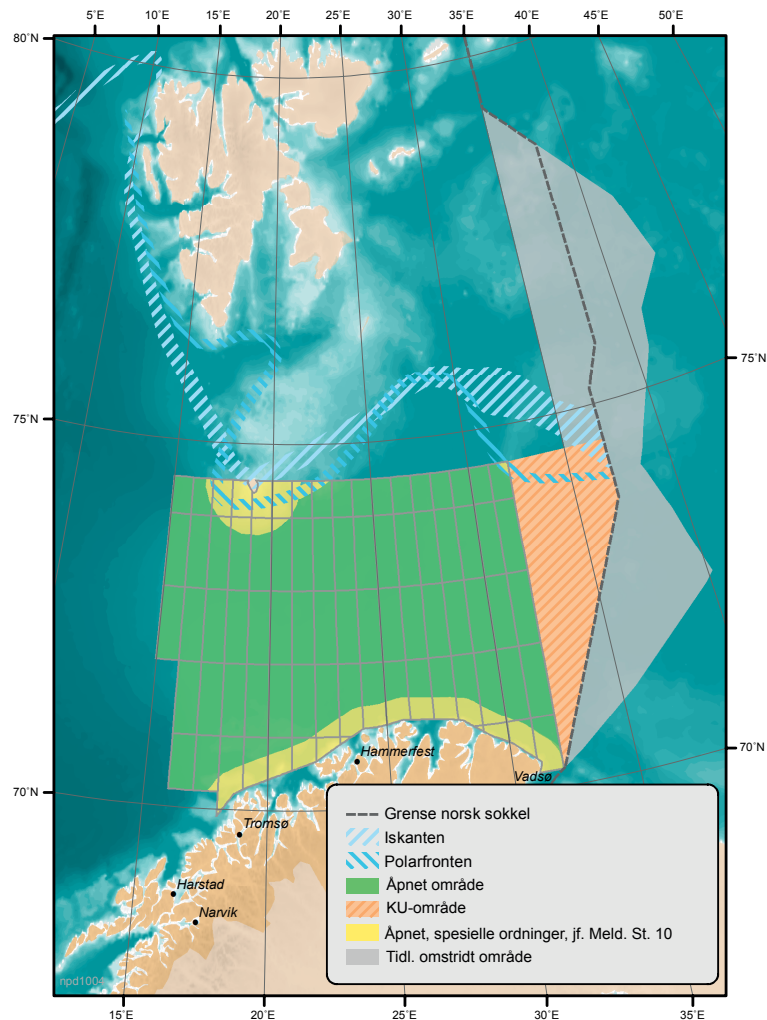
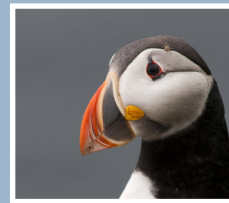




Vurdering av kraftforsyning i Øst Finnmark

Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



Innledning ved Olje- og energidepartementet **Åpningsprosessen for Barentshavet sørøst**

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område.

En åpningsprosess består av to hovedelementer. Den ene delen er en vurdering av ressurspotensialet i området. Den andre delen er en vurdering av de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området (konsekvensutredning).

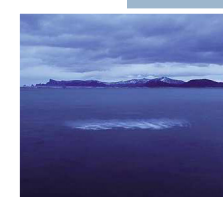
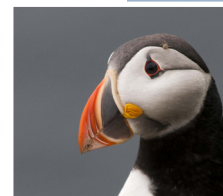
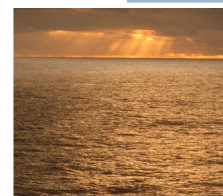
Konsekvensutredningen skal belyse spørsmål som fare for forurensning og økonomiske og samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomhet kan ha. En konsekvensutredning er en sentral del av en åpningsprosess og gjennomføres i regi av Olje- og energidepartementet.

Første del av konsekvensutredningsprosessen innebærer utarbeidelse av et utredningsprogram. Utredningsprogrammet angir temaene for konsekvensutredningen. For å belyse de ulike temaene utarbeides det ulike fagutredninger. Olje- og energidepartementet oppsummerer de ulike utredningene i en konsekvensutredningsrapport som sendes på offentlig høring.

Utredningene, høringsuttalelsene, vurderingen av ressurspotensialet og annen relevant informasjon som har framkommet i prosessen danner grunnlag for en melding til Stortinget. Stortinget tar stilling til åpning eller ikke åpning av hele eller deler av det aktuelle område, inklusive eventuelle vilkår.

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Utrederen står inne for det faglige innholdet i rapporten.

Utredningen er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Arbeidet vil inngå i en konsekvensutredningsrapport som er planlagt sendt på offentlig høring 4. kvartal 2012. Det er lagt opp til at regjeringens vurdering av spørsmålet om åpning av områder for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst legges frem for Stortinget våren 2013.





Norges
vassdrags- og
energidirektorat

NVE

Rapport: Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Øst-Finnmark

Til: Olje- og energidepartementet

Fra: Norges vassdrags- og energidirektorat

Ansvarlig: Marit Lundteigen Fossdal

Dato: 26.9.2012

Saksnr.: 201204812-5

Arkiv: 508

Kopi:



Sammendrag

OED har bedt NVE gjennomføre to arbeider som en del av oppfølging av Meld. St. 10 (2010-2011) ”Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten”. NVE har utarbeidet separate innspill som skal beskrive kraftsystemet i områdene rundt Lofoten og Vesterålen og Øst-Finnmark. Denne rapporten omhandler de uåpnede delene av Barentshavet som ligger mot Russlandsgrensen.

Arbeidet er utført med utgangspunkt i to aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i tidsperioden 2025-2050, utarbeidet av OD. NVE har fått oppgitt maksimalt effektuttak fra kraftsystemet i et høyt og lavt scenario og ved del- og fullelektrifisering. Informasjon om kraftsystemet i årene frem mot 2025 bygger i hovedsak på informasjon innhentet fra Statnett og informasjon fra kraftsystemutredningene i regional- og sentralnett.

I denne rapporten er det gjort antagelser om utvikling i forbruk og produksjon frem mot 2025. Det er videre antatt at planlagte netttiltak før 2025 er gjennomført i forkant av produksjonsstart for petroleumsaktiviteten (2025-2028). Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til den forventede utviklingen i kraftsystemet, spesielt når tidshorizonten er såpass lang. Øvrige forutsetninger er beskrevet i kapittel 1.1.

I ODs høye aktivitetsbilde skal det ved full elektrifisering tilknyttes 260 MW nytt petroleumsforbruk. Størrelsen på lasten tilsier at det mest hensiktsmessige vil være tilknytning til nett med spenningsnivå 300 eller 420 kV. Avhengig av hvor stor andel av dagens nettutviklingsplaner som blir en realitet før oppstart av petroleumsaktivitet, vil punktene Hammerfest, Skaidi, Adamselv og Varangerbotn være aktuelle. De to sistnevnte ligger geografisk nærmest petroleumsfeltene, men er avhengig av nettinvesteringen Skaidi-Varangerbotn, som er usikker per dags dato. Hammerfest og Skaidi vil sannsynligvis være 420 kV-punkter i nettet før 2027.

Ved en delelektrifisering av det høye aktivitetsbilde skal 130 MW tilknyttes nettet. Med forventet nettutvikling i regionalnettet på Varangerhalvøya er det teknisk mulig å tilknytte dette på Varangerhalvøya, men N-1 drift vil kreve ytterligere nettinvesteringer. Alternativt kan dette forbruket tilknyttes sentralnettet direkte. Aktuelle tilknytningspunkter er Hammerfest, Skaidi, Adamselv og Varangerbotn.

I det lave aktivitetsbildet fra OD skal det tilknyttes 80 MW nytt petroleumsforbruk i kraftnettet ved en full elektrifisering. Et slikt forbruk vil sannsynligvis kunne tilknyttes regionalnettet på Varangerhalvøya, gitt at dagens utbyggingsplaner i dette regionalnettet blir gjennomført før 2029. Alternative punkter hvis nettet på Varangerhalvøya ikke utvikles som forventet, er å finne i sentralnettet i Øst-Finnmark. Ved en delelektrifisering er det mulig å tilknytte 40 MW i regionalnettet i Øst-Finnmark gitt dagens utbyggingsplaner i regionalnettet.

Generelt vil grad av forsyningsikkerhet også ha betydning for hvilke nettinvesteringer som vil være nødvendig. Om en skal ha N-1 forsyning i alle årets timer eller om det godtas bruk av belastningsfrakobling i anstrengte kraftsituasjoner vil påvirke behovet for netttiltak.

Innhold

1.	Innledning.....	4
1.1	Forutsetninger for arbeidet	4
2.	Forventet utvikling i nettet frem mot 2025.....	5
2.1	Sentralnett frem mot 2025	5
2.2	Regionalnett frem mot 2025	7
2.3	Endringer i forbruk og kraftproduksjon frem mot 2025.....	8
2.3.1	Kraftproduksjon.....	8
2.3.2	Lastutvikling.....	9
2.4	Effekt- og energibalanse frem mot 2025	9
3	Beskrivelse av mulige endringer i petroleumsvirksomheten.....	11
3.1	Beskrivelse av ODs ”Høyt aktivitetsnivå”	11
3.2	Beskrivelse av ODs ”Lavt aktivitetsnivå”	13
4	Vurdering av tilknytningspunkter og eventuelle tiltak i nettet.....	15
4.1	”Høyt aktivitetsnivå” – helelektrifisering.....	15
4.2	”Høyt aktivitetsnivå” – deelektrifisering.....	16
4.3	”Lavt aktivitetsnivå” – helelektrifisering	17
4.4	”Lavt aktivitetsnivå” – deelektrifisering	17
5	Forslag til videre arbeid.....	18
6	Referanser.....	19

1. Innledning

Stortinget besluttet ved behandlingen av Meld. St. 10 (2010-2011) ”Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten”[1] at det skal gjennomføres to arbeider under OEDs ansvarsområde som en oppfølging av meldingen. I forbindelse med dette arbeidet ønsker departementet bidrag fra NVE med en overordnet vurdering av kraftsituasjonen på land.

NVE gir i denne rapporten en overordnet beskrivelse av forventet kraftsituasjon på land i de aktuelle tilknytningsområdene i forkant av produksjonsstart for petroleumsaktiviteten. Det er også gjort vurderinger av hvordan kraftforbruk tilknyttet petroleumsaktiviteten vil påvirke kraftsituasjonen i Nord-Norge. Vurderingene er gjort på bakgrunn av de områder og det kraftbehov OD har skissert i sitt scenariounderlag.

Arbeidet er beskrevet i to separate rapporter. Denne rapporten tar for seg uåpnede deler av sørøstlige deler av Barentshavet mot delelinjen mot Russland. Det finnes en tilsvarende rapport for Nordland IV, V, VI, VII og Troms II i nordøstlige deler av Norskehavet ”Oppdrag om vurdering av kraftforsyning for Lofoten og Vesterålen”.

1.1 Forutsetninger for arbeidet

NVE har i hovedsak tatt utgangspunkt i ODs aktivitetsbilder for petroleumsutvinning i nordområdene[2], innhentet informasjon fra Statnett og kraftsystemutredningene for regional- og sentralnett[4,13,14] ved utarbeidelse av denne rapporten. Beskrivelsen bygger så langt det er mulig på offentlig tilgjengelig informasjon.

Vurderingene rundt mulig fremtidig kraftforbruk tilknyttet petroleumsutvinning er gjort av OD, og NVE har ikke gjort noen egen vurdering av dette. NVE har ikke sett på en petroleumsrelatert last utover den størrelsesorden OD har skissert. Ringvirkninger i form av annet nytt forbruk er heller ikke vurdert. For hver av de to aktivitetsbildene som OD skisserer er en elektrifiseringsgrad på 50 % (delelektrifisering) og 100 % (fullelektrifisering) av installasjonenes kraftbehov vurdert. I denne rapporten er det kun vurdert ett samlet tilknytningspunkt for nettilknytning av petroleumsforbruket.

Beskrivelse og vurderinger av sentralnettet er basert på innhentet informasjon fra Statnett^[3] og informasjon fra Statnetts nettutviklingsplan fra 2011^[4]. Statnett har opplyst om at de skal foreta nye analyser av Nord-Norge i tiden fremover^[3]. Dersom nye analyser endrer det bildet av fremtiden som Statnett har i dag, vil dette også kunne påvirke konklusjonene i denne rapporten.

NVE har i denne rapporten antatt at planlagte tiltak som er beskrevet i kraftsystemutredningene er ferdigstilt før petroleumslasten fra ODs scenarier skal tilknyttes. Usikkerhet i fremtidig forbruk og produksjonsutvikling gjør at det alltid vil være usikkerhet knyttet til om og når netttiltak realiseres.

Under vurdering av aktuelle tilknytningspunkter for fremtidig petroleumsforbruk peker NVE på mulighetsrommet ut fra et rent netteknisk perspektiv. Kostnader av de ulike netttiltak er ikke vurdert.

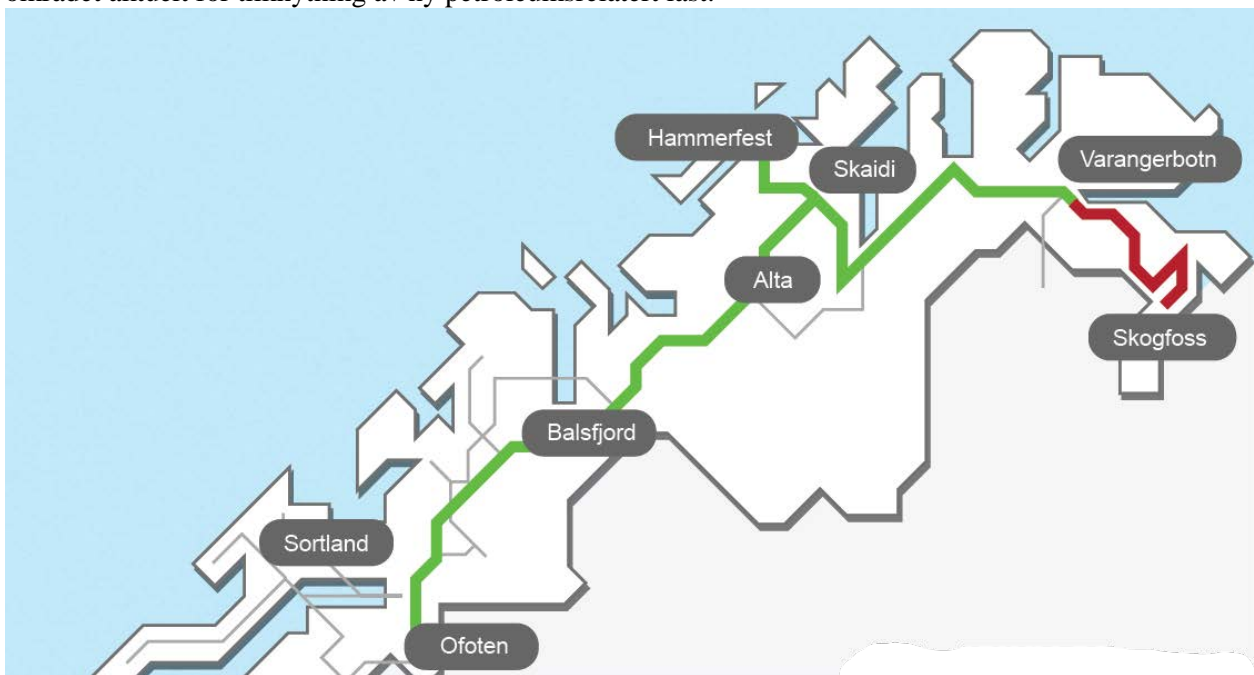
Virkningene av mulig økt petroleumslast i Norskehavet slik som vurdert i NVEs rapport ”Oppdrag om vurdering av kraftforsyning for Lofoten og Vesterålen” er ikke tatt hensyn til i denne rapporten. Nye store petroleumsforbruk både i Norskehavet og i Barentshavet vil kunne føre til behov for ytterligere nettførsterkninger enn det som er konklusjonene når dette behandles hver for seg.

2. Forventet utvikling i nettet frem mot 2025

Nettet i Finnmark kjennetegnes av lange avstander, tøffe klimatiske forhold og relativt lav last. Driftsspenningen i sentral- og regionalnett er på henholdsvis 132 og 66 kV. I årene frem mot 2025 ventes det økt forbruk både fra petroleumsindustri og gruvedrift i Finnmark. I tillegg er det planlagt mye ny vindkraft i fylket. Dette vil føre til at nettet i Finnmark står foran større endringer i årene som kommer. I de neste to delkapitlene beskrives tiltak i sentralnettet som Statnett i henhold til sin nettutviklingsplan^[4] planlegger gjennomført og planer for regionalnettet beskrevet i kraftsystemutredningen for Finnmark^[13].

2.1 Sentralnett frem mot 2025

Sentralnettet nord for Balsfjord drives i dag med 132 kV-spenning. Frem mot 2025 planlegger Statnett å bygge nytt 420 kV nett fra Ofoten-Balsfjord-Hammerfest-Skaidi-Varangerbotn. Dette gjør hele området aktuelt for tilknytning av ny petroleumsrelatert last.



Figur 1: Planlagte tiltak i sentralnettet frem mot 2025^[4]

Statnett viser i sin nettutviklingsplan til en rekke planer for fornying av sentralnettet i Troms og Finnmark. De grønne linjene i figur 1 viser hvilke nye ledninger på 420 kV-spenningsnivå som er planlagt, og det er de som er mest interessante i denne sammenheng.

420 kV-ledningen mellom Ofoten til Balsfjord ble omsøkt i 2010 og fikk konsesjon fra NVE i mai 2012^[5]. Behovet for ledningen mellom Ofoten og Balsfjord utløses av forventet økning i forbruk fra petroleumsvirksomheten i Hammerfest og gruvedrift i Finnmark. Tiltaket vil også legge til rette for mer fornybar kraftproduksjon. I dag er det perioder med N-0¹ drift over Ofotensnittet, og antall timer der nettet må drives med N-0 vil stige etter hvert som forbruket nord for Ofoten øker. Mange timer over året med N-0 drift vil bety at sannsynligheten for et avbrudd ved feil i nettet er stor. Ved bygging

¹ Med N-0-drift menes det at en feil på en komponent i kraftsystemet kan føre til avbrudd for sluttbrukerne. N-0 i denne sammenheng betyr også at frakobling av forbruk nord for Ofoten må påregnes ved feil i sentralnettet.

av en ny 420 kV ledning fra Ofoten til Balsfjord og videre til Hammerfest kan nettet drives med N-1² også ved maksimalast i følge Statnett^[8]. Statnett søkte i 2009 om en forlengelse av 420 kV-nettet fra Balsfjord via Skaidi for å styrke forsyningen til Hammerfest^[6,7]. Tiltaket begrunnes hovedsakelig i forbruksøkning, og da spesielt forbruk knyttet til petroleumsnæringen i Hammerfest. En tilleggs effekt ved bygging av denne ledningen vil være muligheter for økt fornybar kraftproduksjon. I mai 2012 fikk Balsfjord-Hammerfest konsesjon av NVE.

Begge konsesjonsvedtakene for 420 kV-ledningene fra Ofoten til Balsfjord og videre til Hammerfest er påklaget og ligger nå til behandling hos OED. I følge Statnetts nettutviklingsplan 2011^[4] er byggetiden for Ofoten-Balsfjord to til tre år etter et eventuelt endelig konsesjonsvedtak. Dersom OED gir endelig konsesjon i 2013 kan ledningen altså tidligst idriftsettes i 2015. Balsfjord-Hammerfest har fire til fem års byggetid etter endelig konsesjonsvedtak. Dersom OED gir endelig konsesjon i 2013 kan ledningen idriftsettes tidligst i 2017.

Videre fra Skaidi har Statnett meldt³ en ny 420 kV ledning østover til Varangerbotn^[9,10]. 420 kV-ledningen ble meldt i 2010 og er ennå ikke konsesjonsøkt. Tiltaket begrunnes ut ifra en mulig større økning i forbruket i Øst-Finnmark. Den vil også gi bedret forsyningssikkerhet til den planlagte forbruksøkningen lenger vest i Finnmark og legge til rette for en økning i fornybar energiproduksjon. Statnett skisserer dette som en del av den såkalte "Arctic Circle" planen^[11]. "Arctic Circle" skal gi en sterk kobling videre til 420 kV-nettet i Finland. Statnetts fremdriftsplan forutsetter at Ofoten-Balsfjord-Hammerfest bygges før Skaidi-Varangerbotn. Med en estimert byggetid på fire år betyr dette at denne ledningen ikke idriftsettes før etter 2020.

En ny 132 kV kraftledning mellom Varangerbotn-Skogfoss fikk konsesjon i 2007 og er under bygging. Statnett forventer ledningen idriftsatt i 2013^[12]. Ledningen var opprinnelig konsesjonsøkt av Varanger Kraftnett, men Statnett har i ettertid overtatt konsesjonen. Ledningen erstatter dagens 66 kV-ledning fra Bjørnevatn til Varangerbotn. Tiltaket vil gi bedre forsyningssikkerhet i Øst-Finnmark og legger til rette for økt forbruk og produksjon. Den nye ledningen vil også legge til rette for en eventuell økt import fra Russland. Statnett er i dialog med Inter-RAO^[4], men det understrekes at planen om en eventuell ny forbindelse mot Russland er svært usikker.

Det planlagte 420 kV-nettet i Finnmark ligger noen år frem i tid. Statnett planlegger derfor noen midlertidige tiltak i 132 kV-nettet for å bedre forsyningssikkerheten^[4]. Flere ledninger planlegges temperaturoppgradert for å øke kapasiteten. I tillegg er det planlagt anlegg for kompensering av reaktiv effekt⁴ i Hyggevatn, Bardufoss, Skaidi og Alta i løpet av de nærmeste årene. I følge Statnett

² N-1 vil si at nettet kan forsyne alle sluttbrukere selv om det forekommer en feil i nettet. N-1-kapasiteten settes av den mest omfattende feilen i gjeldende nett.

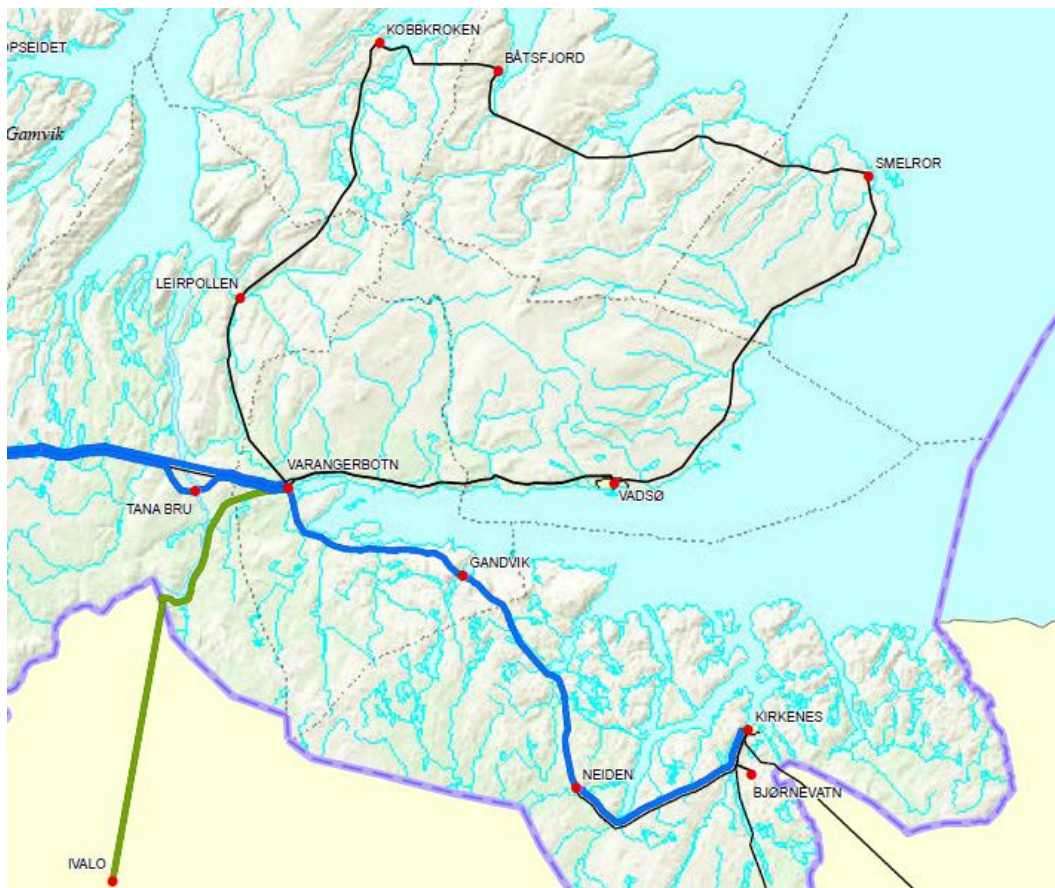
³ En melding er en tidlig varslings av et planlagt prosjekt. For netttiltak over en viss størrelse krever lovverket at det utarbeides en melding og senere en konsekvensutredning (KU) av tiltaket. Meldingen inkluderer et forslag til utredningsprogram som sendes på offentlig høring. På bakgrunn av denne prosessen fastsetter NVE utredningsprogram. Tiltakshaver kan deretter oversende konsesjonssøknad med KU på bakgrunn av utredningsprogrammet.

⁴ Reaktiv kompensering er komponenter i kraftsystemet som kan brukes til å holde spenningen i nettet innenfor fastsatte grenser.

sin nettutviklingsplan^[4] vil temperaturoppgradering⁵ og reaktiv kompensering legge til rette for økt forbruk og produksjon og gjøre det enklere å holde spenningen i nettet innenfor fastsatte grenser.

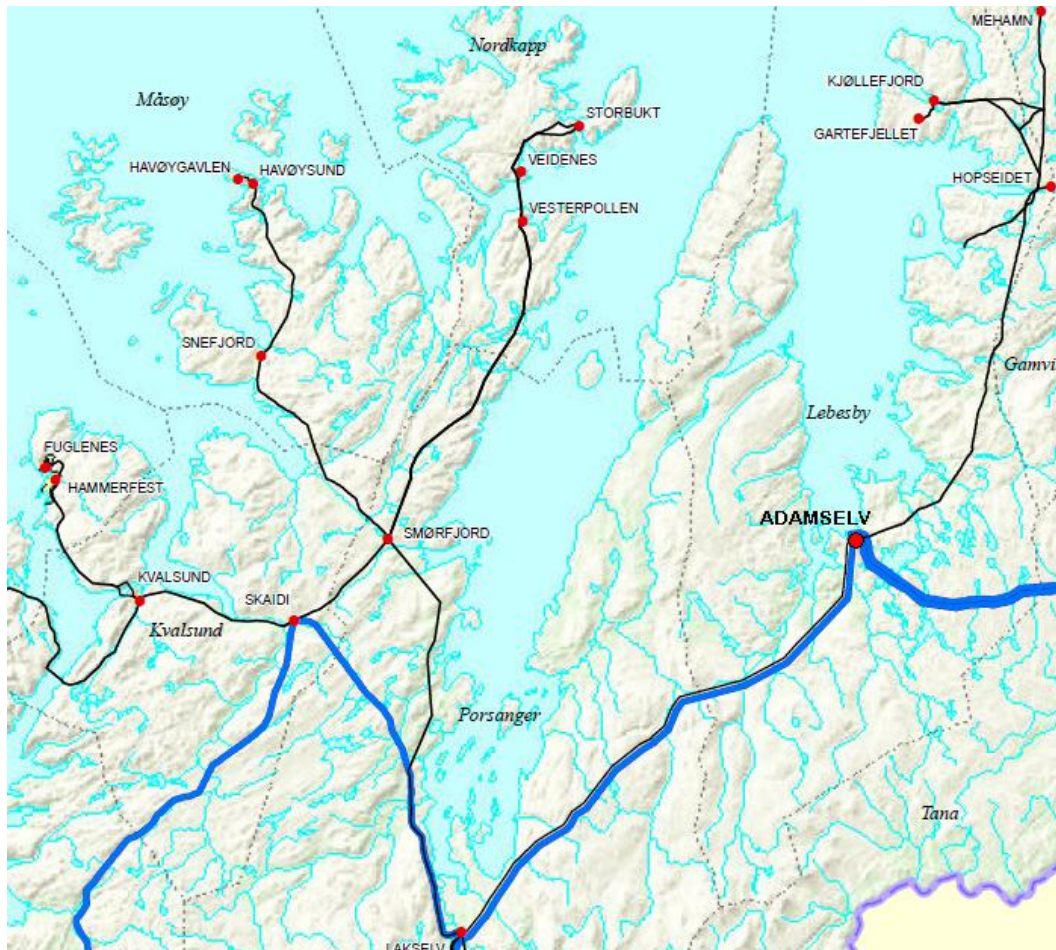
2.2 Regionalnett frem mot 2025

Sørøstlige deler av Barentshavet ligger geografisk nært regionalnettet på Varangerhalvøya, som forsyner blant annet Vadsø, Vardø, Båtsfjord og Berlevåg. Regional- og sentralnett i Øst-Finnmark, samt koblingene mot Finland og Russland er vist i Figur 2. Dette er en 66 kV-ringforsyning som i flere tiår har vært planlagt spenningsoppgradert til 132 kV^[13,14]. Tiltaket er imidlertid stilt i bero da forventet økning i forbruk ikke har slått til. Nå er det gitt konsesjon til vindkraft på Varangerhalvøya som gjør at nettinvesteringer likevel kan bli aktuelt. Øst for Kobbkroken transformator og mot Vadsø er nettet delvis bygget om til 132 kV. Det gjenstår likevel en rekke konsesjonspliktige tiltak før nettet kan drives med 132 kV. Selv med den planlagte oppgraderingen til 132 kV vil ikke et stort nytt forbruk kunne knyttes til øst for Kobbkroken uten at det gjøres omfattende nye investeringer i nettet. I den vestlige delen av ringen har Varanger KraftNett AS meldt en ledning fra Rakkocearro vindkraftverk til Varangerbotn^[15]. Denne ledningen går via Kobbkroken til Varangerbotn, og er antagelig mer aktuell å benytte seg av ved en eventuell elektrifisering av petroleumsinstallasjoner i Barentshavet i moderat skala.



Figur 2 - Dagens regional- og sentralnett i Øst-Finnmark

⁵ Temperaturoppgradering er tilrettelegging for økt temperatur i selve linene, som fører til en større overføringskapasitet.



Figur 3 - Dagens regional- og sentralnett i Nord-Finnmark

Elektrifisering fra Nordkinnhalvøya er også en mulighet i fremtiden. Nordkinn er tilkoblet sentralnettet i Adamselv, som vist i figur 3. Regionalnettet slik det er i dag har ikke kapasitet til å ta imot større mengder nytt forbruk, men det er planlagt til sammen 1350 MW vindkraft på halvøya^[16,17,18]. Selv om kun deler av denne kapasiteten bygges ut vil det kreve en betydelig ombygging av nettet. Det er ikke meldt eller konsesjonsøkt noen løsninger i regionalnettet for tilknytning av vindkraften. Det er altså høyst usikkert om og når det kommer til å skje tiltak i regionalnettet. Dette vil avhenge av fremtidig produksjons- og lastutvikling.

2.3 Endringer i forbruk og kraftproduksjon frem mot 2025

Når forventet utvikling i nettet frem mot 2025 skal beskrives vil usikkerhet i fremtidig last- og produksjonsutvikling være en viktig faktor. I de to neste delkapitlene beskrives utfallsrommet for mulige endringer i forbruk og produksjon frem mot 2025

2.3.1 Kraftproduksjon

Det er i følge kraftsystemutredningen for Finnmark^[13] planer for 2600 MW vindkraft og 20 MW små vannkraftverk. Til sammenlikning er den installerte effekten i dagens kraftverk 482 MW. Dersom et slikt vindkraftpotensial skal utnyttes må det gjøres omfattende investeringer i sentral- og regionalnettet. De planlagte vindkraftprosjektene i Finnmark ligger langt fra forbrukstygdepunkter og vil gi et stort energioverskudd i Nord-Norge. Nettutvikling som følge av produksjon alene anses ikke som sannsynlig frem mot 2025. En storstilt vindkraftutbygging anses mer sannsynlig dersom sentralnettet skal oppgraderes som følge av stor lastøkning.

2.3.2 Lastutvikling

Det foreligger planer om en betydelig lastøkning i Finnmark som følge av petroleumsvirksomhet og gruvedrift. I tillegg må en kunne påregne noe økning i alminnelig forsyning som følge av næringsutvikling.

Tidspunkt	Prosjekt	Mulig effektøkning	Kommentar
2012	Sydvaranger	25 MW	Utvidelse av gruvedrift
2013-2014	Nussir	25 MW	Gruvedrift
2013-2014	Goliat	60 MW	
2015-2024	Snøhvit I	325 MW	Gradvis elektrifisering av eksisterende anlegg. Utfasing av dagens gassturbiner.
2017	Goliat utvidelse	40 MW	Mulig utvidelse i 2017 ^[19]
2018-2020	Snøhvit II	170 MW	Tog 2
2025?	Snøhvit III	250 MW	Tog 3
2025?	Goliat II	50 MW	Tog 2
Mulig total lastøkning		945 MW	

Tabell 1 - Mulige laster frem mot 2025^[11,19]

Til sammenlikning er dagens maksimale forbruk i Finnmark ca 320 MW. Frem mot 2025 foreligger det altså planer om en firedobling av dagens last.

2.4 Effekt⁶- og energibalanse⁷ frem mot 2025

Det er stor usikkerhet både i forventet last og produksjon. Fremtidig utvikling i sentral- og regionalnettet er avhengig av hvilke forventninger til forbruk og produksjon som legges til grunn. Av 420 kV-nettet som er planlagt nord for Ofoten er det rimelig å anta at strekningen Ofoten-Balsfjord-Hammerfest er ferdigstilt i 2025 gitt et endelig konsesjonsvedtak fra OED. Det er imidlertid større usikkerhet knyttet til om strekningen videre fra Skaidi til Varangerbotn er bygget innen 2025. Denne ledningen er ikke konsesjonssøkt og det er knyttet stor usikkerhet til den fremtidige lastøkningen i Øst-Finnmark som er grunnlaget for behovet av ledningen.

I de videre betraktningene er det antatt at de planlagte 420 kV-ledningene Ofoten-Balsfjord-Hammerfest og Skaidi – Varangerbotn er ferdigstilt innen 2025. Dette sammenfaller med forutsetningene i et av fremtidsbildene i kraftsystemutredningen for Finnmark 2012 der forskjellige scenarier for ulike fremtidsbilder de nærmeste ti årene er beskrevet^[13]. Snøhvit II antas elektrifisert fra nettet fullt ut og maksimallasten i Finnmark øker fra 320 MW til 900 MW, mens energiforbruket øker fra ca 1800 til 2920 GWh. Scenariet legger også en omfattende utbygging av vindkraft til grunn på bakgrunn av økt forbruk, det vil si en økning fra dagens maksimalproduksjon i Finnmark på 397 MW til en installert effekt i 2025 på om lag 1600 MW.

Både gruve- og petroleumslast kan antas å være konstant over året. Generelt vil et økt forbruk føre til økt underskudd av effekt i Finnmark.

En slik utvikling som er skissert over vil trolig gi en bedre forsyningssikkerhet til regionen enn den man har i dag. Mye av dette er grunnet i et sterkere nett, som vil ha en positiv innvirkning på både effekt- og energibalanse.

⁶ Effektbalansen er forholdet mellom forbruk og produksjon i en time i året med høyt forbruk, typisk en kald vintersdag og kun tilgjengelig vintereffektproduksjon.

⁷ Energibalansen er forholdet mellom årlig forbruk og produksjon av elektrisitet i et gitt område over året.

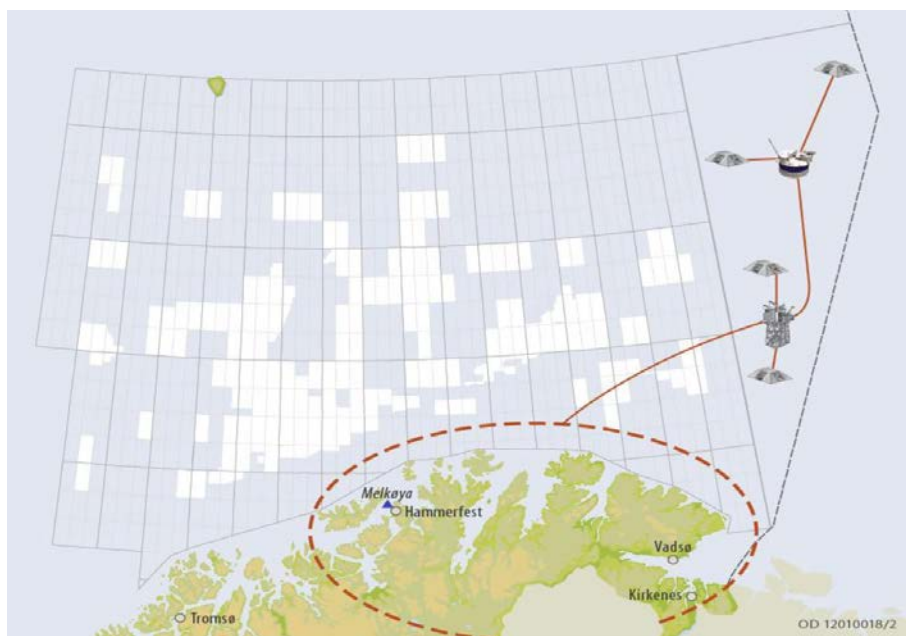
Ny vindkraft vil ha en positiv innvirkning på energibalansen i regionen, men man kan ikke basere seg på at det blåser i perioden med maksimal last. Derfor vil økt produksjon ikke ha innvirkning på effektbalansen.

3 Beskrivelse av mulige endringer i petroleumsvirksomheten

Oljedirektoratet (OD) har bidratt inn i NVEs arbeid med profiler for effektuttak (maksimalt uttak av elektrisitet fra kraftsystemet målt i MW) i det nordøstlige Norskehavet og Barentshavet sørøst. For hvert aktivitetsbilde for petroleumsvirksomhet har OD vurdert kraftbehovet ved full elektrifisering av installasjoner til lands og til havs, og ved videreføring av dagens politikk.

En betydelig del av dagens/nært forestående produksjon av olje og gass på norsk sokkel forsynes med kraft fra strømmettet på land. Dette er i hovedsak produksjon fra Troll gass, Ormen Lange, Valhall, Gjøa og Goliat. Gitt samme utvikling i det nordøstlige Norskehavet og Barentshavet sørøst mener OD at det kan antas at 50 % av kraftbehovet kommer fra nettet på land. Det er imidlertid viktig å presisere at dette er en generell betraktning hvor avstand til land, utbyggingsløsning og tiltakskostnader for de enkelte felt ikke spesifikt er vurdert.

3.1 Beskrivelse av ODs "Høyt aktivitetsnivå"



Figur 4 - Utbyggingsløsning ved høyt aktivitetsnivå^[2]

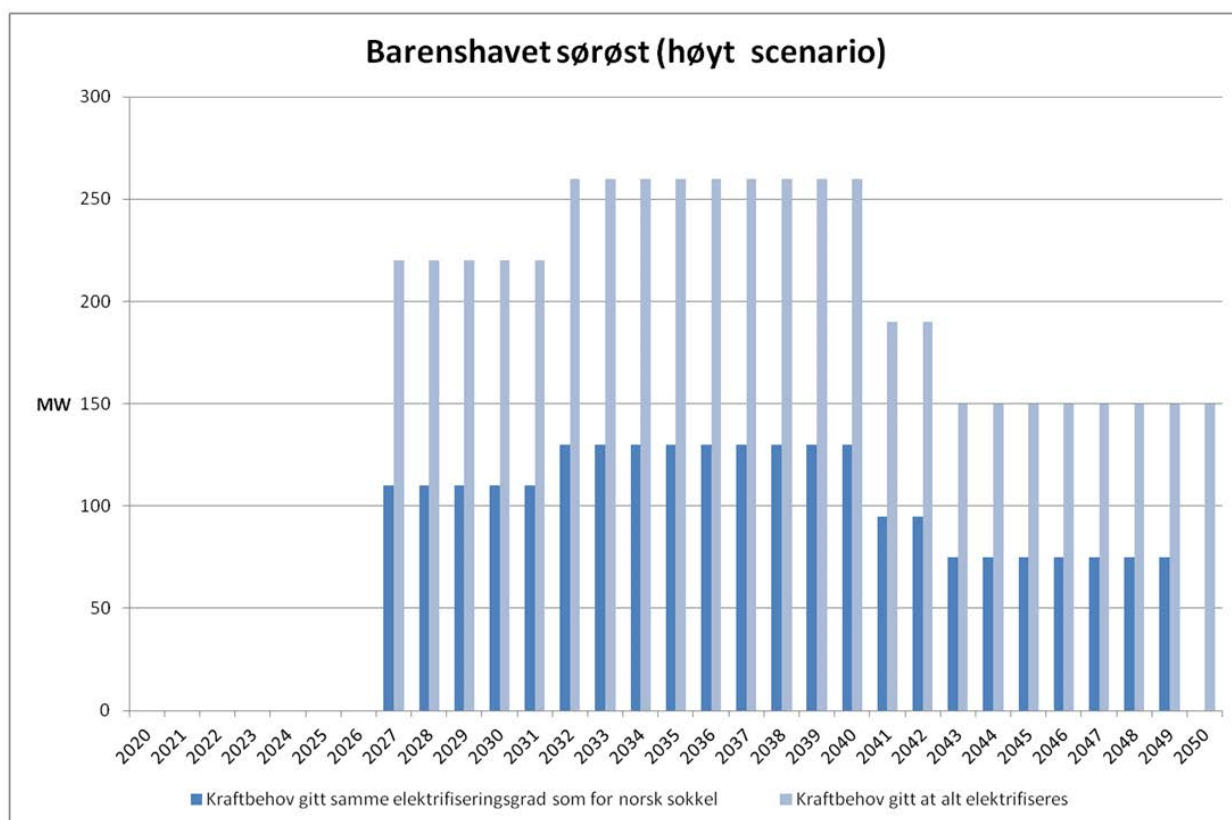
Figur 4 viser ODs foreslåtte utbyggingsløsning av petroleumsfunn i sørøstlige deler av Barentshavet i områdene mot delelinjen mot Russland. Tilknytning mot elektrisitetsnettet på land vil være aktuelt i store deler av nordlige Finnmark avhengig av kapasiteten i nettet i 2027, som er tidspunktet for produksjonsstart. Til sammen er det snakk om funn på 45 millioner Sm³ olje og 120 Sm³ gass i det høye aktivitetsbildet. Detaljer er presentert i tabell 2.

Funnår	Type	Sm ³	Startår
2017	Gass	40 mrd	2027
2018	Olje	30 mill	2027
2019	Gass	20 mrd	2043
2020	Olje	15 mill	2032
2021	Gass	40 mrd	2035
2022	Gass	20 mrd	2043

Tabell 2 - Oversikt over funn i scenario med høy aktivitet^[2]

Elektrisitetsbehovet for en slik utbygging vil være opp mot 260 MW, som vist i figur 5. De blågrå søylene viser kraftbehovet som må dekkes fra land hvis hele forbruket blir elektrifisert. De mørkeblå søylene viser kraftbehovet dersom omlag halvparten av forbruket på installasjonene dekkes av kraft fra land.

I denne rapporten er det kun vurdert ett samlet tilknytningspunkt for nettilknytning av petroleumskonsumet. Ved full elektrifisering må nettet inn mot dette punktet tåle et økt forbruk på 260 MW. Ved en delelektrifisering med 50 % elektrifiseringsgrad av petroleumsinstallasjonene vil maksimalt nytt effektforbruk fra petroleumsvirksomheten være 130 MW.



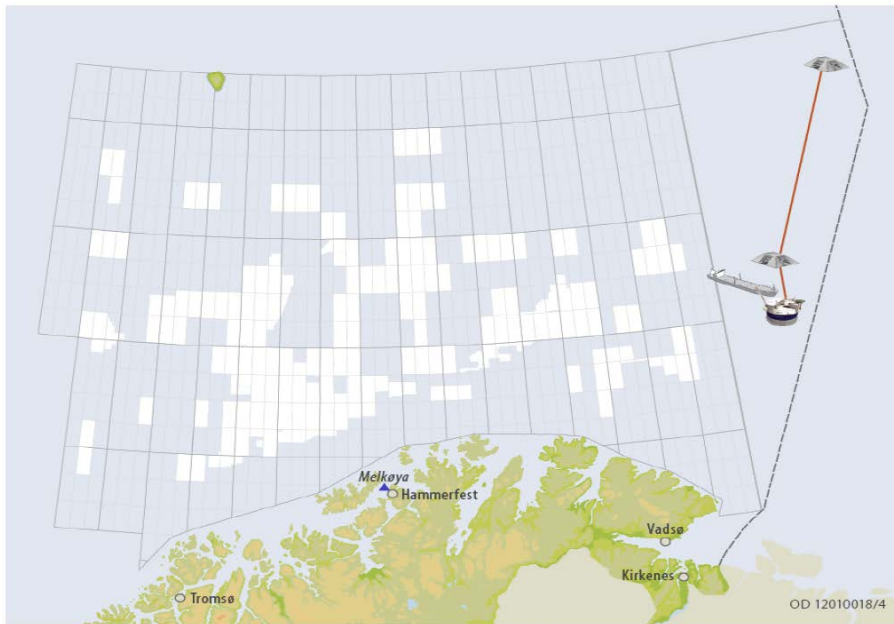
Figur 5 – Maksimalt effektuttak i høyt aktivitetsbilde^[20]

3.2 Beskrivelse av ODs "Lavt aktivitetsnivå"

I lavt aktivitetsbilde har OD skissert mulig utbyggingsløsning som vist i figur 6. Til sammen er det snakk om funn av 15 millioner Sm³ olje og 30 milliarder Sm³ gass. I aktivitetsbildet er det forutsatt utvinning fra 2029. Detaljer for områdene er gjengitt i tabell 3.

Funnår	Type	Sm ³	Startår
2017	Gass	20 mrd	2029
2019	Olje	15 mill	2029
2020	Gass	10 mrd	2030

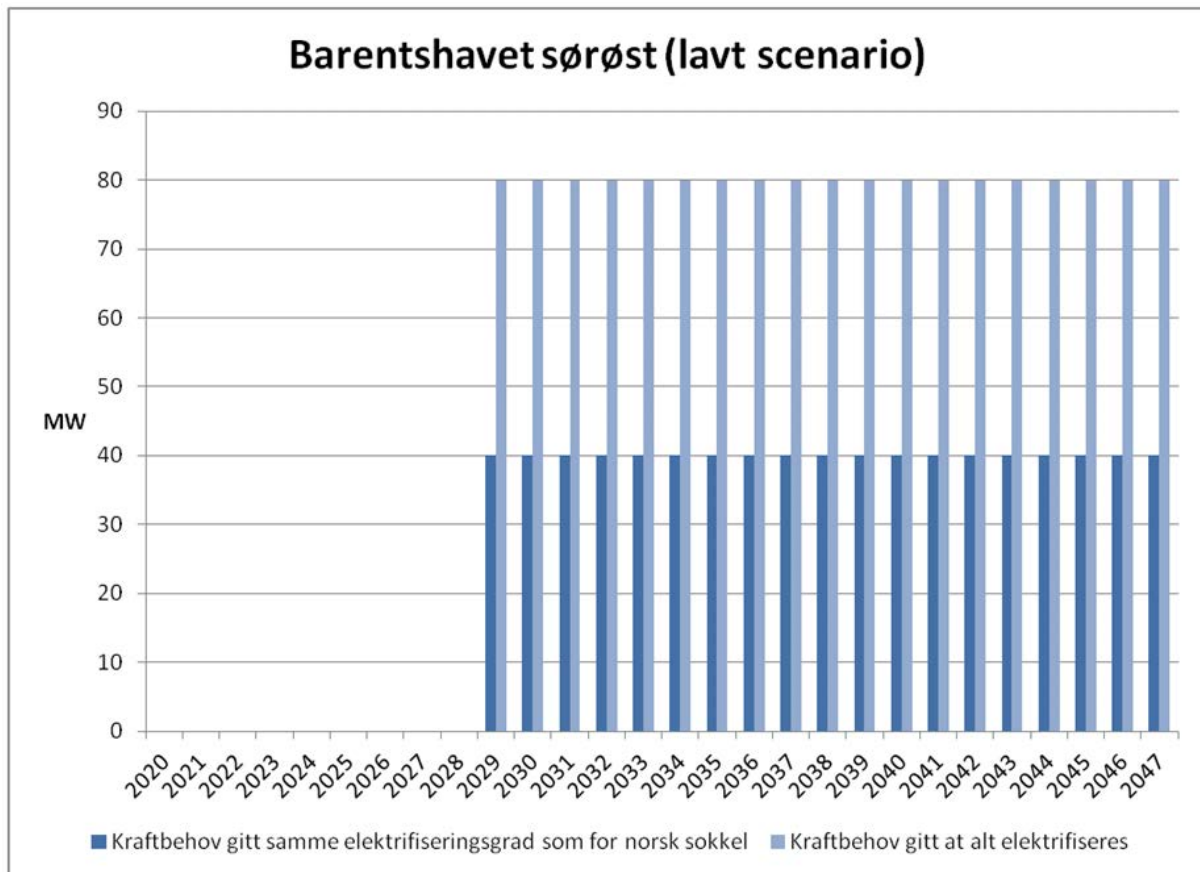
Tabell 3 - Oversikt over funn i scenario med lav aktivitet^[2]



Figur 6 - Utbyggingsløsning ved lavt aktivitetsnivå^[2]

Figur 7 viser behov for elektrisitet en utbyggingsløsning som vist i figur 6 kan kreve. De blågrå søylene viser kraftbehovet som må dekkes fra land hvis hele forbruket blir elektrifisert. De mørkeblå søylene viser kraftbehovet dersom halvparten av elektrisitetsforbruket på installasjonene dekkes av kraft fra land.

En løsning der hele kraftbehovet dekkes fra elektrisitetsnettet på land vil bety en økning av forbruk i nettet i Finnmark på 80 MW. En deelektrifisering der 50 % av kraftbehovet skal dekkes av kraft fra land vil kreve kapasitet i nettet til 40 MW nytt forbruk.



Figur 7 – Maksimalt effektuttak i lavt aktivitetsbilde^[20]

4 Vurdering av tilknytningspunkter og eventuelle tiltak i nettet

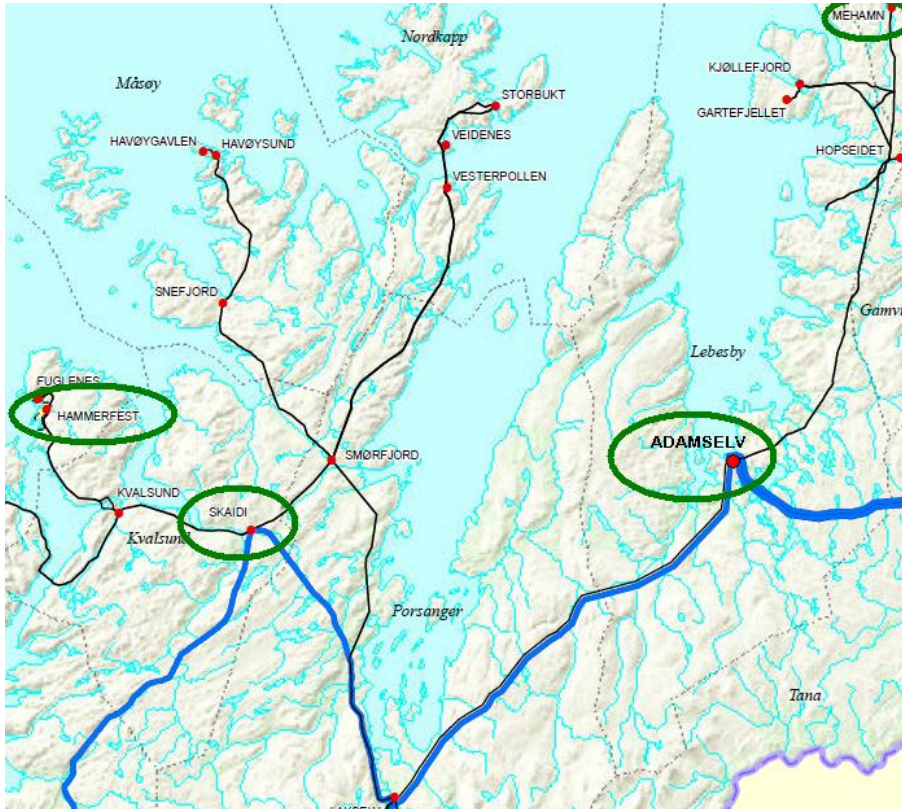
Det aktuelle tilkoblingspunktet og hvilke eventuelle netttiltak som er mest hensiktsmessig betinges av en rekke forhold:

- Lastens størrelse
- Annet større forbruk
- Nettutbyggingskostnader onshore og offshore
- N-1 som krav eller mulighet for belastningsfrakobling
- Utvikling av mulige netttiltak mot Finland og Russland frem mot 2025

Det antas i betraktningene nedenfor at alle de planlagte 420 kV-ledningene fra Ofoten-Balsfjord-Hammerfest og Skaidi – Varangerbotn er ferdigstilt før den økte petroleumslasten fra ODs scenarioer skal kobles til. NVE har heller ikke sett på en petroleumslast utover den størrelsesorden som OD har skissert. Virkningene av mulig økt petroleumslast i Norskehavet slik som vurdert i NVEs rapport ”Oppdrag om vurdering av kraftforsyning for Lofoten og Vesterålen” er ikke tatt hensyn til i denne rapporten

4.1 ”Høyt aktivitetsnivå” – helelektrifisering

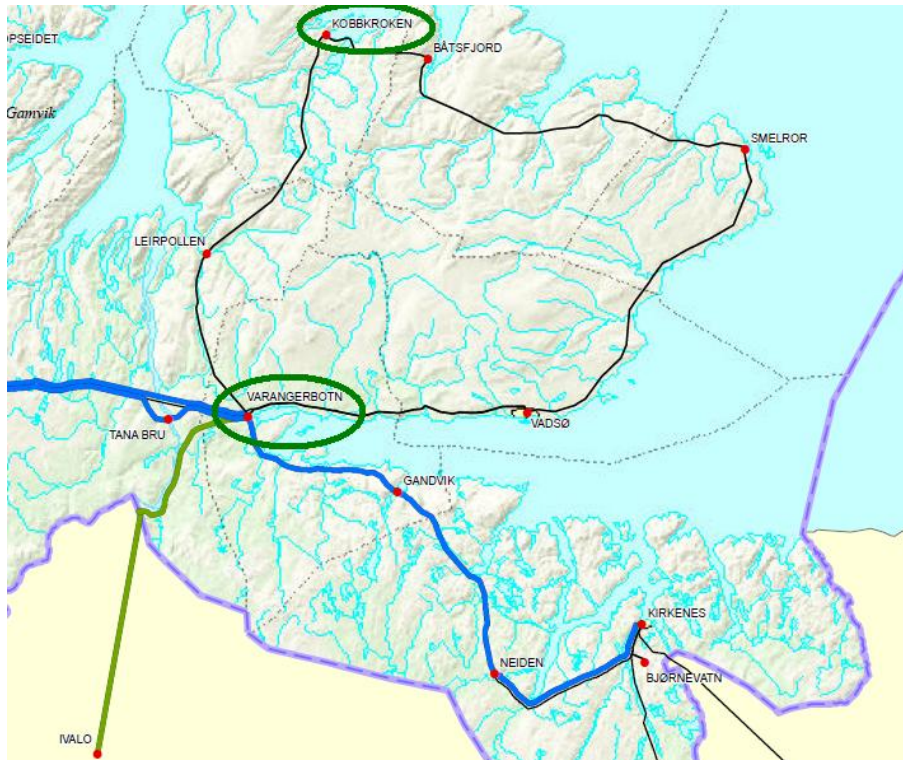
Scenarioet med høyt aktivitetsnivå i Barentshavet vil ved full elektrifisering føre til en lastøkning på 220 MW fra 2027. Denne øker videre til 260 MW i 2032. Lasten vil etter ODs aktivitetsbilder bestå av et gassprosesseringsanlegg på land og sjøkabler ut til de feltene som er aktuelle for elektrifisering.



Figur 8 - Aktuelle tilknytningspunkter i Vest-Finmark

Det antas at hele lasten vil knyttes til det samme punktet i nettet. Størrelsen på lasten vanskeliggjør tilkobling til regionalnettet. Det er derfor kun fokusert på tilknytning til sentralnettet. Det er fire aktuelle tilkoblingspunkter for Barentshavet sørøst; Varangerbotn, Adamselv, Skaidi og Hammerfest. Disse punktene markert i kartene i figur 8 og 9. Dersom Skaidi-Varangerbotn ikke bygges er Skaidi og Hammerfest (se figur 8) mest aktuelle tilkoblingspunkter.

Et fellestrekk for alle disse punktene er at de i normal drift vil ha kapasitet til å kunne ta imot en last på 260 MW i 2025 og utover, men man vil ikke ha sterk nok tosidig forsyning til å garantere N-1 tilknytning i alle driftstimer.



Figur 9 - Aktuelle tilknytningspunkter i Øst-Finnmark

Mulige løsninger for å tilfredsstille N-1 kan være:

- Bygge parallelle 420 kV-linjer fra tilkoblingspunktet og sørvestover til Balsfjord.
- Ny 420 fra Varangerbotn mot Finland, slik at man får en 420 kV-ring gjennom Finnmark, Nord-Finland og Nord-Sverige.
- Gassturbiner eller annen "rask" reserve

4.2 "Høyt aktivitetsnivå" – delelektrifisering

Delelektrifisering av installasjonene i høyt aktivitetsnivå vil kreve kraft fra nettet opp mot 130 MW i løpet av analyseperioden. Maksimallasten kommer i 2032, mens en forventer et kraftbehov på 110 MW fra 2027.

Det kan være teknisk mulig å tilknyttes regionalnettet på Varangerhalvøya, men dagens planer i regionalnettet vil ikke tilrettelegge for nok kapasitet til å sikre N-1 drift. Det er ikke gjort detaljerte nettstudier som verifiserer dette.

Alternativet vil være tilknytning mot sentralnettet, og da er igjen punktene Varangerbotn, Adamselv, Skaidi og Hammerfest aktuelle. Hvorvidt en kobling til det planlagte sentralnettet for 2025 er tilstrekkelig for å sikre N-1-kapasitet for petroleumslasten er usikkert. Statnett skriver i sitt bakgrunnsmateriale at de anslår N-1-kapasiteten i sentralnettet i Øst-Finnmark vil ligge et sted mellom 80 og 260 MW etter at Ofoten-Balsfjord-Hammerfest og Skaidi-Varangerbotn er bygget, men at de ikke har detaljerte studier å basere seg på^[3].

4.3 ”Lavt aktivitetsnivå” – helelektrifisering

Scenarioet med full elektrifisering av installasjonene i det lave aktivitetsbildet i Barentshavet vil føre til en økt last i Finnmark på 80 MW fra 2029 og lasten vil deretter være stabil.

Dagens planer i kraftsystemutredningene for regional- og sentralnett i regionen frem mot 2025 vil trolig være tilstrekkelig for å muliggjøre en elektrifisering av en moderat mengde petroleumsinstallasjoner i det sørøstlige Barentshavet. En elektrifisering av installasjonene i det lave aktivitetsbildet, vil ikke kreve annet enn en kabel inn til egnet regional- eller sentralnettspunkt.

Geografisk vil en tilknytning til regionalnettet på Varangerhalvøya være å foretrekke. Gitt en full utbygging av det planlagte vindkraftverket Rakkocearro, vil det måtte bygges en 132 kV-ledning fra Kobbkroken eller Båtsfjord transformatorstasjon til Varangerbotn. Dette tiltaket vil trolig også være en tilstrekkelig løsning for tilkobling av 80 MW last fra petroleumsvirksomhet. Det er imidlertid ikke gjort detaljerte nettanalyser for å verifisere dette.

En tilknytning til Varangerbotn transformatorstasjon vil trolig være uproblematisk. Det vil i følge Statnett muligens være behov for systemvern grunnet manglende N-1 i enkelte perioder. Dette skyldes at koblingen til Finland er svak. Det er likevel mulig at ledningen mot Finland vil være seriekompensert eller oppgradert på andre måter innen produksjonsstart i 2029, slik det er skissert i det lave aktivitetsbildet. Hvis dette er tilfelle kan N-1 kriteriet være oppfylt i alle årets timer.

Alternativt kan regionalnettet på Nordkinnhalvøya være et mulig tilkoblingspunkt. Dette er forutsatt at det som følge av vindkraftutbygging skjer ombygging av regionalnettet som er ferdigstilt før 2029.

ODs lave aktivitetsbilde for utvikling i Barentshavet sørøst kan trolig kobles til det planlagte nettet i 2025 uten at store nye netttiltak er nødvendig.

4.4 ”Lavt aktivitetsnivå” – deelektrifisering

Deelektrifisering av petroleumsinstallasjonene i det lave aktivitetsbildet for Barentshavet sørøst vil føre til en forbruksøkning på 40 MW i nettet i Øst-Finnmark fra 2029.

Et forbruk i denne størrelsesorden kan mest sannsynlig tilknyttes regionalnettet. Regionalnettet på Varangerhalvøya er å foretrekke grunnet geografisk nærhet til petroleumskonsumet. En såpass liten forbruksøkning vil ikke være problematisk gitt de planer som foreligger i for regionalnettet for Varangerhalvøya. Selv uten planer for ny vindkraft med tilhørende oppgradering av regionalnettet kan det være mulig med en tilknytning til regionalnettet på Varangerhalvøya. Dette er imidlertid ikke gjort detaljerte nettanalyser av dette alternativet. Alternativt kan regionalnettet på Nordkinnhalvøya benyttes, men dette forutsetter antagelig regionalnettsoppgradering før 2029.

5 Forslag til videre arbeid

Det finnes ikke i dag analyser som ser helhetlig på regional- og sentralnettet i forhold til økt petroleumsrelatert elektrisitetsforbruk i Nord-Norge. Sett i lys av størrelsesordenen på mulig nytt elektrisitetsforbruk knyttet til ODs scenarier for petroleumsutbygginger vil det være naturlig å vurdere regionalnettstilknytning opp mot sentralnettstilknytning der det er mulig. Tekniske og økonomiske analyser av aktuelle tilknytningspunkter på begge nettnivå vil være en naturlig forlengelse av arbeidet hvis forbruket spesifiseres mer detaljert.

I denne rapporten er kun konkrete planer for ny kraftproduksjon tatt i betraktning og det er i vurderinger knyttet til effektbalansen kun tatt hensyn til tilgjengelig vintereffekt fra regulerbar vannkraftproduksjon. Dette er en veldig konservativ betraktning av ny tilgjengelig effekt som følge av ny produksjon. Det er identifisert et potensial for økt effektkapasitet i Nord-Norge når det kommer til oppgradering av eksisterende magasinkraftverk, både ved ren oppgradering og ved installering av pumpefunksjonalitet. I tillegg kan en forvente et minstebidrag høyere enn null fra uregulert kraftproduksjon i makslasttiden. Vindkraftverk spredd utover regionen kan gi et slikt bidrag ved at vindforhold over større områder vanligvis vil variere. En potensiell kartlegging av mulig tilgjengelig vintereffekt ville være av verdi hvis en skal vurdere alternative tiltak til nettutbygging.

Sammenliknet med planer for elektrisitetsforbruk knyttet til petroleumsnæringen i Hammerfest er nytt forbruk i ODs scenarier relativt beskjedent. Hvis det ved en senere anledning vil være nødvendig å oppjustere scenarioenes forbrukstall betydelig vil ikke nødvendigvis konklusjonene i denne rapporten være gyldige.

I denne rapporten omhandles heller ikke konsekvensene av økt forbruk knyttet til petroleumsvirksomhet både i Norskehavet og i Barentshavet samtidig. Høy elektrifiseringsgrad av nye petroleumsinstallasjoner både i Norskehavet og i Barentshavet vil kunne føre til behov for ytterligere nettførsterkninger enn det som er konklusjonene når dette behandles hver for seg.

6 Referanser

- [1] ”Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten”, Meld. St. nr. 10 (2010-2011), Miljøverndepartementet, 11.3.2011
- [2] ”Scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst”, OD, 18.6.2012
- [3] ”Om tilknytning av ny petroleumsvirksomhet i Nord-Norge til kraftsystemet”, Statnett, 21.8.2012
- [4] ”Nettutviklingsplan 2011”, Statnett, november 2011
- [5] Statnetts prosjekthjemmeside Ofoten-Balsfjord, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Ofoten---Balsfjord/>
- [6] Statnetts prosjekthjemmeside Balsfjord-Hammerfest, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Balsfjord---Hammerfest/>
- [7] NVEs oversikt over behandlingen av Balsfjord-Hammerfest, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=1266&type=51>
- [8] ”Systembegrunnelse konsesjonssøknad Ofoten-Balsfjord”, Statnett, 26.2.2010
- [9] Statnetts prosjekthjemmeside Skaidi-Varangerbotn, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Skaidi-Varangerbotn/>
- [10] NVEs oversikt over behandlingen Skaidi-Varangerbotn, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=1842&type=51>
- [11] ”The Arctic Circle Study”, Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid, januar 2011
- [12] Statnetts prosjekthjemmeside Skogfoss-Varangerbotn, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Skogfoss---Varangerbotn/>
- [13] ”Regional kraftsystemutredning Finnmark 2012-2025 – hovedrapport”, Varanger Kraft Nett, mai 2012
- [14] ”Regional kraftsystemutredning Finnmark 2012-2025 – grunnlagsrapport”, Varanger Kraft Nett, mai 2012
- [15] NVEs oversikt over behandlingen av Rakkoearro-Varangerbotn, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=2042&type=51>
- [16] NVEs oversikt over behandlingen av Nordkyn vindkraftverk, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=1170&type=56>
- [17] NVEs oversikt over behandlingen av Skjøtningsberg vindkraftverk, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=1107&type=56>
- [18] NVEs oversikt over behandlingen av Borealis vindkraftverk, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=2330&type=56>
- [19] ”Utbygging og drift av Goliatfeltet”, St.prp. nr. 64 (2008-2009), Olje- og energidepartementet, 8.5.2009
- [20] Tilleggsinformasjon fra OD vedrørende effektbehov i ulike scenarier

