

Norges vassdrags og energidirektorat

Kjetil Lund og Inga Nordberg
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Lisbeth Iversen Flateland

+4747400050
Lisbeth.flateland@statnett.no
Vår ref: 2026/938 -2
Deres ref: 202611386-1

Svar på brev – NVE ber om informasjon om utredninger av forsyningsikkerhet i Nord-Norge

Vi viser til brev 13. mai der NVE ber Statnett om å redegjøre for vår vurdering av utvikling i kraftsystemet i Nord-Norge og de vurderinger som ligger til grunn for Statnetts planprosesser, prognoser og prioriteringer. Hovedpunktene i vår redegjørelse er:

- Det har blitt mer sannsynlig at energi- og effektbalansen i hele Nord-Norge vil bli vesentlig strammere frem mot 2030. Dette gjelder særlig i den nordlige delen av Nord-Norge. Her gir endelig investeringsbeslutning for store forbruksenheter en høy grad av sikkerhet for at forbruket vil øke mye. Utbygging av vindkraft på land i området ligger an til å ta lenger tid enn tidligere forutsatt.
- Forsyningsevnen i den nordlige delen av Nord-Norge er særlig sårbar ved en lavere energi- og effektbalanse. Her vil hele området være avhengig av import over lange avstander fordelt på bare to ledninger i det meste av tiden innen få år. Dette øker sårbarheten ved feil.
- Statnetts oppdaterte analyser av en framtidig situasjon med stor forbruksvekst viser økt sannsynlighet for at det i perioder med lite vindkraftproduksjon kan bli behov for å redusere forbruket midlertidig for å skape balanse og sikker systemdrift i området nord for Svartisen. Det er generelt mye usikkerhet knyttet til hvor mye og til hvilke priser forbruket vil kunne reduseres i en anstrengt situasjon gjennom markedet. Usikkerheten er større i små områder målt i forbruk – slik tilfellet er i området nord for Svartisen. Usikkerheten forsterkes ytterligere av at Nord-Norge i dag er et felles budområde. Dette gir upresise prissignaler til forbruk mht. forbruk og kraftproduksjon. Statnett gjennomfører nå en studie av å dele Nord-Norge i to budområder.
- Beslutningen om å sette reservasjoner på hold er basert på en samlet risikovurdering av forsyningsevnen i området nord for Svartisen. Her har også teknologivalg og forsinket framdrift på byggingen av en styringsenhet på ledningen til Finland, og økt behov for å sette av kapasitet til vekst i vanlig forbruk under 5 MW, betydning.
- Statnett vurderer at ny produksjon internt i området er viktig for framtidig forsyningsikkerhet og muligheten for å tilknytte nytt større kraftforbruk. Forsterkning av nettet kan også bidra positivt, men ikke løse utfordringen alene. Statnett vil gjennomføre en utredning (KVU) for å identifisere de beste tiltakene.

Med vennlig hilsen



Gunnar Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og kunde

Utfyllende svar på brev om informasjon om utredninger av forsyningssikkerhet i Nord-Norge

Vi viser til brev fra 13. mai der NVE ber Statnett om nærmere redegjørelse for sin vurdering av utvikling i kraftsystemet i Nord-Norge og de vurderinger som ligger til grunn for Statnetts planprosesser, prognoser og prioriteringer.

NVE ber Statnett redegjøre for:

- Hvordan Statnett vurderer utviklingen i kraft- og effektbalansen i Nord-Norge frem mot 2030 og 2040, og hvordan dette har endret seg fra tidligere utredninger.
- Hvilke behov og forutsetninger i utredningene som har endret seg slik at situasjonen er mer prekær enn tidligere antatt.
- Hvilke deler av nettet Statnett vurderer som mest kritisk for framtidig forsyningssikkerhet og nettkapasitet i Nord-Norge.

NVEs brev henviser til Statnetts beslutning om å sette ytterligere større reserverasjoner på hold, nord for Svartisen. I dette brevet redegjør vi for spørsmålene over. I vedlegg gir vi en samlet oversikt over utredninger og nettiltak i Nord-Norge, gir foreløpig tidslinje og gir en vurdering av usikkerhet og risiko.

Bakgrunn for saken

Statnett har satt reserverasjoner på hold nord for Svartisen da vi har oppdatert kunnskap. Vi ønsker å ta ned risiko ved ikke å fylle opp med nye reserverasjoner hvis kunder faller fra. Statnett vil gjøre nye vurderinger av sikker forsyning av nytt forbruk årlig.

Drivere for beslutningen har vært:

- Det er gjort en ny samlet risikovurdering av forsyningsevnen i området.
- Forsyningssikkerheten i området er særlig sårbar med lavere energi- og effektbalanse. Nye analyser viser at i perioder med lite vindkraftproduksjon kan gi mer krevende situasjoner.
- Vi har erfart at vi er mer sårbare ved revisjoner eller havari. Dette så vi blant annet ved mastehavariene i 2025.
- Det er høy vekst i forbruket under 5 MW. Vi setter derfor av mer kapasitet til vekst i vanlig forbruk, som mindre industri, sjømatnæring, husholdninger m.m.
- Fremdriften på styringsenhet mot Finland er noe forsinket. Nå anslått til 2032.
- Endret teknologivalg for styringsenhet.
- Usikkerheten forsterkes av at Nord-Norge er et felles budområde da prissignalene blir upresise.

Statnetts rolle, ansvar, planer og analyser

Statnett er systemansvarlig, netteier og har ansvar for tilknytning av kunder til nettet. Som systemansvarlig skal Statnett sikre momentan balanse mellom produksjon og forbruk av kraft til enhver tid, samtidig som vi overholder grenser for sikker drift. Som netteier av transmisjonsnettet har vi ansvar for samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling. Vi skal planlegge, prosjektere, bygge, eie og drive overføringsanlegg. Vi har iht. *Forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM) §3-21* plikt til å holde av kapasitet til uttaks kunder med samlet avtalt kapasitet mindre enn 5 MW og vi har

tilknytningsplikt. Tilknytningsplikten gir oss en plikt til å utrede, søke konsesjon og investere i nye nettanlegg¹. Forskrift om energiutredninger skal blant annet bidra til samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet, langsiktig planlegging og tidlig koordinering.

For å utvikle og drifte kraftsystemet rasjonelt analyserer Statnett nettet, kraftproduksjonen og markedet i sammenheng. Vi utarbeider Langsiktig og Kortsiktig markedsanalyse, og [Analyse av transportkanaler](#) i en fast syklus. I planverket til Statnett har vi Systemutviklingsplan. Der viser vi vår langsiktige plan for utvikling av transmisjonsnettet, markeds-løsningene og systemdriften. De geografiske områdeplanene er Statnett sitt verktøy for å sikre en helhetlig og robust utvikling av transmisjonsnettet. I denne saken er spesielt [Områdeplan Nord \(2025\)](#) og [Områdeplan Salten og Helgeland \(2025\)](#) relevante. Utviklingen i kraftsystemet inklusiv energi- og effektbalansen i nærliggende områder som sør i NO4, NO3, Sverige og Finland påvirker også dette området.

Utviklingen i energi- og effektbalansen i Nord-Norge frem mot 2030 og 2040

Utvikling i energibalansen

NO4 har i dag et energioverskudd på rundt 8 TWh i et normalår. Samlet produksjon i området er rundt 28 TWh og forbruket er rundt 20 TWh forbruk. Nord for Svartisen er overskuddet rundt 6 TWh i et normalår, med rundt 20 TWh produksjon og 14 TWh forbruk.

Nesten hele produksjonen i NO4 er væravhengig, det meste er vannkraft. Det gir stor variasjon i produksjon mellom det tørreste og våteste året. I våre modellberegninger varierer den samlede produksjonen i NO4 mellom 23 og 32 TWh. Det meste av den regulerbare vannkraften ligger sør i NO4 og opp mot Salten og Ofoten. Lengst nord i NO4 er det langt mindre regulerbar vannkraft (noe i Troms og svært lite i Finnmark).

I [Langsiktig Markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2024-2050](#)² viser vi scenarioer for utviklingen i forbruk, produksjon og energibalanse i årene frem mot 2050. Vi vurderer her at det er sterkere drivere for forbruksvekst, enn vekst i produksjonen det første tiåret, noe som gir utsikter til en nedgang i energibalansen i hele Norge. Ingen av scenarioene forbruk og produksjon er vår forventning, men vi illustrerer det relevante utfallsrommet med scenarioene Lav, Medium og Høy.

I Nord-Norge, i Mediumscenarioet, blir overskuddet på energibalansen redusert, til 5 TWh i 2030 og 1 TWh i 2040. Høy- og Lav-scenarioet gir et utfallsrom på energibalansen i Nord-Norge på henholdsvis -2 TWh og 3 TWh i 2040. Hva den faktiske energibalansen i Nord-Norge blir er usikkert, men det er per nå sannsynlig at forbruksveksten blir høyere enn veksten i produksjon. Samtidig vil kraftprisene i Nord-Norge etter hvert bli høyere enn i andre områder dersom forbruksveksten kommer og det ikke samtidig kommer ny kraftproduksjon. Det vil mest sannsynlig bremse veksten i forbruket og begrense hvor stort underskuddet på energibalansen kan bli. Hvor rask oppbremsingen vil skje, er usikkert.

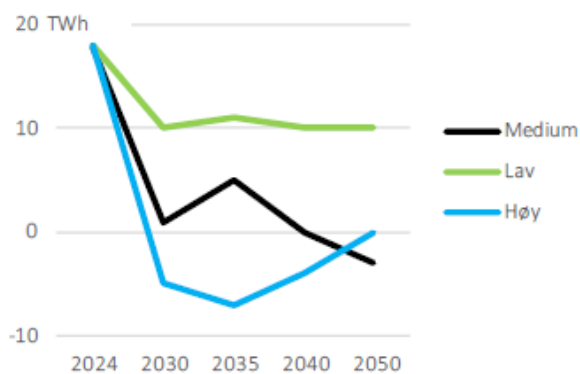
I analysen viser vi hvordan økt produksjon lokalt i form av energi og effekt raskt reduserer kraftprisene i Norge. Dette viser tydelig at mer produksjon er en nøkkel til å kunne ha en høy vekst i forbruket, både nasjonalt og regionalt. Dette er

¹ Tilknytningsplikten kan fravikes etter søknad til Energidepartementet.

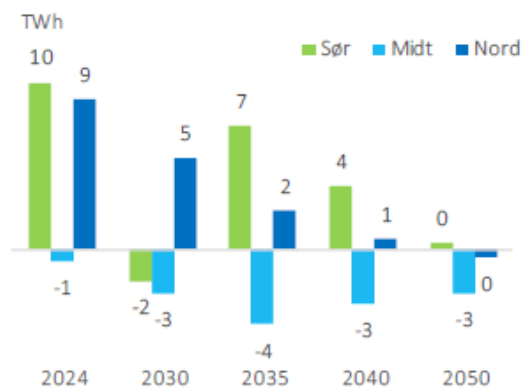
² Analysen drøfter generelt langsiktige internasjonale og nasjonale utviklingstrekk og usikkerheter rundt forbruk, produksjon og kraftpriser.

også bakgrunnen for at vi i våre hovedscenarier i LMA har en rimelig balansert vekst i forbruk og produksjon. Vi kan imidlertid ikke utelukke at det i en periode vil kunne bli et betydelig underskudd i et normalår. Dette gjelder særlig i mindre områder som nordlige Nord-Norge, der et fåtall investeringsbeslutninger kan ha stor betydning.

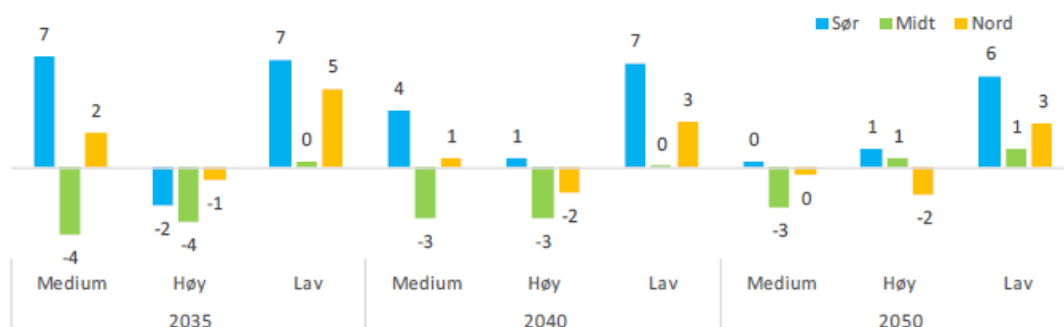
Tabell 1 Utvikling i norsk energibalanse Statnett Langsiktig Markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2024-2050



Figur 56: Utvikling i norsk energibalanse i Medium, Høy og Lav.



Figur 57: Regional energibalanse i Medium over analyseperioden.

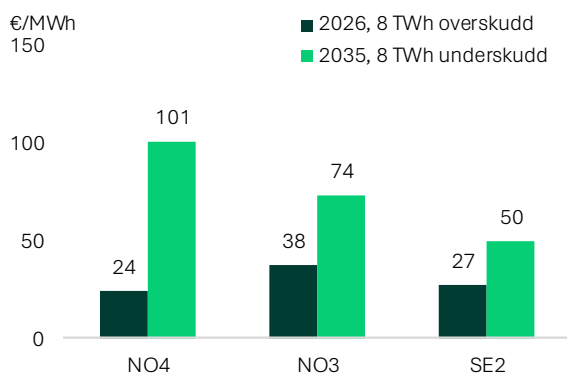


Figur 58: Regional balanse i Medium, Lav og Høy.

Figur 1 Utvikling i regional balanse Statnett Langsiktig Markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2024-2050

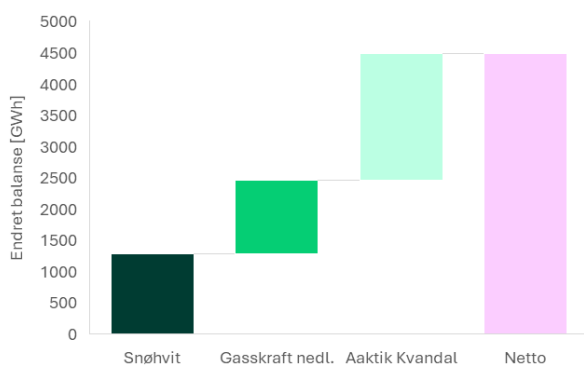
Vi har reservert forbruk til 1150 MW i dagens og planlagt nett nord for Svartisen og nærmere 1000 MW nytt forbruk på Helgeland. Med høy brukstid (8000 timer) tilsvarer dette rundt 16 TWh forbruk gjennom et år. Om alt det reserverte forbruket i Nord-Norge blir realisert uten at det også kommer vesentlig ny kraftproduksjon, vil det snu dagens overskudd på rundt 8 TWh til et underskudd på rundt 8 TWh.

Våre simuleringer viser at dette gir betydelig høyere gjennomsnittlige kraftpriser i Nord-Norge enn i Sverige og lengre sør i Norge. Prisøkningen vil trolig bremse forbruksutviklingen ved at nytt forbruk uteblir på grunn av manglende lønnsomhet eller ved at nytt forbruk med høy betalingsvilje fortrenger eksisterende forbruk. Vi vet imidlertid ikke hvor grensen for betalingsviljen går, for eksisterende og nytt forbruk, og dermed hvor stort underskuddet kan bli. Mer kraftproduksjon vil også dempe underskuddet og slik redusere priskonsekvensen av en gitt forbruksvekst.

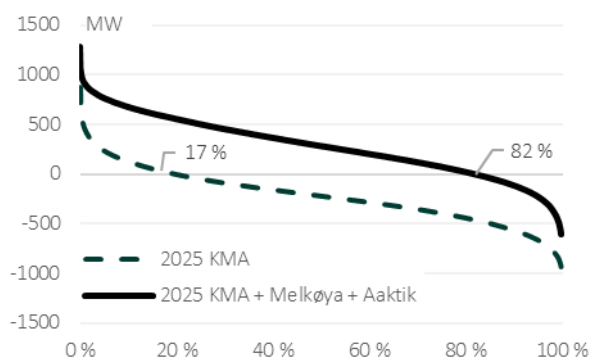


Figur 2 Snittpriser i 2026 med 8 TWh overskudd og snittpriser i 2035 med 8 TWh underskudd i Nord-Norge med dagens 220 kV-forbindelse mellom Helgeland og Sverige

Det reserverte forbruket på Melkøya og datasenter i Narvik (fra Equinor ASA og Aaktik Digital AS) vil alene gi til sammen 580 MW økt forbruk. Med høy forventet brukstid gir dette en stor økning i det samlede årsforbruket i regionen. Sammen med nedleggelsen av gasskraftverket på Melkøya gir dette en samlet reduksjon på 4,5 TWh i energibalansen i området. Mer lokal produksjon fra vindkraft vil kunne dempe nedgangen. Utbyggingen av vindkraft ligger imidlertid nå an til å komme lengre ut i tid enn da Kraftløftet ble annonsert. Det høye nye forbruket gjør at kraftflyten kan snu fra eksport sørover fra Ofoten i 80% av tiden i dag, til import og flyt nordover i 80% av tiden i 2030.³



Energibalansebro 2026-2030 for de to største enkelttilknytningene i Område Nord



Varighetskurve for flyt over Kobbeltunnelen – Simulert 2025 med og uten de to største enkelttilknytningene i Område Nord

Utvikling i effektbalansen

Høy forbruksutvikling og lite vekst i produksjon vil gi en strammere effektbalanse. Vi må sørge for momentan effektbalanse til enhver tid; hver enkelt driftstime, -kvarter og -sekund. Forbruket i Nord-Norge kan bli på sitt aller høyeste når det er "fint, kaldt vintervær" med høytrykk over landsdelen og lave temperaturer over tid. Dette kan samtidig gi svært lav eller ingen produksjon i vindkraften. I slike situasjoner er vi avhengig av produksjon fra et fåtall store magasin vannkraftverk i regionen, import fra sør, mellomlandsforbindelsene og frivillig midlertidig forbruksreduksjon.

Statnett har sett en utvikling med fare for effektmangel over lengre tid. Vi orienterte blant annet daværende Olje- og energidepartement i 2022 om risiko for energi- og effektmangel⁴ og framtidige effektutfordringer ble belyst i egen

³ Området har i dag normalårsoverskudd på energibalansen og ligger i overskudd, flyt sørover fra Ofoten, omtrent 80% av tiden i gjennomsnittsåret. Fyllingssesongen er preget av overskudd, mens det om vinteren blir underskudd og behov for noe import (jf. Områdeplan Nord 2025).

⁴ [Brev til OED fra Statnett "Knapphet på energi og effekt om få år" datert 16.12.202](#)

rapport⁵ i mai 2022. Der ble det pekt på utfordringen med å sikre effektbalansen i kuldeperioder med lite vindkraftproduksjon og at på sikt burde effektbalansen styrkes gjennom å øke tilgangen på effekt fra vannkraftverkene (gjennom effektutvidelser), i tillegg til at forbruket bør bli mer fleksibelt (prisfølsomt).

Situasjonen blir spesielt krevende når flyten inn mot Ofoten fra sør blir stor. I dag må vi i slik drift ofte dele nettet mellom Øst-Finnmark og Finland på grunn av kapasitetsutfordringer i finsk Lappland og i Finnmark. Vi står da kun igjen med import fra korridoren inn til Ofoten, dvs. sørover i Norge (Svartisen-Salten) og fra Sverige (Ofoten-Ritsem).

I situasjoner med effektmangel kan vi ikke legge til grunn at prissignaler fra markedet regulerer forbruket tilstrekkelig. Det er i dag ett felles budområde i Nord-Norge, nord for Tunnsjødal (NO4), og dette kan gi svake prissignaler i en situasjon med effektknapphet i Finnmark, Troms, Nordre Nordland fra Ofoten og nordover. Mange av de større forbrukerne har prissikringsavtaler og/eller høy betalingsvne, og det er usikkert hvordan de vil respondere på prissignalene. Erfaring fra andre deler av landet i høyprisperioder, er at prisresponsen er liten for aktører som ikke er direkte eksponert for prisene time for time. Dette tilsier at det kan bli utfordringer med å til en tilstrekkelig reduksjon i forbruket ved effektknapphet. Deling av budområdet vil også bidra til å gi riktige prissignaler til kraftproduksjon.

Statnett utreder deling av budområdet NO4. Det er i dag også liten deltagelse i døgnmarkedet fra forbrukssiden. Statnett har foreslått at deler av avkortingen av industritariffen kan kobles til deltagelse i døgnmarkedet og forbruksreduksjon ved ekstrempriser.⁶

Særskilt hvordan Statnett vurderer kraft- og effektbalansen i Finnmark under ulike forutsetninger

Vi har langt tilbake i tid omtalt forventet svekket balanse som følge av forbruksøkning i Finnmark. I Statnetts nettutviklingsplan fra 2010 skrev vi at vi forventet kraftunderskudd i Finnmark fra rundt 2025 blant annet som følge av økt kraftforbruk i petroleumsindustrien. Dette har vært viktig begrunnelse for de omfattende tiltak Statnett har gjennomført i landsdelen de siste 15 årene.

Finnmark skiller seg ut med svært lite regulerbar vannkrafteffekt. Utviklingen i Finnmark har vært at den eksisterende elvekraften i Finnmark ble supplert med vindkraft. Dette har styrket energibalansen, men det utgjorde mindre for tilgangen på fleksibilitet⁷ og tilgang på vintereffekt. Snøhvit Future og nedleggelsen av gasskraftverket på Melkøya vil svekke energibalansen i Finnmark ytterligere. Regjeringens Kraft- og industriløft for Finnmark⁸ har som mål å få på plass mer kraft enn det som kreves for å koble på Snøhvit Future. Kraftløftet består av vindkraftutbygging og en effektutvidelse av Alta kraftverk som gir bidrag til flomproduksjonen. Tiltakene i Kraftløftet bidrar derfor indirekte til effektbalansen ved å avlaste magasinkraftverkene slik at de har mer å kjøre mer i stramme perioder med lite vind, men de bidrar i mindre grad til å øke maksimal tilgjengelig vintereffekt.

Så lenge det er tilgjengelig fleksibilitet i Troms og tilgjengelig nettkapasitet mellom de to områdene kan effektbehovet i Finnmark løses. Finnmark utgjør et for lite system med for lite fleksibilitet og er ikke aktuelt for eget budområde slik

⁵ Utfordringer og løsninger knyttet til utviklingen av effektbehov, Statnett, mai 2022.

⁶ Høringsdokument [Ny modell for Statnetts tariffer](#)

⁷ Fleksibilitet består hovedsakelig av regulerbar kraftproduksjon, men kan også inkludere forbruks- og produksjonsreduksjon/-økning.

⁸ [Kraft- og industriløft for Finnmark - regjeringen.no](#)

Finnmark, Troms og nordlige Nordland som helhet er. Nettkapasiteten setter derfor en hard begrensning på hvor mye av den samlede forbruksveksten som kan fordeles til Finnmark. Melkøya blir også helt avhengig av 420 kV Balsfjord-Skaidi.

Statnett har lagt til grunn i analysene at gasskraftverket på Melkøya legges ned, i tråd med Equinors planer og planene om elektrifisering. Tilgangen på fleksibilitet i Finnmark kan bedre seg hvis deler av eller hele gasskraftverket på Melkøya består som en reservelkilde i landsdelen. Et kraftverk på Melkøya kan forbedre forsyningssikkerheten også for Melkøya.

Behov og forutsetninger som gjør at situasjonen nå er mer prekær enn tidligere antatt

I Områdeplanene for 2022 og 2025 for området, fremgår det at nytt forbruk er drivende for nettutvikling. Basert på kapasitetsanalyser oppga Statnett i 2022 i Områdeplan Nord sumkapasitet til nytt forbruk på 1150 MW, der det var inkludert at ny styringsenhet mot Finland ville gi økt kapasitet på 150 MW fra 2027. I Områdeplan Nord 2025 oppga vi de samme kapasitetene som i 2022. For Helgeland er det i Områdeplanen Helgeland og Salten oppgitt kapasitet til nytt forbruk på 1000 MW. I Nord-Norge samlet er det reservert kapasitet tilsvarende en økning på 70% i forhold til dagens makslast. All ledig kapasitet er reservert. Statnett har over tid kommunisert at ytterligere reservasjoner til nytt forbruk forutsetter ny nettkapasitet inn til områdene og/eller ny kraftproduksjon. I april 2026 innførte vi midlertidig stopp i reservasjoner til fremtidig stort industriforbruk nord for Svartisen, og Statnett vil gjøre en ny vurdering av sikker forsyning av nytt forbruk årlig.

Bakgrunnen for endringen av sum-kapasitet nord for Svartisen var at Statnett har gjort oppdatert DF-analyse vinteren 2026. DF-analysen viser at forsyningssituasjonen de nærmeste årene blir mer krevende.⁹ I analysen har vi vektet hensynet til systemdriftens behov, for å hensynta varige utfall og annen driftsstans noe tyngre enn tidligere DF-analyser.

Det er en høy vekst i forbruk under 5 MW, og det er meldt inn 120 MW vanlig forbruk i området. Derfor har vi satt av mer kapasitet til vekst til vanlig forbruk. Vi ser også at forbrukstypene som står i kapasitetskø, som er neste som blir reservert når noe faller fra, kan ha en annen realiseringsgrad og høyere brukstid.

Videre har vi ikke lagt til grunn kapasitet fra styringsenhet mot Finland. Dette fordi vi ser at med det teknologivalget som i dag er aktuelt for styringsenhet, har den ikke like god virkning på forbrukskapasitet i Troms som den har i Øst-Finnmark. Videre er fremdriften for styringsenhet forsinket (anslått til 2032). Tidligere lignende analyse har blitt gjort med delt NO4, mens den seneste har dagens budområde som utgangspunkt.

Et perspektiv som har blitt forsterket de seneste årene er kraftsystemet i Nord-Norges geografiske plassering i den geopolitiske konteksten. Området er særlig sårbart for feil og har, som en følge av at det er et tyngdepunkt for norsk og alliert forsvarsaktivitet, særlig behov for robust forsyning. Langvarige havarier vinteren 2025 synliggjorde dette.

⁹ I analysene har vi gjort Marked-Nett-analyser og analyser av effektilstrekkelighet basert på historikk og framskrivning av fremtidig høy- og topplast.

Mer om resultatene fra DF-analysen vinteren 2026

I DF-analysen har vi blant annet analysert ulike forbruksutviklinger i området på vinteren. Vi har sett på fem forbruks-scenarioer. Forbruk i 2030 er satt til 660 MW opp fra dagens forbruk, hvorav hele økningen ligger nord for Ofoten. Det er 150 MW mellom hvert trinn. Forbruk 5 er opp over 1400 MW ift dagens forbruk. Forbrukstrinnene er fordelt 15% på Salten og resten på noder nord for Ofoten. I Samnett/EMPS er i utgangspunktet alt forbruk fleksibelt og vi styrer rekkefølgen ved å sette utkoblingspris. Når modellen ikke får balansen til å gå opp kobler den til slutt ut forbruk på pris.

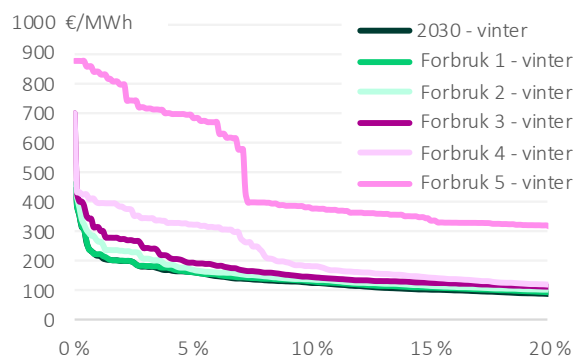
Scenario Forbruk 2 tilsvarer om lag 1000 MW opp fra forbruksnivået i dag. DF-analysen viser at vi på dette nivået i liten grad vil forvente forbruksutkobling på pris som følge av effektmangel utløst av energimangel, selv om enkelte tørrårs-vintere kan bli riktig så stramme. Analysen er imidlertid gjort med styrbarhetskomponent mot Finland og vi må ha i mente at situasjonen er strammere uten denne.

Videre viser den at fra akseptable normalår i Forbruk 2 ser vi et knekkpunkt mellom Forbruk 4 og 5. I Forbruk 5 har vi i snitt 7-8 % varighet av forbruksutkobling om vinteren. I tørrår betyr dette at forbruk ligger utkoblet hele vinteren. Dette er til dels også tilfelle i Forbruk 4, men den ikke-leverte energien er mindre.

Når flaskehalsen inn mot Område Nord og Salten blir fremtredende, som i Forbruk 4 og 5, blir den svært krevende å løse med felles budområde. Felles prissignal øker produksjon på feil side av flaskehalsen og algoritmen kobler også ut forbruk i Rana og Mosjøen, til ingen nytte. I den pågående budområdeutredningen for NO4 ser vi tydelig at flyten over den viktigste nettbegrensingen, mellom Svartisen og Salten, øker markant ved deling. Felles budområde gir altså mindre import i timene hvor det trengs som mest. Dette fører til en strammere energisituasjon. Deling av budområdet er klart positivt for forsyningsevnen, men vil kunne ta tid og er ikke sikkert.

Selv om vannkraftmodellen er detaljert er det flere faktorer som gjør at den overvurderer tilgjengelig effekt noe. Med liten systemstørrelse er marginene små og vi ser behov for en parallell øvelse eksternt fra Samnett/EMPS som ser på den rent fundamentale effektbalansen opp mot dimensjonerende driftssituasjon og som trekker på nylig historikk fra det virkelige kraftsystemet. Vi ser da risiko for perioder med akutt forbigående effektmangel som ikke er utløst av energimangel, ved vesentlig lavere forbruksøkning enn Forbruk 4 og -5.

For å sikre balanse kan forbruket på venstre side av ligningen (figur 3) ikke være større enn produksjonen + import på høyre side av ligningen. Realisert kapasitet¹⁰ inn til Område Nord¹¹ er satt til 1050 MW¹² og tilgjengelig produksjonseffekt er satt til 1200 MW. Dette gir rom for totalt 2250 MW maks last i Område Nord. Tilgjengelig vintereffekt er svært sårbar



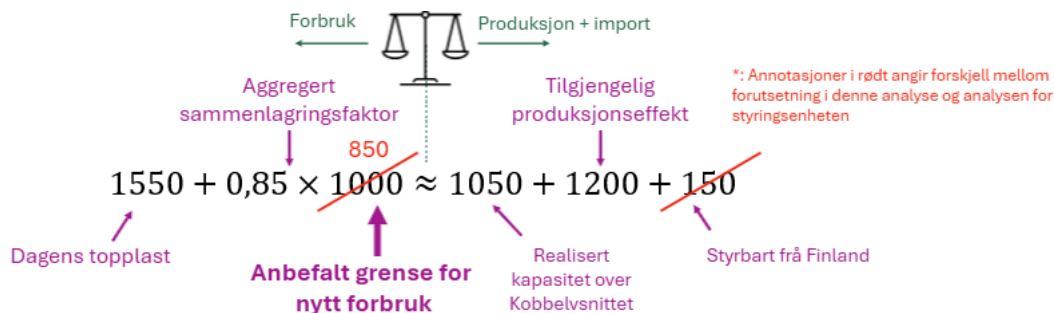
Figur 3 Varighetskurve for simulert vinterpris som markør for forbruksutkobling. 400 €/MWh eller høyere angir forbruksutkobling. Gjennomsnitt over 29 værår. NB: Merk at simuleringene er gjort med styringsenhet mot Finland. Situasjonen er enda strammere uten.

¹⁰ Les om realisert kapasitet over Storsnitt i ATK25 s. 25.

¹¹ Område Nord dekker Finnmark, Troms, Nordre Nordland fra Ofoten og nordover

¹² Realisert kapasitet over Kobbelsnippet inn mot Ofoten fra sør er avhengig av driftssituasjonen i Salten. Denne vil være en sentral del av en mer detaljert behandling av Salten-området i den kommende KVU-en.

for bortfall av enkeltkraftverk. Vindkraft er ikke lagt til grunn her. Dette fordi vi observerer at i mange timer har Troms og Finnmark null eller nær null vindkraftproduksjon. Vi vet at dette kan inntreffe når det er vinter med høytrykk over tid og svært lave temperatur. Da er samtidig også behovet for kraft størst.



Figur 4 Illustrasjon av momentan effektbalanse i Område Nord

Dagens topplast er 1550 MW. Nytt forbruk vil ha en samlagingsfaktor i topplasttiden. Sammenlagingsfaktoren er usikker, og har en god del å si for forsyningsevnen. Denne er i analysen satt til 0,85 (gjennomsnitt for ulike typer forbruk). Dette vil vi utrede nærmere i den kommende KVU¹³. Samlet gir dette rom for 850 MW nytt forbruk med dagens forutsetninger. En økning på 850 MW fra dagens forbruk tilsvarer nesten 60% økning i forbruket. Forbruk utover dette ville medført perioder med drift utenfor sikre grenser, noe Statnett ikke kan risikere.

Resultatene fra DF-analysen viser at en forbruksvekst utover 850 MW i Område Nord vil medføre risiko for regional effektmangel. Dette er en reduksjon på 150 MW i forhold til det vi har kommunisert tidligere på 1000 MW ledig kapasitet til nytt forbruk i dagens nett, og en reduksjon på 300 MW i forhold til kapasitet med styringsenhet mot Finland. Samlet gjør de endrede forutsetningene og analyseresultater at Statnett har satt reservasjoner av nettkapasitet på hold.

Hvilke deler av nettet vurderer Statnett som mest kritiske for fremtidig forsyningssikkerhet og nettkapasitet i Nord-Norge

I [Systemutviklingsplanen \(2025\)](#) er Finnmark, Helgeland og Harstad, Lofoten og Vesterålen pekt ut som prioriterte områder, hvor økt nettkapasitet til kjent forbruksvekst, forsyningssikkerhet og kritisk forsyning til enkeltanlegg trekkes frem som viktig.

Internt i Område Nord utgjør transmisjonsnettene en dubleret ryggrad nordover langs E6-korridoren, med radielle forgreninger på lavere spenningsnivå. 420 kV-ledningene og de tilhørende stasjonene er kritiske for forsyningssikkerheten, men det er også flere anlegg på lavere spenningsnivå som er av stor betydning. Eksempelvis er Straumsmo/Innset kraftverk, et produksjonsanlegg med sentral betydning for det regionale kraftsystemet, ensidig tilknyttet transmisjonsnettene. Likeledes er nettanleggene som knytter Skjomen kraftverk til resten av området av stor betydning. I motsetningen til Straumsmo/Innset er Skjomen flersidig tilknyttet, men det er også mye større.

¹³ I den KVU-en vil vi modellere forbrukskarakteristikk og sammenlagingsfaktorer, både innbyrdes og mot dagens topplast, samt virkningen av midlertidig frivillig forbruksreduksjon og nytten av økt fleksibilitet i forbruket.

Enkeltledningen 420 kV Balsfjord-Vinnelys-Skillemoen-Skaidi og videre til Hyggevatn vil bli kritisk viktig for forsyningsikkerheten til Melkøya etter at gasskraftverket er lagt ned.

I Øst-Finnmark har vi nylig satt ned grensen for vanlig forbruk til 1 MW med begrunnelse om å opprettholde forsyningsikkerhet til eksisterende og nye kunder.¹⁴ Situasjonen i Finnmark vil bedre seg noe utover 2030-tallet når 420 kV-nettet fra Skaidi til Lebesby, tiltak for å sikre tilstrekkelig kapasitet til vanlig forbruk i Sør-Varanger og styringsenhet på Finlandsforbindelsen, er på plass. Forsterkning videre østover på strekningen Lebesby-Seidafjellet vil ytterligere forbedre situasjonen i Øst-Finnmark.

Vi vurderer nye tiltak for å øke forsyningsvevnen og nettkapasiteten i Nord-Norge

Vi vurderer tiltak for økt forsyningsvevne og nettkapasiteten i Nord-Norge. I 2026 gjør vi mange viktige utredninger for området. KVV forbindelsen Sverige-Helgeland er ferdigstilt, og budområdestudie er pågående. Ny KVV Økt forsyningsvevne Nord vil fremover ha høy prioritet og ferdigstilles før sommeren 2027.

En viktig forbindelse inn til NO4 er Helgeland-Sverige-forbindelsen. Våren 2026 har vi utarbeidet en KVV for denne strekningen. Sverige-forbindelsen vil bli prioritert før dubleret 420 kV Helgeland-Midt-Norge.

Bedre prissignal i Område Nord som følge av deling av NO4 vil gi større insentiver til tilpasning. Det samme kan insentiver til økt deltakelse i døgnet markedet bidra positivt, selv om virkningen her er mer usikker.¹⁵ Mer regulerbar produksjon vil også bidra til bedret forsyningsikkerhet og forsyningsvevne. Deling av NO4 i to budområder utredes for tiden. Det er både fordeler og ulemper med slik deling. En viktig fordel er at deling vil gi mer korrekte prissignal, hvilket vil gi økt utnyttelse av nett og kraftressursene. I tillegg vil det bidra til at midlertidige reduksjoner i forbruket ved effektknapphet skjer i den delen av Nord-Norge der det avhjelper situasjonen.

Statnett kan også benytte vilkårsavtaler og systemansvarligs virkemidler for å ivareta forsyningsikkerheten i området ved behov.

¹⁴ [Endrer grensen for vanlig forbruk i Øst-Finnmark | Statnett](#)

¹⁵ [Høring av ny modell for Statnetts tariffer | Statnett](#)

Vedlegg: NVE har bedt spesielt om en samlet oversikt over flere konkret punkter.

Nylig gjennomførte, planlagte eller forventede KVUer eller andre større nettutredninger i transmisjonsnettet i Nord-Norge

Tabell 2 Planlagte og gjennomførte konseptvalgutredninger og større nettutredninger

| Pågående | Nylig gjennomførte/helt i avslutningsfasen |
|--|---|
| KVU Økt forsyningsevne Nord | KVU Helgeland-Sverige (2026) |
| Utredning om deling av NO4¹⁶ | KVU Tromsø (2026) |
| | KVU Lofoten og Vesterålen (2025) |
| | KVU Fremtidig strømforsyning Sør-Helgeland (2025) m/ Linea. |
| | KVU Helgeland (2024) |

Vurdering av hvilke netttiltak og andre tiltak som er nødvendig for å sikre langsiktig forsyningssikkerhet og nettkapasitet Områdeplan Nord og Områdeplan Helgeland og Salten (2025) viser en portefølje av planlagte tiltak. Vi har viktige pågående og planlagte tiltak som bidrar til bedre forsyningssikkerhet og nettkapasitet. Se også vurderingen over under spørsmålet om "Hvilke deler av nettet vurderer Statnett som mest kritiske for fremtidig forsyningssikkerhet og nettkapasitet i Nord-Norge".

Vi kan trekke frem noen viktige prosjekter som 420 kV Skaidi-Hammerfest er i gjennomføringsfasen, og har anslått oppstart av avslutningsfasen i 2029.¹⁷ Andre pågående tiltak er viktige er 420 kV Skaidi-Lebesby-(Seidafjellet)¹⁸ og styringsenhet på Finlandsforbindelsen.

Ser vi også på Helgeland og Salten er forbruksøkning utover det som er reservert begrenset av nettkapasiteten inn til NO4. Den første begrensningen her er Helgeland-Sverige forbindelsen. Forbindelsen er også en kapasitetsbegrensning ved mulig ny produksjon. Forbruksøkning i Salten begrenses i tillegg av kapasitet inn til Salten.

Vi jobber med KVU Økt forsyningsevne Nord. Denne vil ferdigstilles før sommeren 2027. Statnett utreder også om budområdet for Nord-Norge bør deles.¹⁹

Foreløpig tidslinjer for utredninger og konsesjonssaker

Under følger lister av utredninger og tiltak i Nord-Norge. I tillegg til en egen liste over temperaturoppgraderingstiltak i Område Nord som dekker Finnmark, Troms, Nordre Nordland fra Ofoten og nordover.

¹⁶ [Statnett søker om å utrede deling av NO4 | Statnett](#)

¹⁷ [Skaidi-Hammerfest, ny 420 kV-ledning og stasjoner - Tiltak - PlanNett](#)

¹⁸ [Skaidi-Lebesby, ny 420 kV-ledning og stasjon - Tiltak - PlanNett](#)

¹⁹ [Statnett søker om å utrede deling av NO4 | Statnett](#)

Tabell 3 Tidslinje utredninger

| Utredninger | Tid |
|------------------------------------|--|
| KVU Økt forsyningsevne Nord | Ferdigstilles før sommeren 2027. |
| Budområdestudie | Utredningsarbeid pågår. Det tas sikte på en beslutning om å behold eller endre budområdeinndeling tidligst i slutten av Q1 2027. |

Tabell 4 Tiltak med status for konsesjonsprosess med foreløpig tidslinje.

| Prosjektnavn | Områdeplan | Status |
|---|---------------------|--|
| Kanstadbotn stasjon | Nord | Konsesjon gitt. Under bygging. |
| Seidafjellet stasjon | Nord | Konsesjonssøkt. |
| 420 kV Skaidi-Lebesby | Nord | Konsesjon gitt. |
| Lebesby-Seidafjellet | Nord | Konsesjonssøkt. Endringssøknad sendes 2027. |
| Skaidi-Hammerfest Led. og stasjoner | Nord | Konsesjon gitt. Under bygging. |
| Oftofjorden – reinvestering kabler | Nord | Konsesjon gitt. Under bygging. |
| Rombaken - reinvestering kabler | Nord | Konsesjon gitt. Under bygging. |
| Rana stasjon, ombygging og utvidelse | Helgeland og Salten | Konsesjonssøkt. |
| Nedre Røssåga,transf. og forenkling | Helgeland og Salten | Konsesjon gitt. Under bygging. |
| Vazzeleahki ny stasjon og ledning | Nord | Konsesjonssøkt. |
| Alta, fornyelse stasjon | Nord | Under planlegging. Ikke konsesjonspliktig. |
| Sortlandsundet - fornyelse av kabel | Nord | Konsesjonssøkt. |
| Styringsenhet Norge-Finland | Nord | Konsesjonssøknad inngår i endringssøknad Seidafjellet. |

| | | |
|--|---------------------|------------------------|
| Hinnøy Reinvestering 132 kV stasjon | Nord | Konsesjonssøkers 2026. |
| Marka Ny Stasjon 420kV og ledning | Helgeland og Salten | Melding 2027. |
| Hinnøy-Sortland HTLS | Nord | Under planlegging. |
| Sautso effektutvidelse | Nord | Konsesjonssøkt. |
| Niingen, ny 132 kV stasjon | Nord | Konsesjon gitt. |
| Kvandal Tilknytt. 420kV Skoglund | Nord | Konsesjon gitt. |
| Kilbotn Ny stasjon og Ny ledning | Nord | Melding anslått 2028. |
| Kvænangen Reinvestering Stasjon | Nord | Under planlegging. |
| Hergot, ny 132 kV stasjon | Nord | Under planlegging. |
| Melbu, ny stasjon | Nord | Under planlegging. |
| Sautso og AKV ny stasjon | Nord | Under planlegging. |
| Kvandal, sanere, fornye og utvikle | Nord | Under planlegging. |
| Melbu-Stokmarknes-Sortland fornye | Nord | Under planlegging. |
| Hinnøy-Sortland 132kV Ledning nr.2 | Nord | Under planlegging. |
| Temperatur oppgradering* Se liste under | Nord | |

Planlagte temperaturoppgraderingsprosjekter i område Nord dekker Finnmark, Troms, Nordre Nordland fra Ofoten og nordover nærmeste årene.

- Guolasjokka-Skibotn
- Skibotn - Balsfjord
- Skjomen - Ballangen
- Sildvik-Narvik
- Kanstadbotn-Hinnøy
- Kvandal - Narvik
- Ballangen-Kanstadbotn
- Kirkenes-Varangerbotn

- Kvandal - Kvitnes
- Kvitnes - Kilbotn
- Hinnøy-Sortland
- Lakselv - Skaidi
- Skjomen - Ofoten
- Adamselv-Varangerbotn
- Melbu-Stokmarknes
- Stokmarknes-Sortland
- Lakselv-Sautso
- Skaidi - Alta
- Kvitfossen-Melbu
- Ofoten - Kvandal
- Alta - Skillemoen
- Adamselv - Tana bru

Vi vurderer også muligheten for å temperaturoppgradere følgende ledninger:

- Kvandal – Sildvik
- Sildvik – Tornehavn
- Nordreisa – Guolasjåkka
- Kvænangen – Vinnelys
- Ofoten – Ritsem

Usikkerhet og risiko knyttet til gjennomføring og fremdrift for nødvendige nettinvesteringer

Alle nettinvesteringer Statnett gjør vil ha usikkerhet og risiko knyttet til behov, gjennomføring og fremdrift. Dette kan påvirke rekkefølge, oppstart og gjennomføring av prosjekter.

Usikkerhet og risiko rundt behov er blant annet knyttet til om kunder får endrede behov (endrer eller trekker behov) eller endrer fremdrift på sine prosjekter. Utredningskostnader og anleggsbidragspliktige tiltak reduserer behovsrisikoen.

Tiltak i Nord-Norge har usikkerhet og risiko knyttet til gjennomføring og fremdrift i prosjektene da tiltak ofte går over lange strekninger, tiltak berører reindriftsområder og andre areal- og miljøkonflikter som nasjonalparker og natur av høy verdi.

Tiltak som går over landegrensene, som utenlandsforbindelser, har også en politisk risiko knyttet til vilje og evne til prioritering av forbindelse i nettanleggsporteføljen i flere land, og ikke bare i Norge.