ofte oppstartstiden være lenger. Dette er blant annet drøftet i KVV Nyhamna (24).

Vi har derfor laget et case hvor vi kobler ut det som er nødvendig ved det maksimale kraftunderskuddet for å opprettholde N-1 og ikke gjennomsnittlig avvik fra N-1. Dette gjør at avbruddene blir cirka dobbelt så store som i de andre casene. Dette gjelder ikke for varige feil på kraftledning, siden disse er langvarige og vi antar at nettet kan kobles om slik at forsyningen delvis kan gjenoprettes i denne perioden. Videre antar vi at oppstartstiden øker slik at tapt produksjon øker fra 6,5 til 12,5 timer.

Resultatene viser at avbruddskostnadene mer enn fordobles i dette caset. Dette har ikke stor betydning for rangeringen av konsept 0, 1 og 2 i utgangspunktet. I neste delkapittel vil vi imidlertid utnytte nettet hardere, slik at avbruddskostnadene øker. Dette gjør at systemvernløsning og oppstartstid på petroleumsinstallasjonene kan ha stor betydning for resultatene.

Avbruddskostnader	Fra Balsfjord			Fra Finland		
	K0	Hele K1	Hele K2	K0	Hele K1	Hele K2
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	0,2	1,1	1,1	0,2	1,1	1,1
Hvorav med lang varighet	0,01	0,06	0,06	0,01	0,06	0,06
Timer avbrudd per år (forventet)	1,4	6,6	6,5	1,4	6,6	6,5
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	40	130	130	40	130	130
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	20	80	80	20	80	80
Avbruddskostnader (MNOK/år)	1	28	28	1	28	28
Avbruddskostnader (diskontert)	20	280	280	20	280	280

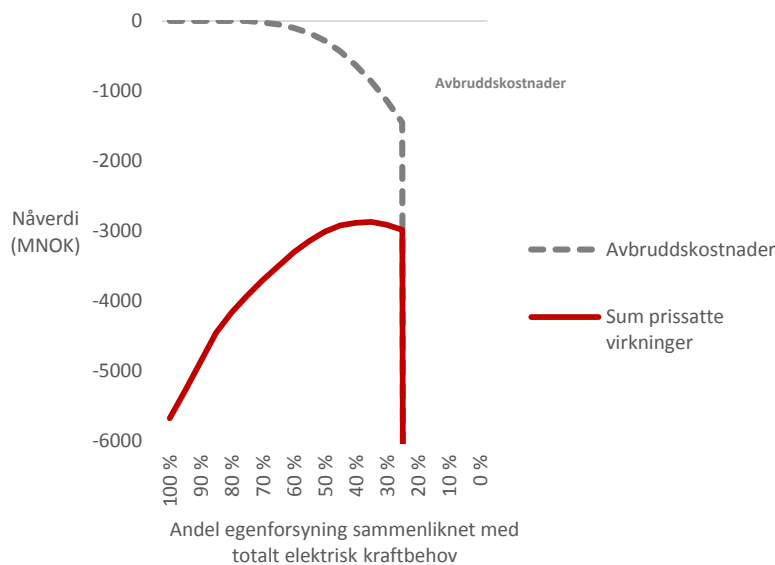
19.12 Mindre tiltak i konsept 0 kan gjøre deelektrifisering mer aktuelt

Som diskutert i behovsanalysen er det usikkert *når* det eventuelt vil bli gjort funn i petroleumssektoren. Dersom forbruksveksten kommer gradvis, kan det bli rasjonelt å gjøre investeringer i nettet før det blir gjort petroleumsutbygginger som utløser behov for de store konseptene. Nedenfor drøfter vi hvilken betydning slike tiltak kan ha for lønnsomheten av konsept 1 og 2. Dersom dette skjer, vil vi stå ovenfor et annet nullalternativ enn vi har brukt i denne analysen.

I kapittel 10 pekte vi på flere tiltak som kan bedre leveringspåliteligheten i scenario 1 og som kan legge til rette for vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. Disse tiltakene vil i større eller mindre grad endre på lønnsomheten av konsept 1 og 2. Av tiltakene mener vi det er særlig ny ledning Skaidi-Hammerfest, Lakselv-Adamselv 2 på 132 kV og reaktiv kompensering i Øst-Finnmark som kan ha betydning.

132 kV Skaidi-Hammerfest øker kapasiteten inn til Hammerfest og Lakselv-Adamselv2 og reaktiv kompensering øker kapasiteten inn til Øst-Finnmark. Det vil være mulig å knytte til en større forbruksvekst sammenliknet med nullalternativet. Kun 25 prosent av elkraftforbruket trenger å være dekket med kraft fra gassturbiner.

En slik vekst i forbruket vil imidlertid medføre at avbruddskostnadene øker. Sammenhengen mellom forbruksvekst og prissatte virkninger er vist i figuren nedenfor. Figuren viser at det har liten betydning for de prissatte virkningene om 25 eller 40 prosent av elkraftbehovet dekkes med gassturbiner eller kraft fra nettet, fordi avbruddskostnadene øker noen hunder millioner i dette intervallet.



Figur 78: Sammenheng mellom andel egenforsyning og prissatte virkninger dersom det blir gjort tiltak i eksisterende nett og bygd ledninger på 132 kV.

De fleste av avbruddskostnadene oppstår som følge av feil på Finnmark- og Øst-Finnmarksnittet. N-1 kriteriet er ikke oppfylt på disse snittene store deler av året, når kun 30 prosent av kraftforbruket på petroleumsinstallasjonene er dekket med egenforsyning. I kombinasjon med forventede feilrater, gir dette om lag fem avbrudd per år. Avbruddene er forventet å være 20 – 110 MW, men kan være betydelig større avhengig av tidspunkt på året og eventuelt konfigurasjon av systemvernet.

Tabell 52: Nærmere om leveringspålidelighet med maksimal deelektrifisering og mindre tiltak i K0.

Leveringspålidelighet i K0(*) (S3, C14)	Finmark	Vest-Finn.	Hammerf.	Øst-Finn.	Kirkenes
Avbruddskostnader (MNOK/år)	46,0	0,3	2,3	37,0	0,0
Avbruddskostnader (MNOK, diskontert til ref.år)	770	10	40	620	0
Systemvern aktivert forbruk (andel av tiden)	86 %	15 %	71 %	82 %	0 %
Antall avbrudd pga. enkeltfeil totalt (per år)	1,51	0,08	0,47	3,24	0,01
Hvorav med lang varighet (per år)	0,12	0,01	0,03	0,27	0,00
Maksimal størrelse avbrudd (99 persentil) (MW)	250	50	60	100	0
Forventet størrelse korte avbrudd (MW)	110	20	20	40	0
Forventet størrelse lange avbrudd (MW)	110	20	20	40	0

Avbruddskostnadene kan potensielt reduseres en hel del gjennom utbygging av vindkraft nær petroleumsinstallasjonene, ref. sammenhengen mellom avbruddskostnader og utbygging av vindkraft vist i casene "Mer forbruk" og "Mer forbruk og utbygging av vindkraft". Utbygging av lønnsom vindkraft vil i så fall styrke lønnsomheten av konsept 0 med deelektrifisering.

Tabellen nedenfor gir en oppsummering av de prissatte virkningene dersom det uansett er blitt gjort tiltak i eksisterende nett. Tabellen viser at konsept 0 har best prissatte virkninger fordi nettokostnader ved egenforsyning og avbruddskostnader er lavere enn de samlede kostnadene ved konsept 2.

Tabell 53: Oppsummering prissatte virkninger ved deelektrifisering og etter tiltak i konsept 0.

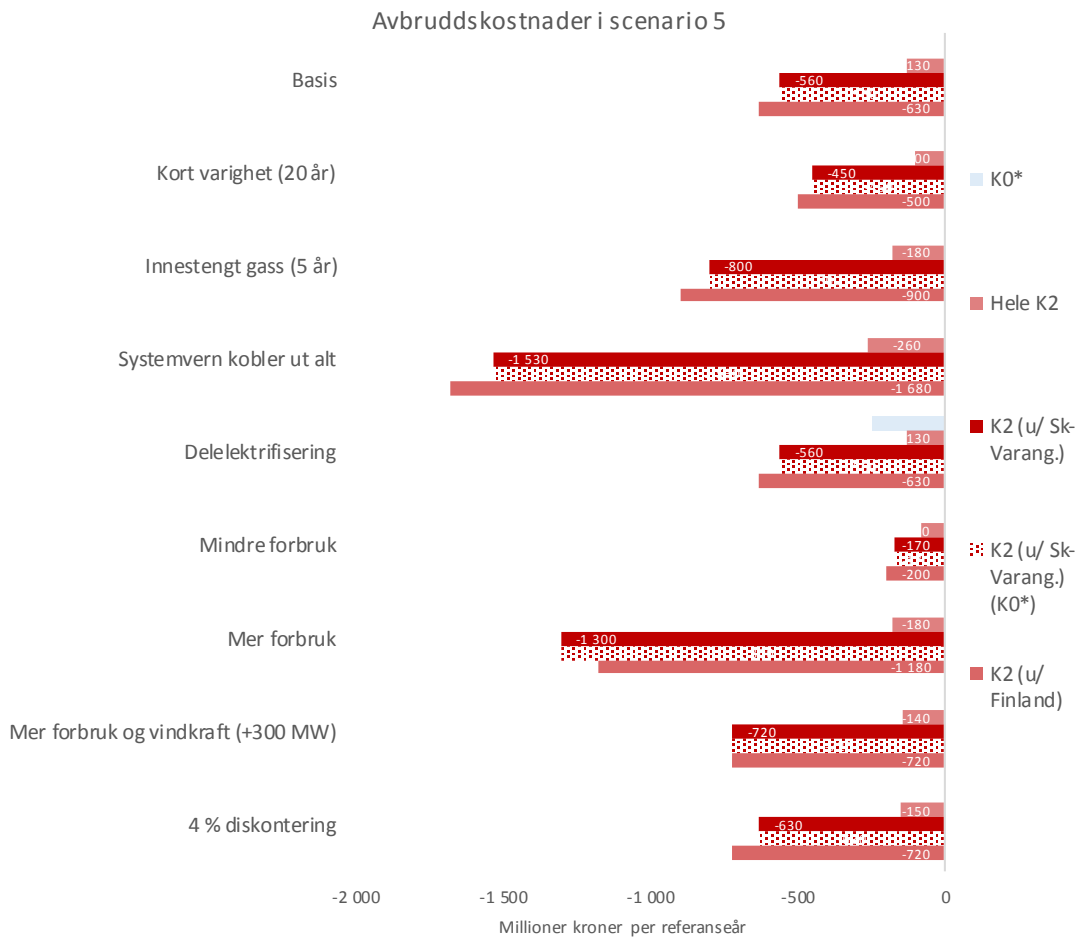
Case: Deelektrifisering	K0(*)	Hele K1	Hele K2
Forventede investeringskost. (2015-kr)	0	6 860	6 080
Tidspunkt idriftsettelse	2030	2030	2030
Prissatte virkninger (diskontert til 2025)			
Investeringskostnader nett	-340	-5 310	-4 730
Endring drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-240	-190
Reduserte overføringstap	0	-220	40
Sparte reinvesteringer	0	180	450
Avbruddskostnader nett	-1 430	-60	-60
Kostnad egenforsyning (netto)	-1 200	0	0
Vindkraft i Øst-Finnmark	0	80	90
Sum prissatte virkninger (scenario 3)	-2 970	-5 570	-4 400
Nettovirkninger	0	-2 600	-1 430

I beregningen er investeringskostnadene ved Skaidi – Hammerfest og Lakselv – Adamselv 2 og reaktiv kompensering er antatt til null, siden de allerede er antatt utbygd. Kostnaden for en ledning fra Varangerbotn og ut til det nye petroleumskonsumet i øst er inkludert og antatt å koste 420 millioner kroner. Reduserte overføringstap mellom Skaidi og Hammerfest er inkludert i beregningen, mens påvirkning på tap inn til og i Øst-Finnmark ikke er inkludert.

I vurderingen mellom konsept 0 og nettkonseptene, må leveringspålidelighet i kraftsystemet vurderes mot leveringspålidelighet med egenforsyning. På samme måte som det kan oppstå avbrudd på grunn av feil i kraftsystemet, kan det oppstå avbrudd som følge av feil på gassturbinene i konsept 0. Vi har ikke tatt med slike avbrudd i våre beregninger.

19.13 Det kan være aktuelt med enda mer forbruk i Hammerfest enn tatt høyde for i scenario 2

Det kan også kan være aktuelt å prosessere gass fra Barentshavet sørøst i Vest-Finnmark. I så fall vil kraftforbruket i Vest-Finnmark være høyere, slik at avbruddskostnadene er høyere enn i scenario 2. Tabellen nedenfor viser avbruddskostnadene i scenario 5, hvor vi har antatt at 170 MW mer petroleumskonsum enn i scenario 2 er elektrifisert i Hammerfest. Dette tilsvarer scenario 3, hvor det meste av petroleumskonsumet i Øst-Finnmark er flyttet til Vest-Finnmark.



Figur 79: Avbruddskostnader i scenario 5 (scenario 3 med flytting eller scenario 2 pluss 170 MW mer forbruk i Hammerfest).

Resultatene viser at avbruddskostnadene kan bli svært høye, men at det skal mye til før de forsvarer merkostnadene av ytterligere tiltak gjennom for eksempel Balsfjord – Skaidi 2 (K1 Vest). Resultatene viser også at andre tiltak enn nett kan ha stor virkning på forventede avbruddskostnader, i dersom kostnadene ved avbrudd er høye.

Statnett

Statnett SF

Postadresse:

PB 4904 Nydalen

0423 Oslo

Tel: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

statnett.no