Statnett

Utredning av tiltak for økt forbruk i NO3

November 2026



Statnett

Forord

Det er mange planer om økt forbruk, både i Midt-Norge og ellers i landet, og Statnett er pliktig til å vurdere om nye tilknytninger kan tilknyttes nettet på en forsvarlig måte eller utrede tiltak som gjør dette mulig. Tilknytningen av nytt forbruk må skje innenfor rammene av sikker systemdrift og mye av det planlagte forbruket kan derfor ikke knyttes til før vi har gjennomført planlagte nettforsterkninger. Så er det grenser for hva vi kan løse med mer nettutbygging alene. Vi må også ha produksjon. Statnett har derfor ikke konkrete nettplaner som kan møte behovet til alle modne tilknytningssaker i Midt-Norge. På grunnlag av dette har RME gjort et vedtak om at Statnett er i brudd med tilknytningsplikten.

Denne utredningen er utarbeidet som del av oppfølgingen av RMEs vedtak. Formålet er å klargjøre tiltak innen nett og produksjon som i sum kan gi høy nok forsyningsevne i Midt-Norge til å møte alle modne tilknytningssaker. Et sentralt funn i utredningen er at nettforsterkninger alene ikke kan løse utfordringen. Muligheten for videre forbruksvekst vil også avhenge av utviklingen i kraftproduksjonen lokalt og ellers i landet.

Anders Kringstad
Direktør Markedsanalyse

Anne Sofie Ravndal Risnes
Direktør Regionale planer Nord

November 2026

Utredningen er utarbeidet av Julie Larsen Gunnerød, Kristin Rasdal, Hallvard Breistein, Kaja Sandvik Knudsen og Lisbeth Iversen Flateland



Innholdsliste

	Sammendrag	
Kapittel 1	Problemstilling, formål og metode	8 – 21
Kapittel 2	Vurdering av konseptene	22 – 40

Sammendrag | 1/4

Høy forbruksvekst uten tilsvarende ny produksjon kan gi knapphet i NO3

Det er store forbruksplaner i Midt-Norge (NO3)*. Per november 2026 har vi reservert kapasitet til ca. 960 MW nytt forbruk og ca. 2 800 MW er i kapasitetskø. I tillegg kommer det vi har holdt av til vanlig forbruk (450 MW). Samlet utgjør modne forbruksplaner (reservert og i kø) i dette budområdet ca. 33 TWh i økt årlig forbruk hvis vi antar full utnyttelse av det innmeldte kapasitetsbehovet. I praksis vil det reelle energiforbruket være en del lavere da mange kunder av ulike årsaker ikke vil bruke den tildelte kapasiteten fullt ut. Det planlagte volumet med ny produksjon er uansett mye mindre.

Dersom forbruket vokser raskere enn produksjonen vil energibalansen bli svakere og prisene i området øke. I år med mindre tilsig enn normalt vil det også kunne oppstå perioder med energi- og effektknapphet på vinteren. I disse periodene har ikke nettet inn til området og den lokale produksjonen tilstrekkelig kapasitet i sum til å dekke hele forbruket. Dermed må deler av forbruket reduseres midlertidig for å skape balanse.

Markedet vil trolig dempe ensidig forbruksvekst – men usikkerheten er stor

Høyere priser og utsikter til høyere priser i NO3 som følge av høy og ensidig forbruksvekst vil over tid virke dempende på veksten i forbruket. Nye planer kan bli lagt bort og eksisterende forbruk kan også bli permanent redusert. I sum reduserer dette sannsynligheten for at vi skal kunne havne i et scenario der det kan oppstå perioder med omfattende knapphet i tørrår. Samtidig er det stor usikkerhet knyttet til hvor raskt nytt forbruk kommer og hvordan forbruksaktører responderer på høye kontraktspriser og kraftpriser. Derfor er det etter vår vurdering en viss mulighet for at forbruket stiger så mye at det vil kunne bli en betydelig grad av knapphet i tørrår.

Områdegrenser sikrer at omfanget av knapphet ikke blir for stort

Konsekvensene av energi- og effektknapphet kan være betydelige. Statnett har derfor valgt å sette grenser for ensidig forbruksvekst i flere områder som en ekstra forsikring mot et for stort omfang av effekt og energiknapphet. Dette kommer i tillegg til sikringen markedet gir gjennom prissignalene.

Ved å sette en grense for hvor mye kapasitet vi reserverer til nytt forbruk i hvert område, reduserer vi risikoen for at vi havner i svært anstrengte driftssituasjoner der det i verste fall kan bli avkorting og tvangsmessig utkobling av forbruk – og i ytterste konsekvens rasjonering. I praksis utgjør dette vår vurdering av hva som er driftsmessig forsvarlig forbruksvekst på budområdenivå, uten ny produksjon.

Dagens områdegrense i NO3 ble besluttet i 2023. Nettforsterkninger vi planlegger idriftsatt rundt 2030 ligger til grunn for dagens områdegrense.

Tilknytningsplikten krever at vi utreder eller søker fritak

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har vedtatt at Statnett ikke overholder tilknytningsplikten i område Midt (NO3). Bakgrunnen er at Statnett ikke har konkrete planer for nettforsterkninger for å imøtekomme alle modne forbruksplaner i NO3.

Denne utredningen er utarbeidet som del av vår oppfølging av vedtaket. Formålet er å klargjøre i hvilken grad ytterligere nettforsterkninger utover de som allerede ligger i Statnetts planer kan gi kapasitet til å knytte til alle modne prosjekter. Vi har også vurdert økt lokal kraftproduksjon som et alternativ til nett. Utfordringen i NO3 er ikke først og fremst knyttet til lokale nettiltak, men til å sikre nok energi og effekt inn til området.

*I 2025 var kraftforbruket i NO3 rundt 29 TWh, og maksforbruket i en enkelttime var rundt 5 000 MW. Kraftproduksjonen varierer en del mellom år, og har de siste årene ligget på mellom 24-29 TWh.

Sammendrag | 2/4

Vi gjør en helhetlig vurdering av hva som kan øke forsyningsevnen i NO3

Nettforsterkningstiltak som er planlagt å være i drift til 2030 øker forsyningsevnen i NO3 og er en del av grunnlaget for dagens områdegrense. Så vil Statnetts langsiktige plan med et målnett øke forsyningsevnen ytterligere fram mot 2045, både i NO3 og i resten av landet.

For å synliggjøre effekten ulike nettiltak gir, tallfester vi først forsyningsevnen i NO3 med 2030-nettet og med målnettet. Så analyserer vi hvor mye mer kapasitet vi kan få med nettiltak utover målnettet, og med mer lokal produksjon. Vi vurderer tre ulike konsepter og avveier konseptene mot hverandre i en forenklet vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet:

- Én ytterligere 420 kV-ledning mellom NO3 og NO1
- Én ytterligere 420 kV-ledning mellom NO3 og SE2
- Mer kraftproduksjon lokalt ("alternativ til nett")

I det siste konseptet legger til grunn økt vindkraft på land og økt vannkrafteffekt lokalt i NO3, da dette er de mest sannsynlige kildene til ny kraftproduksjon i et tiårsperspektiv*. Begge deler vil være lønnsomt uten subsidier i våre markedsscenarioer og ved en større vekst i forbruket.

Hvordan forbruket og energibalansen utvikler seg ellers i landet har mye å si for hvor mye vi kan øke forbruket i Midt-Norge før det oppstår knapphet. Vi beregner derfor forsyningsevnen i NO3 både med dagens forbruksnivå i resten av landet, og i to scenarioer hvor hhv. 30 % og 50 % av reservert forbruk er realisert, uten at det samtidig kommer ny kraftproduksjon. Vi viser også en sensitivitet der 100 % av det reserverte forbruket blir realisert uten ny produksjon i resten av landet.

Vi definerer en grense for omfang av knapphet for å sammenligne tiltak

For å tallfeste forsyningsevnen med hvert av tiltakene definerer vi først en grense for omfanget av energi og effektknapphet. Vi bruker andelen av tiden der forbruk kobler ut som følge av ekstra høye priser om vinteren som en indikator på omfanget av energi- og effektknapphet. Den simulerte utkoblingen indikerer hvor mye tiden forbruk reduseres midlertidig for å opprettholde balansen, men gir ikke noe sikkert svar på i hvilken grad nedgangen i forbruket er en markedsrespons eller mer tvangsmessig.

Vi har i denne studien valgt å sette den maksimale grensen for omfanget av knapphet til en simulert forbruksreduksjon i 5 % av tiden om vinteren, i snitt over alle værår i våre modellsimuleringer. Dette kaller vi 5 %-kriteriet**.

Målnettet muliggjør økt forbruk i NO3, men vi må ha kraft å hente

Modellsimuleringene viser at målnettet gjør det mulig å øke forbruket betydelig før vi når 5 %-kriteriet for omfang av knapphet. Om produksjonen øker samtidig som forbruket i øvrige områder kan målnettet gi en enda høyere vekst i forbruket i NO3, alt annet likt.

Sammenliknet med 2030-nettet og dagens områdegrense, finner vi at målnettet øker forsyningsevnen i NO3 med rundt 1,4 -1,8 GW / 12-16 TWh. Dette kommer i tillegg til forbruket som er reservert med utgangspunkt i 2030-nettet. Tiltakene som bidrar mest er den dublerte forbindelsen mellom NO3 og NO4, ny 420-kV forbindelse mellom Helgeland og Sverige, og forsterkning i korridoren fra NO3 via Innlandet og Østlandet til Sørlandet. Ved ensidig forbruksvekst i NO3 vil korridorene mot Sverige og Sørlandet være sentrale for å hente energi til NO3 via økt import fra utlandet.

* Havvind og kjernekraft kan også være aktuelt, men har høyere kostnader og kan trolig ikke realiseres innen 10 år.
**Det vil være ulike meninger om kriteriet på 5 % og vi understreker at nivået er satt som en analyseforutsetning i denne studien slik at vi på likt grunnlag kan sammenligne tiltak som gir økt forsyningsevne.

Sammendrag | 3/4

Ytterligere 420 kV mellom NO3 og NO1 gir marginal kapasitetsøkning

En viktig del av målnettet er å erstatte dagens 300 kV nett mellom Sunndalsøra og Oslo med nye ledninger på 420 kV. Dette gir vesentlig økt overføringskapasitet mellom NO3 og NO1, og bidrar til at vi kan knytte til mer forbruk. En ytterligere 420 kV-ledning mellom NO3 og NO1 via Østerdalen gir kun en lite vekst i kapasiteten til nytt forbruk (100 MW / 0,9 TWh) i våre simuleringer. Når vi legger til grunn at alt reservert forbruk i øvrige områder er realisert, er økningen kun rundt 50 MW økt forbruk. En ytterligere forbindelse fra NO3 til NO5 eller NO4, ville gitt rundt det samme.

Tiltaket gir en relativt liten vekst i den samlede overføringskapasiteten inn til NO3. I tillegg er NO1 et underskuddsområde, dermed blir den simulerte flyten lav på den nye ledningen selv ved stort underskudd i NO3. I sum gir dermed tiltaket lite ny kapasitet til forbruk.

Investeringskostnadene og virkningene for areal og miljø vil være store med NO1-forsterkningen via Østerdalen. Ledningen vil gå gjennom terreng som ikke har transmisjonsnett i dag. Tiltaket kommer i tillegg til målnettet, og det vil ta tid å planlegge, konsesjonsbehandle og gjennomføre et slikt tiltak.

Ytterligere 420 kV mellom NO3 og SE2 gir større kapasitetsøkning

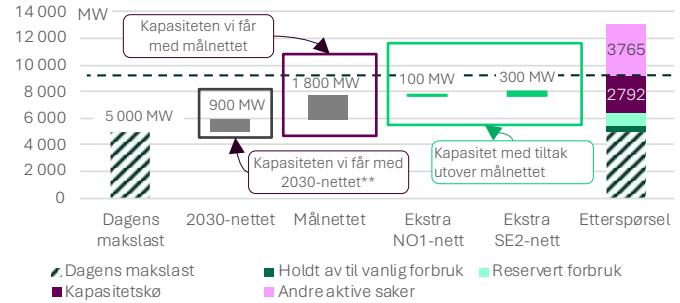
Simuleringene viser at en ytterligere 420 kV-ledning mellom NO3 og SE2, i tillegg til dagens Nea-Midtskog-forbindelse, gir større kapasitet til forbruk i NO3 (300-800 MW / 3,5-7 TWh) enn en ekstra NO1-forsterkning.

Tiltaket gir mer overføringskapasitet inn til NO3 fordi det løser opp i flere begrensende snitt. I tillegg gir tiltaket økt tilgang til produksjonen i Sverige og mer import via svenske mellomlandsforbindelser i sør.

Dermed blir prisen i NO3 lavere med SE2-forsterkningen, enn ved NO1-forsterkningen, selv om prisene fortsatt er høyere enn ved lokal kraftproduksjon. Mye vindkraft og et fortsatt stort overskudd på energibalansen i den nordlige delen av Sverige forsterker dette.

Investeringskostnadene og virkningene for areal og miljø er om lag de samme som for NO1-forsterkningen. En ny ledning til SE2 vil imidlertid kreve svensk medvirkning og er ikke noe Statnett ensidig kan beslutte. Reinvestering av Helgeland-Sverige-forbindelsen, som allerede ligger i målnettet, vil ha høyere prioritet. Vi vurderer at enda en ledning til SE2 er vanskeligere å gjennomføre og at tiltaket eventuelt ligger langt frem i tid.

Forsyningsevne i NO3 med målnettet og ytterligere nettiltak i tillegg til målnettet
(50 % av reservert forbruk realiseres ellers i landet*)



* Tallene for scenarioet med 30 % og 100 % av reservert forbruk er noe annerledes, men endrer ikke konklusjonen.
** Kapasiteten vi får med 2030-nettet er allerede holdt av til vanlig forbruk og det vi allerede har reservert til nytt forbruk

Sammendrag | 4/4

Nettiltak kan ikke løse kapasitetskøen i NO3

Per november 2026 utgjør avsatt kapasitet til vanlig forbruk og modne forbruksforespørsler med reservert kapasitet og i kapasitetskø i sum om lag 4,2 GW / 36 TWh i NO3, ved full utnyttelse av kapasiteten. Det faktiske forbruket hvis alt kommer vil trolig bli noe lavere. Samtidig vil stadig flere av de aktive sakene bli vurdert som modne og gi et enda større volum i sum.

Planlagt nettutbygging til 2030 og videre til målnettet kan gi kapasitet til mellom 1,5-3,1 GW / 13-27 TWh økt forbruk. Så viser vi i denne analysen at ytterligere forsterkningstiltak utover målnettet kan gi kapasitet til noe mer, men at nettiltak alene ikke vil være nok til å kunne knytte til hele kapasitetskøen i NO3. Det skyldes at de andre norske områdene ikke har tilstrekkelig energi eller effekt å levere, og at enkeltvise nettiltak mot utlandet heller ikke gir tilstrekkelig kapasitet.

Økt lokal kraftproduksjon er skalerbar, lønnsom og selvfinansiert

Vi finner at lokal kraftproduksjon sammen med målnettet kan gi tilstrekkelig forsyningsevne til å møte alle modne forbruksplaner i NO3. Lokal kraftproduksjon løser problemet med lokalt energi- og effektunderskudd. Kraftprisen blir derfor mye lavere med økt kraftproduksjon, enn ved nettiltakene, for samme forbruksvekst. Mer konkurransedyktige kraftpriser gjør det også mer sannsynlig at forbruket faktisk blir realisert, hvis det bygges ut ny produksjon enn nettutbygging alene.

Hvis det blir gitt tillatelser til å bygge ut kan lokal kraftproduksjon skaleres opp til høye forbruksnivå. Målnettet tåler høyere vekst i forbruket når produksjonen øker samtidig. I NO3 kan vindkraft på land teknisk bygges i stor skala og det er også flere effektutvidelser i eksisterende vannkraft som planlegges i NO3. Ledetiden er også kortere enn for nettiltakene. Videre kan vindkraft trolig finansieres gjennom kraftsalg, og effektutvidelser vil trolig skje i forbindelse med reinvestering av vannkraftverkene, mens nettiltak vil gi tariffvirkning.

Kommer det nok kraftproduksjon er ikke ekstra nettforsterkning nødvendig

Nettiltak øker ikke alene forsyningsevnen i NO3 tilstrekkelig til å møte etterspørselen, men kan kombineres med ny kraftproduksjon. Men hvis det kommer tilstrekkelig ny kraftproduksjon vil nettforsterkninger utover målnettet ikke lengre være nødvendige for å dekke forbruksveksten.

Økt lokal kraftproduksjon er mest rasjonelt, men er lite realistisk per nå

Målnettet sammen med økt lokal kraftproduksjon fremstår som det mest rasjonelle tiltaket for å øke forsyningsevnen i NO3. Samtidig vil lokal produksjon ha store areal/miljø-virkninger, og vindkraft har ofte møtt motstand i Norge. Utbygging av ny vindkraft er derfor forbundet med betydelig usikkerhet knyttet til lokal aksept, kommunale vedtak og konsesjonsprosesser.

Statnett

Problemstilling, formål og metode

I dette kapittelet introduserer vi problemstilling, formål med utredningen og avgrensning. Vi beskriver metoden vi bruker og forutsetningene vi legger til grunn.



Problemstillingen – kort oppsummert

Ensidig forbruksvekst gir perioder med energi- og effektknapphet
Det er planer om stor vekst i forbruket uten tilsvarende ny produksjon i NO3. Hvis utviklingen fortsetter med ensidig vekst i forbruket vil dette gi mer flyt og økende grad av flaskehals på ledningene inn til NO3 og Norge. I år med mindre tilsig enn normalt vil dette gi økende grad av knapphet på energi og effekt. Da vil den samlede kapasiteten i produksjonen lokalt og på ledningene inn til området være for lav til å dekke hele forbruket. I disse periodene må forbruket reduseres midlertidig for å skape balanse.

Knapphet på energi og effekt håndteres av markedet på budområdenivå. Høye snittpriser vil først bremse forbruksveksten i forkant. Hvis det likevel oppstår situasjoner med knapphet, vil markedet sikre balansen med priser som er så høye at forbruket trolig reduseres. Dersom forbruket ikke reduseres tilstrekkelig gjennom markedsmekanismen, vil det bli avkorting og eventuelt tvangsmessig utkobling av forbruk for å holde balansen.

Selv om høye priser etter hvert vil bremse en høy og ensidig forbruksvekst, er det fullt mulig at Norge og NO3 får en så svak energibalanse at det oppstår betydelig knapphet i tørrår. For samfunnet vil dette være krevende hvis omfanget blir stort, selv om vi gjennom høye priser og i verste fall tvangsmessige utkoblinger, vil klare å drifte selve kraftsystemet sikkert.

Grenser på områdenivå vil være gitt av en definert toleranse for knapphet
Statnett har valgt å ha grenser for forbruksvekst i flere områder som en forsikring mot energi- og effektknapphet, utover det markedet gir. Vi har satt grensene etter helhetlige vurderinger av antatt maksimalt akseptabel grad av knapphet i energi og effekt, og de gjelder kun ved ensidig vekst i forbruket.

Områdegrensene er gitt av nett og produksjon i sum – ikke nettet alene
Grensen per område er gitt av nettet, produksjonen og en definert maksimal grense for omfanget av knapphet i kombinasjon – ikke nettet alene. Mer produksjon gir økt kapasitet i det samme nettet. Økt aksept for knapphet og mer vekt på markedet vil også heve grensen.

Hvis det bygges ut nok produksjon i energi og effekt vil det ikke oppstå knapphet på områdenivå. Da vil grunnlaget for å ha områdegrenser falle bort. Grenser for driftsmessig forsvarlig lokalt vil likevel gjelde.

En eventuell knapphet på energi og effekt vil i stor grad være en felles norsk utfordring på tvers av alle regioner. I et scenario med høy ensidig vekst i forbruket i NO3 vil det samme sannsynligvis også skje ellers i landet. I tillegg vil utvekslingskapasiteten internt i Norge uansett bidra til at knappheten i høy grad blir et felles problem uansett.

Tilknytningsplikten krever at vi utreder eller søker fritak
13. februar 2026 vedtok Reguleringsmyndigheten for energi (RME) at Statnett ikke overholder tilknytningsplikten i område Midt, jf. forskrift om nettregulering og energimarked (NEM) § 3-2 fjerde ledd. Bakgrunnen for vedtaket er at Statnett ikke har konkrete planer for nettforsterkninger som kan gjøre det mulig å knytte til alle modne forespørsler om kapasitet i NO3. Rettefristen er 1. desember 2026.

Utfordringen i NO3 er ikke først og fremst knyttet til lokale nettiltak, men til å sikre nok energi og effekt inn til området. Denne analysen er utarbeidet i henhold til RMEs pålegg, med mål om å gjøre en helhetlig vurdering av tiltak som kan øke forsyningsevnen i NO3.

Vi vurderer forsyningsevnen i NO3 og tiltak for å styrke denne

Formålet med utredningen er å beskrive og tallfeste forsyningsevnen i NO3, og hvilke tiltak som kan øke denne og muliggjøre økt forbruksvekst.

Vi klargjør hvilket nivå av knapphet vi bruker for å finne forsyningsevnen
Som utgangspunkt for analysen definerer vi først hvilket nivå av knapphet vi bruker for å tallfeste forsyningsevnen. Vi bruker her omfanget av prisutkobling om vinteren i våre modellsimuleringer som *indikator* på knapphet når vi definere dette nivået.

Vi finner forsyningsevnen i NO3 med 2030-nettet og målnettet
Vi undersøker hvor mye forbruket i NO3 kan vokse før vi når det definerte nivået av knapphet, både med 2030-nettet og med målnettet (2045).

Vi legger til grunn at ulike nivåer av reservert forbruk realiseres i andre deler av landet, og får ulike verdier for forsyningsevnen. Vi gjør en forenklet analyse og holder derfor kraftproduksjonen i Norge uendret gjennom analysen. Dette er ikke et sannsynlig fremtidsbilde, men fungerer like fullt for å synliggjøre hvordan endringer i energibalansen i andre deler av landet har betydning for hvor mye forbruket i NO3 kan øke ensidig før vi når den forhåndsdefinerte terskelen.

Vi vurderer konsepter som kan gi økt forsyningsevne
Vi vurderer ulike konsepter som kan øke forsyningsevnen ytterligere og muliggjøre økt forbruk i NO3:

- Ny 420 kV-ledning mellom NO3 og NO1*
- Ny 420 kV-ledning mellom NO3 og SE2 **
- Mer kraftproduksjon lokalt

Nettforsterkningene kommer i tillegg til målnettet vi planlegger. For at lokal kraftproduksjon kan være et tiltak som øker forsyningsevnen i NO3 må den kunne levere både energi og effekt. En kombinasjon av vindkraft og økt effekt i eksisterende vannkraft kan her være en aktuell mulighet, og det er dette vi bruker i modellsimuleringene. Hvis det blir aktuelt å bygge kjernekraft eller annen kraftproduksjon som kan bidra med energi og effekt, vil dette ha samme virkning for samme volum ny produksjon.

Vi vurderer hvor mye hvert av hovedkonseptene bidrar til at vi kan øke forbruket i NO3 før vi når det definerte nivået av knapphet.

Vi avveier konseptene mot hverandre
Vi klargjør og sammenligner effekten av hovedkonseptene, og finner det billigste tiltaket som kan forsyne samme forbruksvekst. Vi viser hvilke tiltak som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt og hva som er prisvirkningene av de ulike tiltakene. Konkurransedyktige priser vil ha betydning for hvor mye av forbruk som blir realisert.

Tilsvarende situasjon i andre deler av landet
Også i andre deler av landet er det stor etterspørsel etter tilknytning, og det er utsikter til kraftunderskudd i flere deler av landet. Problemstillingen i NO3 er dermed ikke unik.

*Nettforsterkning til mellom NO3 og NO1 består av en ny 420 kV-forbindelse fra Klæbu via Østerdalen (Rendalen), til Sør-Norge. Forbindelsen vil gå gjennom et område hvor det ikke er transmisjonsnett i dag, og øker overføringskapasitet mellom NO3 og NO1. NO1 er igjen er tett forbundet med resten av Sør-Norge (NO2 og NO5).
**Nettforsterkning mellom NO3 og SE2 består av en ny 420 kV-ledning mellom Nea og Midskog. Ledningen kommer i tillegg til dagens 420 kV-ledning i samme korridor.

I normalår har NO3 underskudd av både energi og effekt

NO3 omfatter Trøndelag, Møre og Romsdal og nordvestlige deler av Vestland. Selv om den sørlige delen av området (Sogn og Fjordane) har et kraftoverskudd, er området samlet sett et underskuddsområde med hensyn til både energi og effekt i et normalt værår. I perioden 2020-2025 har underskuddet i gjennomsnitt vært på rundt 2,5 TWh, men det er store årlige variasjoner. I vår marked-nett modell Samnett har vi et underskudd på i snitt 4 TWh over 29 historiske værår.

Tilgjengelig installert vintereffekt er rundt 3 500 - 3 600 MW, mens det maksimale effektuttaket er rundt 5 000 MW . Underskuddet i energi og effekt dekkes av fire transmisjonsnettledninger mellom NO3 og omkringliggende områder.

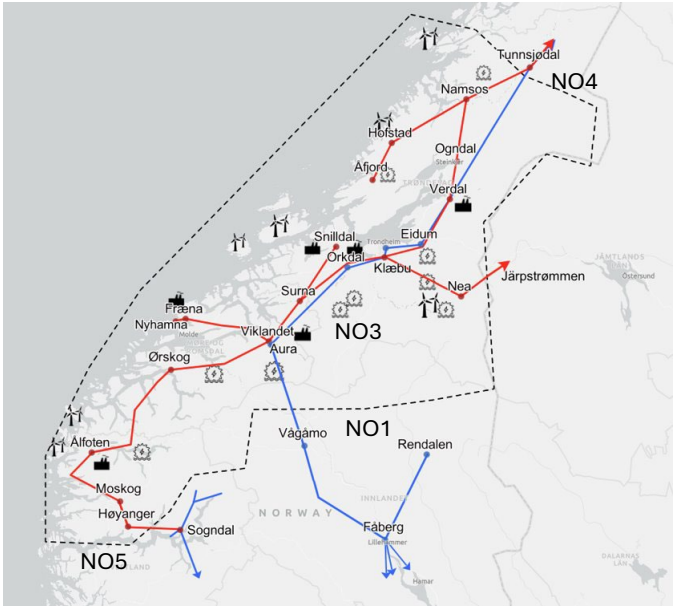
Stor vanlig forbruk er lokalisert i Trondheim (700 MW), og stort industriforbruk er etablert på ulike områder sør i området. Hydros aluminiumsverk i Sunndalsøra er Norges største punktuttak (700 MW). Industriforbruket i regionen utgjør årlig rundt 10-15 TWh eller rundt 50 %, og forbruker relativt jevnt gjennom året.

Vannkraftproduksjonen er i hovedsak i den sørlige halvdelen av området. I tillegg er det lokalisert en god del vindkraft langs kysten. Kraftproduksjonen er derfor spredt og består av både regulerbar og ikke regulerbar produksjon.

Energibalanse (TWh) i NO3 i perioden 2018-2025. Kilde: Avregningstall fra eSett.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kraftforbruk	26,6	26,8	26,9	28,4	28,2	28,3	28,7	29,4
Kraftproduksjon	18,6	21,5	25,2	25,4	28,9	24,2	23,5	27,7
Kraftbalanse	**- 8**	**- 5,3**	**- 1,7**	**- 3**	**0,7**	**- 4**	**- 5,2**	**- 1,7**

Dagens transmisjonsnett med større industri og produksjon



Midt-Norge (NO3) er avgrenset av:

- 300 kV-linje Vågåmo-Øvre Vinstra
- 132 kV-linje Ulset-Savalen
- 420 kV-linje Høyanger-Sogndal
- 132 kV-linje Myklebustdalen-Mel
- 300 kV-linje Verdal-Tunnsjødal
- 420 kV-linje Namsos-NO3

NO3 er dekket av Områdeplan Midt

Områdeplan Sogn til Sunnmøre

Omfattende forbruksplaner i hele landet – stort utfallsrom

Det er mange planer om forbruksvekst i hele landet, drevet av elektrifisering, etablering av ny industri og næringsutvikling. For mange aktører er sikkerhet for fremtidig nettilgang helt sentralt for å kunne videreutvikle og realisere planlagt virksomhet, og håndtering av tilknytningsforespørsler er blitt en av nettselskapenes kjerneoppgaver.

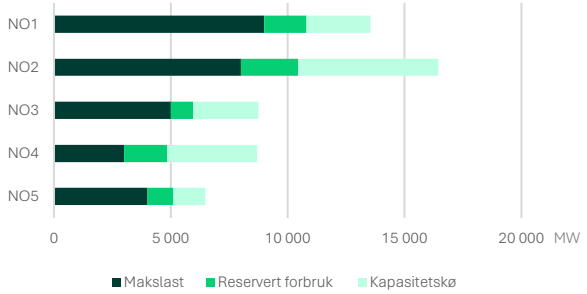
Som eier av transmisjonsnettet har Statnett et særlig ansvar i å legge til rette for tilknytninger. Vi reserverer kapasitet til modne prosjekter, der det er driftsmessig forsvarlig.

Per november 2026 har Statnett reservert kapasitet til ca. 8 150 MW nytt eller økt forbruk i dagens og planlagt nett. I sum utgjør dette årlig rundt 50 TWh. I tillegg er mange prosjekter i kapasitetskø. Utover dette er det også et stort omfang av andre aktive saker hvor modenhet enda ikke er vurdert.

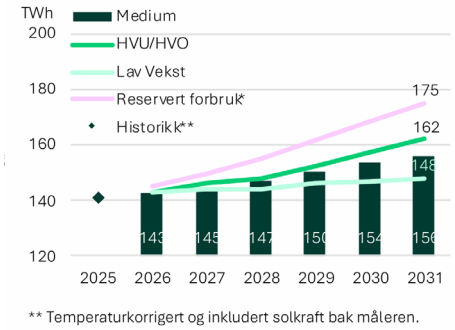
Kraftforbruket i Norge vil med stor grad av sikkerhet øke betydelig fremover, selv om drivkreftene for vekst innen blant annet industri og hydrogen er svakere nå enn for få år siden. En større forbruksvekst vil imidlertid være avhengig av at det også bygges ut tilsvarende volumer ny produksjon målt i energi. Og siden det ligger an til å bli bygget ut lite ny kraftproduksjon i Norge de nærmeste ti årene, vil dette trolig begrense veksten i forbruket.

Omfanget av tilknytningsforespørsler utgjør et større samlet volum enn hva vi anser som et realistisk utfallsrom for forbruksutviklingen. Selv om vi bruker modenhetskriterier for å sikre at det er prosjekter med evne til å gjennomføre som får reservere kapasitet, er det usikkerhet om omfang og plassering av forbruket. Det er samtidig et fullt mulig scenario at forbruket øker så mye at vi får underskudd på energibalansen nasjonalt og regionalt der vi i dag har overskudd.

Makslast, reservert forbruk og forbruk i kapasitetskø



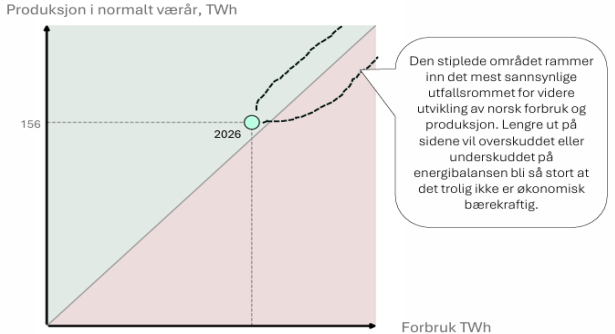
Forbruk i ulike scenarioer frem til 2031



** Temperaturkorrigert og inkludert solkraft bak måleren.

Kilde: Statnetts langsiktige markedsanalyse 2026-2060
HVU/HVO er våre scenarioer for høy vekst.

Ulike utviklingsbaner for norsk forbruk



Kilde: Statnetts langsiktige markedsanalyse 2026-2060

Mange forbruksplaner i NO3 – men lite ny energiproduksjon

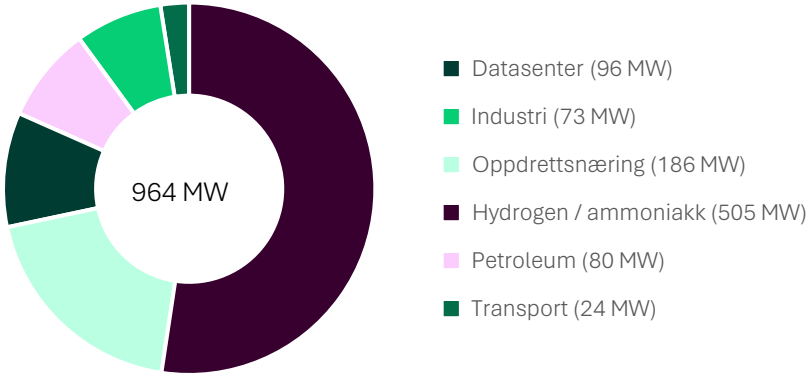
I Midt-Norge (NO3) har Statnett per november 2026 reservert kapasitet til omtrent 960 MW fordelt på 35 modne prosjekter. Hydrogen- og ammoniakkprosjekter utgjør litt over 50 % av den reserverte kapasiteten, mens oppdrettsnæring utgjør ca. 20 %. Gitt en teoretisk brukstid på 100 % utgjør dette 8,4 TWh. I praksis vil forbruket være en del lavere. Vi holder i tillegg av til 450 MW vanlig forbruk i tråd med NEM-forskriften § 3-2a.

Videre står 42 modne prosjekter med samlet effekt på om lag 2 800 MW i kapasitetskø, der rundt 60 % er datasenter. Dette tilsvarer et årlig kraftforbruk i størrelsesorden 24,6 TWh, gitt full brukstid. Vi har i tillegg i underkant av 3 800 MW i andre aktive saker, hvor modenhet enda ikke er vurdert.

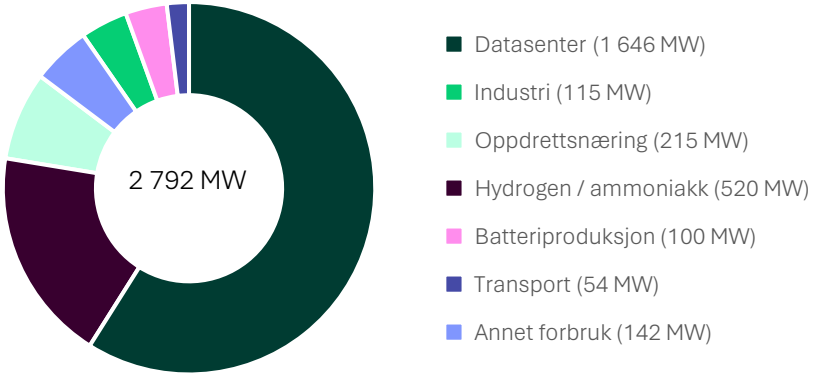
Det er planer om økt vindkraftproduksjon på Stokkfjellet og Ytre Vikna/Rørvik, og noe solkraftproduksjon i området. Dette utgjør om lag 4 TWh. Motstand og lange prosesser gir samtidig lav sannsynlighet for utbygging av noe vesentlig volum det neste tiåret.

Det er også planer om effektutvidelser i flere av vannkraftverkene i området, blant annet i både Aura og Driva kraftverk på Sunndalsøra. Stort reinvesteringsbehov og et behov for mer effekt for å unngå å måtte produsere i perioder med lave priser gir høy sannsynlighet for at noen av disse investeringene blir gjennomført. Dette er samtidig omfattende prosjekter som trolig ikke vil kunne være i drift før i 2035-40.

Reservert forbruk i NO3 (November 2026)



Kapasitetskø forbruk i NO3 (November 2026)



Høye priser vil bremse forbruksveksten og balansere knapphet

Høye snittpriser vil i økende grad bremse en ensidig forbruksvekst
Når forbruket øker mer enn produksjonen i NO3 og i Norge vil dette redusere de gjennomsnittlige energibalansene. Dette gir økt nettoimport inn til hhv. NO3 og Norge. For at en slik nettoimport skal kunne skje vil vannkraftprodusentene sette høyere vannverdier enn kraftprisene i naboland eller naboregioner. Hvis underskuddet er størst i NO3 gir dette høyere priser i NO3 enn ellers i Norge. Tilsvarende gir et energiunderskudd i Norge norske snittpriser som er på nivå eller høyere enn i andre land. I tillegg vil knapphet på energi og effekt i tørrår gi ekstra høye pristopper, drevet av kostnadene ved å redusere forbruk midlertidig.

Utsikter til høye snittpriser vil bremse en ensidig vekst i forbruket. Via økte priser på fastpriskontraktene skjer denne markedstilpasningen flere år i forkant av selve scenarioet. Etter hvert som flere forbruksaktører tar investeringsbeslutning og med dette etterspør fastpriskontrakter, og det samtidig ikke tas beslutninger om å bygge ny produksjon, vil prisene på fastpriskontraktene øke sammenlignet med nivået i andre områder av landet eller i andre land. Dette gir økende insentiver til å flytte etableringen av nytt forbruk til andre områder og land. Tilsvarende vil eksisterende industri og næring utsette investeringer, nedskalere, flytte ut eller avvikles.

Vi vet ikke hvor raskt økende priser vil dempe veksten i forbruket. For mange av forbruksaktørene er kraftprisen bare en av mange faktorer som spiller inn. Det er imidlertid bred konsensus om at høye kraftpriser vil bidra til å bremse veksten. Og hvis prisene går høyt nok vil nettoveksten i forbruket til slutt stoppe opp. Datasentre med høy betalingsvilje kan likevel øke forbruket, men vil i økende grad skyve ut eksisterende aktører.

Høye priser demper etablert forbruk midlertidig i perioder med knapphet
Hvis vi er i et scenario med svak energibalanse og så får et tørrår med knapphet på energi og effekt, vil markedet bidra til balanseringen ved at flyten holder seg innenfor grensene for sikker drift ved å la prisene øke helt til forbruket reduseres midlertidig. Siden de fleste forbruksaktørene er lite fleksible og har høye kostnader forbundet med å redusere forbruket, vil prisene i disse periodene normalt øke til et nivå mange ganger høyere enn prisene gitt av driftskostnadene til de dyreste kraftverkene i markedet.

Hvor høyt prisene må gå før forbruket bøyer av vil avhenge av en rekke usikre faktorer. Det vi derimot med sikkerhet kan si er at det blir mer lønnsomt å redusere forbruket desto høyere prisene er og desto lengre perioden med ekstra høye priser varer. For å sikre at markedet gir balanse ved knapphet er pristaket i markedet satt til et svært høyt nivå på 5000 €/MWh. Med så høye priser vil bare et fåtall bedrifter kunne videreføre en lønnsom produksjon.

Det at bedriftene har fastpriskontrakter endrer ikke at det vil være lønnsomt å stenge ned eller redusere aktiviteten når prisene blir høye nok. Hvis det å stenge og selge kraften tilbake til markedet gir større overskudd enn å fortsette driften vil det være mer lønnsomt å gjøre dette selv om bedriften har en fastpriskontrakt.

Siden kraftmarkedet ble innført har vi så langt ikke hatt noen erfaringer med langvarige perioder med priser over 1 000 €/MWh. Under den europeiske energikrisen i 2022 var norske kraftpriser på det høyeste fortsatt "bare" en tiendel av nivået til pristaket i markedet.

NO3 – grensen sikrer at omfanget av knapphet ikke blir for stort

Flere tiltak sikrer balanse ved energi og effektknapphet

Det må alltid være like mye forbruk som produksjon i det samlede kraftsystemet. Og kraftflyten i nettet må hele tiden holdes innenfor overføringsgrensene for sikker systemdrift, slik at vi unngår ukontrollerte utfall i hele eller større deler av kraftsystemet. Markedsreglene tillater derfor ekstremt høye kraftpriser for å sikre nødvendige forbruksreduksjoner i perioder med knapphet.

Hvis ikke forbruksreduksjonene som skjer i døgnmarkedet er nok og det likevel gjenstår en ubalanse etter markedsklareringen vil det etter markedsreglene og markedsalgoritmen, Euphemia, automatisk bli iverksatt en egen avkortingsrutine der balanseansvarlige på forbrukssiden får beskjed om å kutte ned på planlagt forbruk slik at balansen sikres. Hvis de balanseansvarlige ikke gjennomfører dette må de betale ubalanse-prisen på differansen mellom faktisk forbruk og det forbruket de fikk beskjed om å avkorte i det aktuelle tidsavsnittet.

Pristaket i ubalansemarkedet er 15000 €/MWh, som er betydelig høyere enn i døgnmarkedet (5000€/MWh). Kostnadene ved å ikke etterkomme kravet om avkorting kan dermed bli svært høye. Dette gir et sterkt insentiv til å gjøre grep som sikrer at man klarer å kutte planlagt forbruk.

Og hvis heller ikke dette er tilstrekkelig har Statnett fullmakt til å manuelt koble ut forbruk ved tvang. Samlet sikrer disse virkemidlene at driften av det gjenværende kraftsystemet vil kunne skje på en sikker måte nærmest uavhengig av omfanget av knapphet.

Områdegrenser gir en ekstra forsikring utover markedsmekanismene

Knapphet på energi og effekt vil være krevende for samfunnet og de som tvinges ut gjennom ekstreme priser, avkorting og tvangsmessig utkobling av forbruk – og i ytterste konsekvens rasjonering av forbruket. Jo større og mer hyppig knappheten er, jo verre er konsekvensene for samfunnet.

Og selv om markedet trolig begrenser hvor mye nytt forbruk som faktisk realiseres gjennom høyere priser, så er det samtidig stor usikkerhet knyttet til hvor raskt nytt forbruk kommer, hvilke prosjekter som blir realisert og hvordan forbruksaktørene vil respondere på høye kraftpriser.

Statnett har derfor valgt å sette grenser for ensidig forbruksvekst i flere områder som en ekstra forsikring mot energi- og effektknapphet, utover den sikringen markedet gir gjennom prissignalene. I praksis utgjør dette vår vurdering av hva som er driftsmessig forsvarlig forbruksvekst på budområdenivå, uten ny produksjon.

Ved å sette en grense for hvor mye kapasitet vi reserverer til nytt forbruk i hvert område, reduserer vi risikoen for at vi havner i svært anstrengte driftssituasjoner med risiko for tvangsmessig utkobling av forbruk og i ytterste konsekvens rasjonering.

Dagens områdegrense i NO3 ble besluttet i 2023. Transmisjonsnettet vi planlegger idriftsatt rundt 2030 ligger til grunn for dagens områdegrense.

Områdegrensene settes ut fra en valgt grense for knapphet

Grenser på områdenivå forutsetter at vi definerer et maksimalt akseptabelt omfang av knapphet. Her kan vi gjøre beregninger som viser hvor ofte og hvor mye forbruket i et område må reduseres midlertidig, for en gitt ensidig vekst i forbruket. Vi kan imidlertid ikke beregne hva som er det riktige nivået for akseptabel knapphet i tørrår. Det vil være et valg.

Vi har i denne studien valgt å sette den maksimale grensen for omfanget av knapphet og forbruksreduksjon til i 5 % av tiden om vinteren, i snitt over alle værår i våre modellsimuleringer. For NO3 gir dette en gjennomsnittlig nedgang i forbruket på rundt 500 GWh i gjennomsnitt over alle værår. I tørrår betyr dette at det er midlertidig nedgang i forbruket nesten kontinuerlig gjennom hele vinteren.

Det vil være ulike meninger om grensen på 5 % og vi understreker at denne er satt foreløpig i denne studien for å kunne sammenligne tiltak som gir økt forsyningsevne på likt grunnlag. Statnett vil jobbe videre med å etablere en avklart grense for omfang av knapphet ved videre bruk av områdegrenser, både i NO3 og ellers i landet.

Våre markedsmodeller gir ikke et fullstendig bilde av alle relevante sammenhenger i kraftsystemet. Vi simulerer blant annet med intakt nett og generelt vil modellen overoptimalisere sammenlignet med det reelle systemet. Det er derfor sannsynlig at et scenario med 5 % simulert midlertidig forbruksreduksjon vil gi et større omfang av knapphet i virkeligheten. Dette 5 %-kriteriet er nærmere omtalt på side 19 og 20.

Drivkreftene for forbruksvekst gjelder i hele landet og det er planlagte prosjekter i alle områder. Det er derfor ikke mulig å se for seg et scenario der forbruket øker i NO3 alene. Vi legger derfor til grunn i simuleringene en høy grad av ensidig vekst også i andre deler av landet. I beregningene ser vi på tre scenarioer, ett med dagens (2026) forbruk og to scenarioer hvor ulike grader av reservert forbruk realiseres (30 % og 50 %) ellers i landet.

Førstnevnte scenario er kun med som et sammenligningsgrunnlag, da det er høye volum reservert forbruk i øvrige områder og forsyningsevnen i NO3 bør vurderes i lys av dette. I disse scenarioene er energibalansen redusert sammenlignet med i dag, og det er en viss knapphet også i andre områder, som gir høyere priser – før vi legger til økt ensidig forbruk i NO3.

I tillegg har vi undersøkt en sensitivitet hvor 100 % av det reserverte forbruket realiseres. Norsk kraftpris vil da i snitt vil være om lag dobbelt så høy som snittprisen i våre naboland.

Dagens områdegrense er basert på nettet rundt 2030

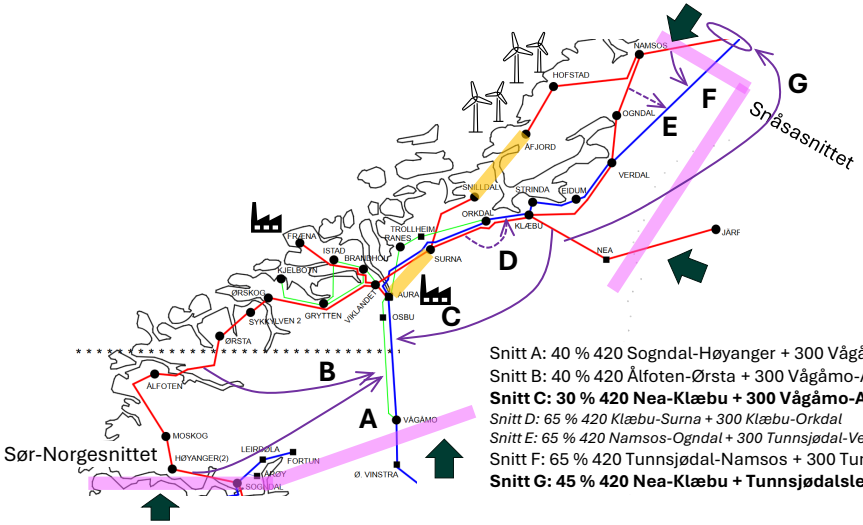
Dagens områdegrense i NO3 ble besluttet i 2023. Vi la til grunn analyser med en noe annen metodisk tilnærming enn den vi bruker i denne rapporten og gjorde i tillegg skjønnsmessige vurderinger. Analysene tok utgangspunkt i 2030-nettet, som er et nett ganske likt dagens.

Vi la til grunn at nettforsterkningene 420 kV Åfjord-Snilldal og 420 kV Surna Viklandet 2 (nå 420 kV Surna-Hårstad) ville komme på plass, og anså dette som grunnleggende forutsetninger for økt forbruk på Nord-Vestlandet generelt og Møre-regionen spesielt. Kartet viser dagens transmisjonsnett i NO3 med disse to nettforsterkningene indikert (gult), sammen med relevante storsnitt (rosa) og de viktigste underliggende begrensende kombinasjonssnittene (A-G).

Av disse kombinasjonssnittene forsvinner Snitt D og –E som følge av 420 kV Åfjord-Snilldal og 420 kV Surna-Hårstad, mens det er Snitt C og G som utgjør de viktigste regionale enkeltbegrensingene når vi simulerer denne topologien i dag.

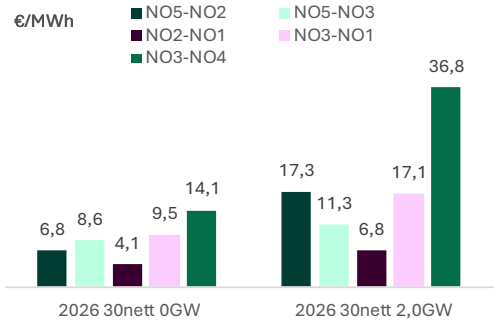
De regionale begrensingene inn til NO3 er imidlertid kun en del av bildet. Når vi øker forbruket i NO3 får vi også store flaskehalser ellers i landet:

- Internt i NO4 (Nord – Sør for Svartisen/Salten-traktene))
- Mellom Nord-Sverige og Helgeland (SE1-NO4)
- Internt i Sør-Norge rundt Sauda (NO2-NO5)



Snitt A: 40 % 420 Sogndal-Høyanger + 300 Vågåmo-Aura
Snitt B: 40 % 420 Ålfoten-Ørsta + 300 Vågåmo-Aura
Snitt C: 30 % 420 Nea-Klæbu + 300 Vågåmo-Aura
Snitt D: 65 % 420 Klæbu-Surna + 300 Klæbu-Orkdal
Snitt E: 65 % 420 Namsos-Ogndal + 300 Tunnsjødal-Verdal
Snitt F: 65 % 420 Tunnsjødal-Namsos + 300 Tunnsjødal-Verdal
Snitt G: 45 % 420 Nea-Klæbu + Tunnsjødalsledningene

Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2030-nett – 2026 forbruksnivå med- og uten 2000 MW i NO3



Det er flaskehals inn til NO3 – vi får god kapasitet internt i området

I vurderingen av hvorvidt en tilknytning er driftsmessig forsvarlig vurderer vi ulike lag med kapasitetsbegrensninger. NO3-grensen er satt for området som helhet og med mål om å sikre at omfanget av knapphet ikke blir for stort. Med kapasiteten vi holder av til vanlig forbruk (450 MW) og har reservert (ca. 960 MW) / er i ferd med å reservere til nytt forbruk er denne grensen nådd.

Innad i NO3 er det større variasjon med hensyn til lokale kapasitetsbegrensninger og hvorvidt en tilknytning er driftsmessig forsvarlig. I enkelte stasjoner er det allerede i dag kapasitet til noe forbruksøkning. I nesten alle stasjoner er det kapasitet til ny kraftproduksjon, men hvor store volum som kan tilknyttes varierer.

Vi er i gang med og har omfattende planer for å forsterke ledningsnettet og øke transformeringskapasiteten innad i NO3. Vi startet bygging av ny 420 kV mellom Surna og Hårstad (Sunndalsøra) i 2025, og avventer endelige tillatelser for ny 420 kV mellom Åfjord – Snilldal. Økt transformerings-kapasitet gjennom flere nye transformatorstasjoner og transformatorer bidrar til forsyningssikkerhet og mer kapasitet i grensesnittet mot regionalnettene. Med dette vil kapasiteten til å tilknytte nytt større forbruk og ny produksjon under de enkelte stasjonene bli bedre.

Selv om de planlagte tiltakene vil gi god kapasitet internt, kan det oppstå lokale begrensninger hvis veldig mange av forbruksplanene realiseres.

Gjennomgående er det også stort behov for økt kapasitet i regionalnettet, hvor de fleste tilknytninger skjer.

Vi bruker modell og vurderinger til å finne effekten av tiltak

For å kunne sammenlikne forsyningsevnen som de ulike tiltakene gir på et konsistent grunnlag må vi velge et nivå av knapphet som vi bruker til å finne forsyningsevnen. I denne studien har vi valgt å sette den maksimale grensen for omfanget av knapphet og forbruksreduksjon som følge av prisutkobling, til 5 % av tiden om vinteren, i snitt over alle værår i våre modellsimuleringer. Dette kaller vi *5 %-kriteriet*. På neste side beskriver vi hva dette nivået innebærer av knapphet i enkeltår.

Med utgangspunkt i at vi skal overholde 5 %-kriteriet bruker vi modellsimuleringer til å finne forsyningsevnen med ulike tiltak. Vi øker forbruket i NO3 gradvis for å finne mengden forbruk som gir 5 % varighet av forbruksreduksjon ved prisutkobling om vinteren.

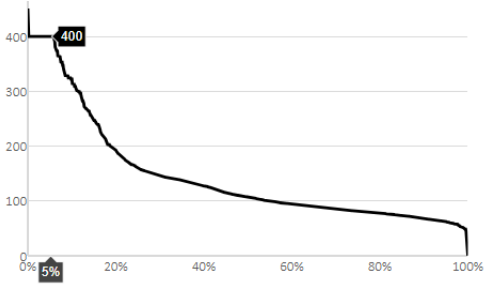
På varighetskurven for vinterkraftpris i NO3 kan vi observere om vi når 5 %-kriteriet. I figuren lengst til venstre ser vi et eksempel der kriteriet er nådd ved at kraftprisen er på utkoblingsprisen* for forbruk i 5 % av tiden. Omfanget av forbruksreduksjonene varierer mye mellom tørrår og våtår.

5 %-nivået for forbruk er maksimal mengde forbruk vi kan legge til i NO3, før vi når kriteriet, for et gitt tiltak. Nettiltakene gir ulikt 5 %-nivå forbruk.

Tiltaket "mer kraftproduksjon lokalt" kan oppå samme 5 %-nivå forbruk som nettiltakene, det kommer bare an på mengden energi og effekt. Vi bruker da modellsimuleringer til å finne den nødvendige mengden energi og effekt som må realiseres for å muliggjøre de samme forbruksnivåene som nettiltak (hensyntatt 5 %-kriteriet).

Utviklingen i forbruk i omkringliggende områder har betydning for hvor mye forbruket i NO3 kan øke før kriteriet nås. Vi har ulike scenario for forbruksveksten i øvrige deler av landet: 2026-forbruket og to scenario hvor vi forutsetter at 30 og 50 % av reservert forbruk realiseres. Vi har lagt til grunn full brukstid i forbruket. I alle scenarioene holder vi produksjonen uendret fordi det sentrale er netto energibalanse, ikke systemstørrelsen ellers i landet. I *30 %* og *50 %* har vi også redusert energibalansen i Nord-Sverige (SE1 og SE2). Se tabellen for energibalansen i de ulike scenarioene – før vi øker forbruket ensidig i NO3.

Illustrasjon av *5%-kriteriet*
- på varighetskurven for kraftpris i NO3



*Utkoblingsprisen for de nye forbrukstrinnene i NO3 som vi tester med er satt til 400 €/MWh. Utkoblingsprisen kan også være høyere, uten at det påvirker varigheten av utkoblingen, bare prisnivået.

Energibalanse i Norge og (Nord-)Sverige for de tre scenarioene [TWh] før vi øker forbruket i NO3

	Norge	Nord-Sverige	Sverige
2026	17	40*	14
30 %	3	30	3
50 %	- 10	20	-7

*Dagens energibalansen i Nord-Sverige er rundt 55 TWh i dag. Vi har lagt til grunn en lavere energibalanse enn dette i 2026-scenarioet

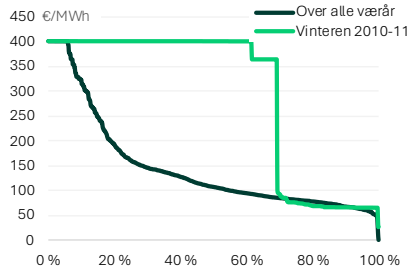
5 %-kriteriet innebærer betydelig forbruksutkobling i enkeltår

Vi har i denne studien valgt å sette den maksimale grensen for omfanget av knapphet og forbruksreduksjon til 5 % av tiden om vinteren, over alle værår i våre modellsimuleringer. Selv om 5 % kan fremstå som et begrenset omfang av knapphet, vil det være betydelige forskjeller mellom tørrår og våtår. I våre simuleringer får vi midlertidig nedgang i forbruket nesten kontinuerlig gjennom hele vinteren i tørrår.

Varighetskurven nedenfor illustrerer dette. Vi har brukt vinteren 2010-11 (kald og tørr) som eksempel, og varighetskurven viser at forbruk er utkoblet 70 % av tiden gjennom denne vinteren, som innebærer at det er betydelige energivolum som kobler ut på pris i modellen.

At forbruksreduksjonen er såpass omfattende i enkeltår vil være krevende for samfunnet. Samtidig bør heller ikke grensen settes for lavt, for da gir vi ikke markedet mulighet til å virke og til å gi tilstrekkelige prissignaler.

Illustrasjon av hva 5 %-kriteriet gir av forbruksutkobling gjennom vinteren (uke 49-9), over alle vær og vinteren 2010-11



Det vil være ulike meninger om grensen på 5 %, og det finnes ikke et fasitsvar på hva som er riktig nivå for en slik grense. I denne studien er imidlertid et av hovedpoengene å vise hvordan ulike tiltak kan øke forsyningsevnen. Og forskjellen i forsyningsevne og kriterienivå for forbruk, holder seg lik med ulik toleransegrense for knapphet. For eksempel vil en lavere toleransegrense enn 5 % gi et lavere kriterienivå for forbruk (GW), men differansen mellom hvilket forbruk målnettet kan forsyne, sammenlignet med 2030-nettet, vil være lik som for 5 %-kriteriet.

Områdegrensene, både i NO3 og ellers i landet, vil settes basert på flere forhold, hvor kriteriumsnivået for forbruk, og hensynet til energi- og effektknapphet, er et av hensynene som vil spilles inn.

En betydelig forskjell i produksjon og forbruk i et område gir risiko for stor ubalanse ved kortvarige feil og forstyrrelser. Disse ubalansene kan medføre at helt vanlige feil i kraftsystemet kan føre til ustabilitet og i ytterste konsekvens systemkollaps i deler av eller hele det nordiske synkronområdet. Dette er en problemstilling med økt aktualitet, på grunn av de tekniske egenskapene til forbruket som nå står i kø, det store volumet av nytt forbruk og konsentrasjonen i enkelte områder. Slike begrensninger kan slå inn på tvers av prisområder. Sikkerhet og beredskap vil også vektlegges.

Samfunnsøkonomisk vurdering av nettiltak og kraftproduksjon

Vi gjør en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av nettforsterkning til NO1 og SE2, utover målnettet, opp mot mer lokal kraftproduksjon (alternativer til nett). Konseptene som vi vurderer er:

- Ny 420 kV-ledning mellom NO3 og NO1
- Ny 420 kV-ledning mellom NO3 og SE2
- Mer kraftproduksjon lokalt - tilsvarende effekt/energi (GW/TWh) som nettforsterkningene gir

Vi klargjør hva som er rimeligste tiltak for å forsyne samme forbruksvekst i NO3. Vi sammenstiller kostnadene for nettforsterkningene, med kostnadene for mengden lokal kraftproduksjon som er nødvendig for å forsyne samme nivå forbruksvekst i NO3 som nettforsterkningene.

For å gjøre tiltakene sammenlignbare har vi tatt utgangspunkt i overføringskapasiteten i nettet, og beregnet hvor mye energi ledningen kan muliggjøre. Denne energimengden er deretter brukt som referanse for å estimere kostnaden ved å produsere tilsvarende energivolum med lokal kraftproduksjon.

Nyttevirkningene – forsyningssikkerhet, miljø og areal, og verdien av ny produksjon og forbruk – er vurdert på et overordnet nivå. I tillegg har vi gjort en overordnet vurdering av andre beslutningsrelevante forhold.

Prissatte kostnader:

Kostnadsforskjeller knyttet til å dekke samme energibehov gjennom henholdsvis økt overføringskapasitet og ny produksjon.

- Kostnadene for nettiltak er etablert ved bruk av Statnetts Estimatklasse 5 for investeringskostnader og erfaringstall for drift- og vedlikeholdskostnader. Vi gir et samlet estimat for investerings- og drift- og vedlikeholdskostnader for nettiltak.
- Kostnader for økt kraftproduksjon er etablert ved bruk av NVEs Levelized cost of energy (LCOE) - gjennomsnittlige kostnaden per kWh fordelt over den økonomiske levetiden til et kraftverk. Gir investerings- og drift- og vedlikeholdskostnader for økt kraftproduksjon.

Sentrale nyttevirkninger

- Forsyningssikkerhet definerer vi som redusert risiko for ikke-levert energi, økt robusthet m.m.
- Miljø- og arealvirkninger (overordnet) innebærer virkning på arealbruk og naturpåvirkning, CO2-utslipp
- Verdi av ny produksjon og nytt forbruk

Andre relevante beslutningsrelevant forhold:

- Oppfyllelse av regelverk og tiltakenes funksjon i kraftsystemet
- Skalerbarhet og potensial for økt tilknytning
- Tidsperspektiv for realisert økt kapasitet
- Gjennomføringsrisiko, aksept og samfunnspåvirkning

Statnett

Vurdering av konseptene

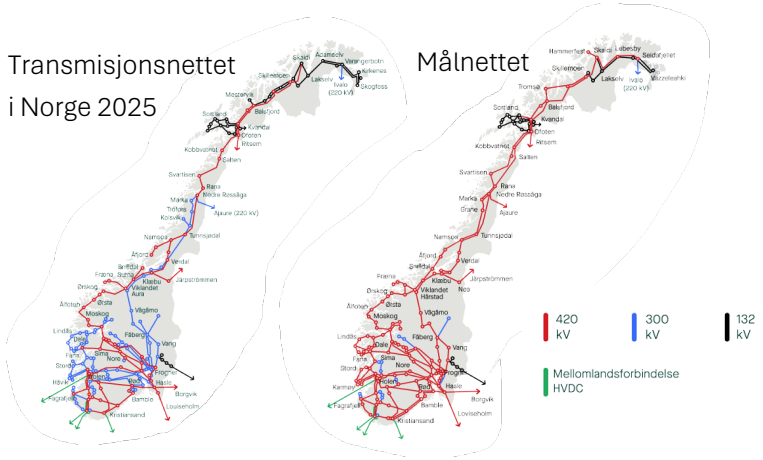
I dette kapittelet beskriver vi hvordan målnettet øker forsyningsevnen i NO3 og vurderer tre konsepter som kan øke forsyningsevnen utover kapasiteten vi får med målnettet. Vi beskriver virkningene av de tre konseptene, og avveier de mot hverandre til slutt.



Vi planlegger store investeringer for å realisere målnettet

Målnettet er godt forankret og øker kapasiteten i hele systemet
Målet for Statnetts utbygging av transmisjonsnettet er fremstilt som et målnett på 420 kV i 2045. Behovet for å forsterke transmisjonsnettet er drevet av et betydelig reinvesteringsbehov, energiomstilling og planer om ny næringsvirksomhet. Målnettet gir mye større overføringskapasiteter i hele landet, færre flaskehalser og mindre prisforskjeller. Behovet for og effekten av de planlagte forsterkningene er nærmere beskrevet i "Analyse av transportkanaler 2025-2050".

Målnettet legger til rette for en dobling av norsk kraftforbruk. Dette forutsetter nok effekt og fleksibilitet, og en balansert utvikling av produksjon og forbruk i de ulike regionene. Kombinasjonen av nettkapasitet, produksjon, effekt og fleksibilitet, og grad av samlokalisering, avgjør i sum hvor mye forbruk systemet kan håndtere, og hvor effektivt og sikkert det blir.



Flere tiltak vi planlegger som del av målnettet har betydning for NO3
Selv om ingen av tiltakene i målnettet er planlagt for å forsyne ensidig forbruksvekst i NO3, styrker tiltakene sentrale transportkorridorer og får dermed betydning for forsyningsevnen i området. Det er vanskelig å si noe om effekten av enkelttiltak, fordi effekten avhenger av samspillet mellom flere nettforsterkninger og av utviklingen i energibalansen i øvrige områder.

Med målnettet styrker vi nettet internt i NO3 og inn til NO3 fra NO1 og fra NO4. Vi styrker forbindelsen NO4-SE2 som er viktig for forsyningsevnen, særlig med en stor forbruksøkning i Midt- og Nord-Norge. Målnettet gir en sammenhengende korridor via Østlandet til Sørlandet. Ved ensidig forbruksvekst i NO3 vil denne hente energi ved økt import fra utlandet.

Internt i NO3 er de viktigste tiltakene 420 kV Åfjord-Snilldal og 420 kV Surna-Viklandet 2 (nå 420 kV Surna-Hårstad). Effekten av disse to tiltakene er hensyntatt i dagens områdegrense.

Forsterkning av sentrale korridorer med betydning for NO3

	Status
Spenningsoppgradering Helgeland - Sverige (NO4-SE2)	KVU Helgeland-Sverige ble publisert i september 2026. En eventuell beslutning om å oppgradere dagens 220 kV-ledning til 420 kV vil være en felles beslutning mellom Statnett og Svenska kraftnät.
Spenningsoppgradering Gudbrandsdalen	Flere lednings- og stasjonsprosjekt vil i sum bedre kapasiteten.
Korridoren Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal – Namsos	Spenningsoppgradering (nybygging og sanering) bestående av flere lednings- og stasjonsprosjekt som i sum vil bedre kapasiteten.

Målnettet muliggjør økt forbruk i NO3, men vi må ha kraft å hente

For å vise hvor mye kapasitet målnettet gir, undersøker vi hvor mye forbruk vi kan legge inn i 2030-nettet, og i målnettet, før vi når 5 %-kriteriet.

Hvordan forbruket i omkringliggende områder utvikler seg har betydning for hvor mye forbruket i NO3 kan øke før kriteriet nås. Vi undersøker derfor forbruksvekst i NO3 i lys av tre ulike scenerier for forbruksvekst i andre deler av landet (2026-forbruk, 30 % av reservert forbruk realiseres og 50 % av reservert forbruk realiseres). Se nærmere beskrivelse på side 19.

Med 2030-nettet nås 5 %-kriteriet ved en forbruksvekst på 2,2 GW i NO3, med 2026-forbruket i øvrige områder. Dersom 30 % av det reserverte forbruket i resten av landet realiseres, når vi kriteriet ved en vekst på 1,6 GW. Årsaken til differansen er at økt forbruk i NO3 forutsetter tilgang på kraft i andre deler av systemet. Dersom 50 % av det reservert forbruket realiseres i øvrige deler av landet er 5 %-nivået for forbruk i NO3 enda lavere og på 0,9 GW.

I alle scenarier muliggjør målnettet betydelig vekst i forbruket før 5 %-kriteriet nås. Med målnettet og 30 % reservert forbruk i andre områder når vi kriteriet ved en forbruksvekst på 3,0 GW i NO3, en økning på 1,4 GW sammenlignet med 2030-nettet. Med 50 % reservert forbruk ellers i landet er økningen fra 2030-nettet til målnettet enda større (1,8 GW). Særlig oppgraderingen innad i NO3 og den dublerte forbindelsen mellom NO3 og NO4 bidrar til dette. Når energibalansen er svakere, som i 50 % scenarioet, krever det et sterkere nett for at forsyningsevnen skal øke.

Å bygge det planlagte målnettet er helt sentralt for å øke forsyningsevnen i NO3 på kort og mellomlang sikt. Samtidig overstiger summen av forespørsler i kapasitetskø (~2800 MW) den økte forsyningsevnen som målnettet muliggjør utover kapasiteten i 2030-nettet. Kapasiteten i 2030-nettet er bundet opp med vi har reservert til nytt forbruk og holder av til vanlig forbruk. Videre i kapittelet undersøker vi derfor hvordan tiltak utover målnettet kan bidra til å øke forsyningsevnen i NO3 ytterligere.

Forbruksvekst i NO3 opp fra dagens forbruksnivå,
før 5 %-kriteriet nås – med 2030-nettet og målnettet*

	2030-nett	Målnett 2045	Forskjell i 5 %-nivå (2030-nettet til Målnett)
	5 %-nivå [GW]	5 %-nivå [GW]	
2026 forbruksnivå i Norge	2,2	3,1	0,9 GW / 8 TWh
30% av reservert forbruk	1,6	3,0	1,4 GW / 12 TWh
50% av reservert forbruk	0,9	2,7	1,8 GW / 16 TWh

*En annen toleransegrense for knapphet enn 5% ville hevet og senket de absolutte 5%-nivåene (GW) med en henholdsvis høyere og lavere %-vis toleranse. Men differansen mellom hva de ulike tiltakene gir ville vært konstant, det vil si hva Målnettet gir sammenlignet med 2030-nettet.

Konsepter for økt forsyningsevne (utover målnettet) i NO3

Vi ser på følgende tre konsepter som kan øke forsyningsevnen og muliggjøre økt forbruk i NO3, utover hva som målnettet gir:

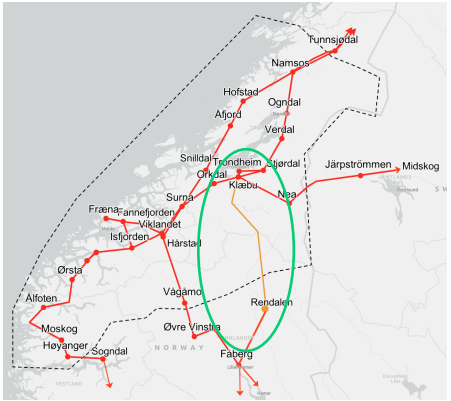
- Ny 420 kV-forbindelse mellom NO3 og NO1
- Ny 420 kV-forbindelse mellom NO3 og SE2
- Mer kraftproduksjon lokalt

Nettforsterkningene kommer i tillegg til målnettet. I konseptet "mer kraftproduksjon lokalt" legger vi i denne studien til grunn kombinasjonen vindkraft på land og økt vannkrafteffekt. Vindkraft til havs ville ha levert energi på samme måte som vindkraft på land, men kostnadene er høyere. Kjernekraft er et annet alternativ som leverer både energi og effekt.

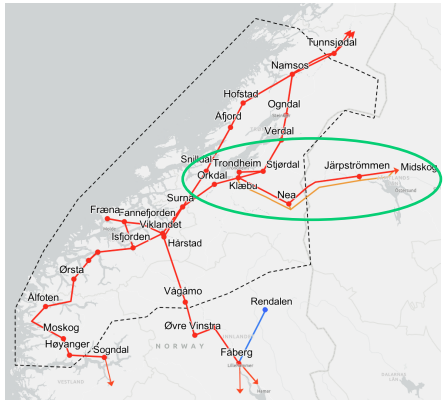
Med konseptene klargjør vi hva som er mulig nettoøkning for forbruk i NO3. Energieffektivisering er et mulig tiltak som vil muliggjøre høyere bruttovekst i forbruket. Samtidig vil begrensningen for nettovekst være den samme. Vi har derfor ikke energieffektivisering som eget tiltak.

I NO4 og NO5 er det også utsikter til kraftunderskudd og konseptuelt vil virkningene av å forsterke nettet mellom NO3 og disse områdene være omtrent de samme som for ny ledning til NO1. Samtidig vil ny forbindelse til NO5 eller NO3 trolig være mer kostbar enn forbindelse til NO1, som følge av mer krevende terreng (til NO5) og lengre trasé (til NO4), se også side 29 for mer beskrivelse. For enkelhets skyld har vi i denne analysen kun fokusert på én intern nettforsterkning, forsterkning mellom NO3 og NO1.

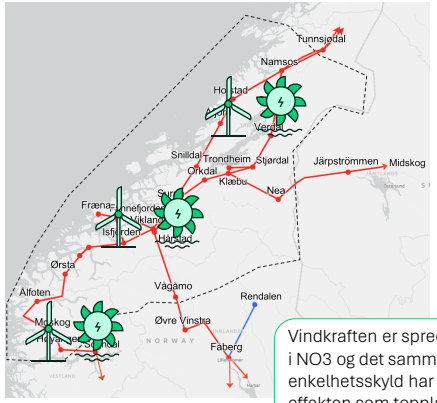
Nettforsterkning til NO1



Nettforsterkning til SE2



Mer lokal kraftproduksjon (vind og effekt)



Vindkraften er spredt på tre punkter i NO3 og det samme er effekten. For enkelhetsskyld har vi modellert effekten som topplastverk og ikke som økt effekt i vannkraften.

Nettiltakene muliggjør ulik forbruksvekst før 5 %-kriteriet nås

For å beregne hvor mye hvert tiltak øker forsyningsevnen i NO3 simulerer vi med gradvis økt forbruk i NO3 til vi når den definerte grensen med 5 % varighet av forbruksreduksjon/-utkobling – det vi kaller *5%-nivået*. Differansen i forbruk med og uten tiltaket gir et estimat på den økte forsyningsevnen sammenlignet med det vi har med målnettet, i det aktuelle forbruksscenarioet for Norge som helhet.

Nettforsterkningen til NO1 gir henholdsvis 5 %-nivåene 3,2 GW, 3,1 GW og 2,8 GW, for forbruksscenarioene 2026-forbruk, 30 % og 50 % av reservert forbruk. Det viser tydelig at når energibalansen i øvrige områder er lavere så kan mindre forbruk forsynes i NO3 før 5%-nivået nås.

Sammenlignet med målnettet gir en ekstra forsterkning til NO1, utover målnettet, en økning på 100 MW i forsynsingsevnen for forbruk i NO3. Dette gjelder for alle scenario. Endringen i forbruk (Δforbruk) er såpass liten fordi det ikke er kraft å hente i underskuddsområdet NO1, og området har heller ingen termisk produksjon som kan produsere etter behov.

Nettforsterkningen til SE2 gir en økning i forsyningsevnen på mellom 3-400 MW/ 3 TWh. Nord-Sverige har et overskudd på energi- og effekt, samt forbindelser til utlandet, som gjør at store volum kraft kan eksporteres til Norge lav kostnad. I scenarioet hvor 50 % av reservert forbruk realiseres i Norge er energibalansen i Nord-Sverige redusert til 20 TWh (fra dagens nivå på 55 TWh) og energibalansen i Sverige som helhet er redusert til –7 TWh. Selv i dette scenariet gir SE2-forsterkningen en økning på 400 MW i forsyningsevnen til forbruk i NO3.

Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til hva SE2-forsterkningen kan gi. Dette skyldes blant annet svakheter i modelleringen av interne nettbegrensninger i Sverige, som gir en urealistisk høy kapasitet på korridoren mellom Norge og Sverige. I modellen har vi trolig også en for god effektbalanse i Sverige. Vi har derfor valgt å skjønnsmessig nedjustere verdiene fra modellsimuleringene i tabellen under. Det er imidlertid god grunn til å anta at en SE2-forsterkning gir en større økning i forsyningsevnen for forbruk i NO3 enn hva en ekstra forsterkning til NO1 gir.

5 %-nivå for forbruk i NO3 med målnettet og nettforsterkning til NO1 og SE2

	Målnett 2045	Forsterkning til NO1		Forsterkning til SE2**	
	5 %-nivå [GW]	5 %-nivå [GW]	Δforbruk med NO1-nett	5 %-nivå [GW]	Δforbruk med SE2-nett
2026 forbruksnivå i Norge	3,1	3,2	0,1 GW / 0,89 TWh	4,0**	0,9 GW / 8 TWh**
30% av reservert forbruk realisert	3,0	3,1	0,1 GW / 0,89 TWh	3,4**	0,4 GW / 3,5 TWh**
50% av reservert forbruk realisert	2,7	2,8	0,1 GW / 0,89 TWh	3,0**	0,3 GW / 3 TWh**

** Disse verdiene er langt mer usikre enn tilsvarende tall for NO1-nett. Vi har derfor valgt å skjønnsmessig nedjustere verdiene fra modellsimuleringene

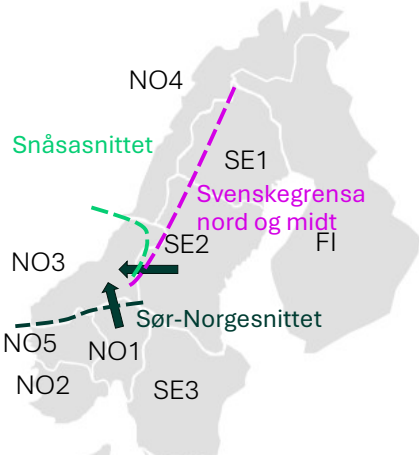
*5 %-nivå for forbruk er forbruket i NO3 som gir den definerte toleransegrensen på 5 % varighet av forbruksreduksjon i NO3 om vinteren. Se også side 17.

Ledning til SE2 er "3 for 1" – og gir mer kapasitet enn NO1-ledning

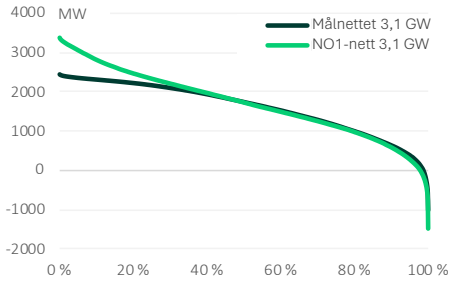
En nøkkelforskjell mellom de to nettforsterkningskonseptene er at der NO1-konseptet øker kapasiteten over en sentral flaskehals, Sør-Norgesnittet inn til NO3 fra sør, så øker SE2-konseptet kapasiteten på to flaskehalser: både *Snåsasnittet* inn til NO3 fra nord og øst og *Svenskegrensen nord og midt*.

Sammenligner vi figurene til venstre og i midten under, ser vi at begge tiltakene gir en endring i maksimal realisert kapasitet i samme størrelsesorden: 900-1000 MW økning i øverste del av varighetskurven. Forskjellen ligger i at forsterkning til SE2 gir en formidabel økning[1)] hva som er mulig å frakte inn i sum over 420 Sogndal-Høyanger og 420 Högåsen-Nea til sammen, ved at snittene med utfall som pålaster denne nå dublerte korridoren øker.

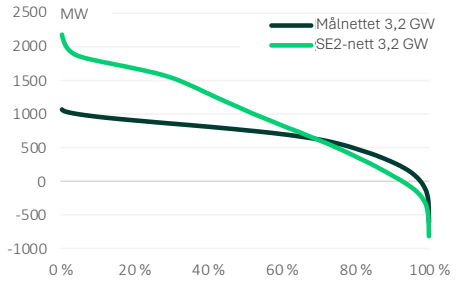
En annen forskjell mellom nettiltakene ligger i at markedsmodellen utnytter kapasitetsøkningen fra SE2 i en helt annen grad enn fra NO1. Dette skyldes at det er mer produksjon å hente i Sverige og via svenske mellomlandsforbindelser – selv om dette trolig er en del overdrevet i modellen. I NO1 er det i utgangspunktet mindre å hente. Samtidig er det flaskehals og høy utnyttelse på mellomlandsforbindelsene inn til Sør-Norge. Dermed blir det mindre utnyttelse av den ekstra forsterkningen fra NO1 til NO3.



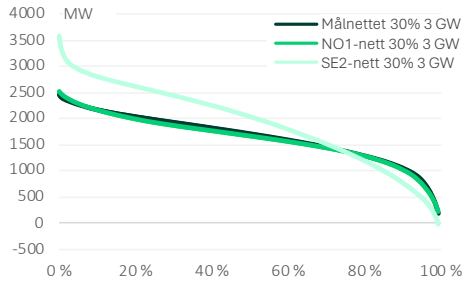
Endring i realisert kapasitet over Sør-Norgesnittet NO5/NO1-NO3 ved forsterkning til NO1



Endring i realisert kapasitet over SE2-NO3 ved forsterkning til SE2



Sum flyt 420 Sogndal-Høyanger og 420 Högåsen-Nea



[1)]: Vår modell av nettbegrensinger i Sverige er svært mangelfull og svensk vannkraftmodell overdriver tilgangen på effekt. Resultatet er derfor overdrevet og urealistiske, ref. nedjusteringen omtalt på forrige side.

Ved ensidig forbruksøkning kommer strømmen fra kontinentet

Modellen vil alltid sørge for balanse mellom forbruk og produksjon. Og hvis vi ikke samtidig aktivt legger inn ny produksjon etter hvert som vi legger inn forbruk, vil modellen dekke forbruksveksten med økt termisk produksjon på kontinentet.

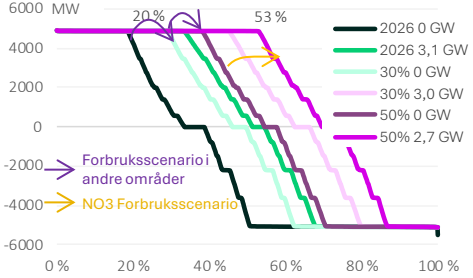
Dette ser vi tydelig ved å se på hva skjer samlet import til Sør-Norge i de forskjellige forbruksscenarioene i øvrige områder. I forbruksscenarioet med 2026-forbruk er det i 20 % av tiden maksimal import til Sør-Norge. Til sammenligning er det i scenarioene med høyere norsk forbruk (scenarioene med 30 % og 50 % reservert forbruk) hhv maksimport i 30 %- og 38 % av tiden. Det er mer produksjon på kontinentet og i Storbritannia som forsyner det økte norske forbruket. Importen øker også ytterligere når vi øker forbruket i NO3. I scenarioet med 50 % reservert forbruk i øvrige områder og 2700 MW økt forbruk i NO3, så er det maksimal import til Sør-Norge i 53 % av tiden.

På mellomlandsforbindelsene inn til Sør-Sverige ser vi den samme trenden med økt import og redusert eksport ved høyere forbruk.

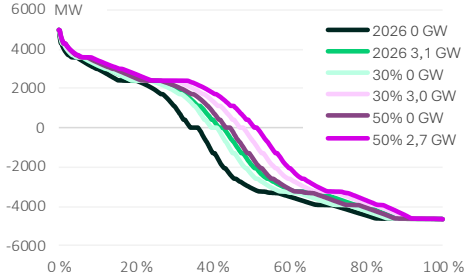
Siden vi i denne testen simulerer med målnettet har 2026-forbruksscenarioet et kunstig lavt prisnivå. Når vi øker forbruket til 30% reservert forbruk gir nesten 15 €/MWh økning i snittpris for NO2 og forskjellen til Tyskland er nå ca 10 €/MWh. Forbruket i NO3 er fremdeles på 2026-nivå. Legger vi til kriteriumsnivå for 30% reservert forbruk, 3000 MW, spretter NO2-prisen opp til 70 €/MWh. Dette er rundt 15€ over tysk snittpris og trolig over nivået som skal til for at forbruksøkningen bremser. Med 50 % reservert forbruk er snittprisen på nivå med tysk pris allerede før vi legger til noe som helst i NO3.

Merk at dette er priser i gjennomsnitt over hele året og over 29 værår. I en gjennomsnittlig vintersesong er prisene høyere og i tørrår ser vi differanser opp mot 20-25 €/MWh over hele året.

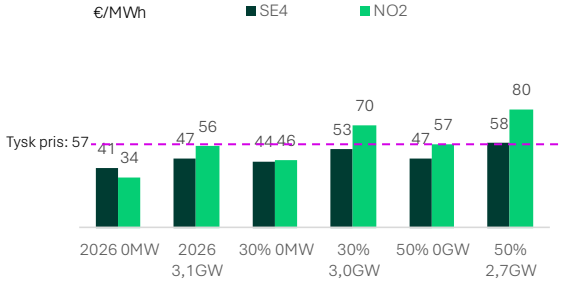
Sum import til Norge fra utenlandsforbindelsene i Sør-Norge



Sum import til Sør-Sverige fra utenlandsforbindelsene



Sørnorske og sørsvenske snittpriser ved økt importbehov



Nett til NO5 eller NO4 vil gi omtrent lik virkning men er dyrere

Virkningene av å forsterke nettet fra NO3 til NO5 eller NO4 vil være omtrent som for forsterkningen til NO1, men det er noen forskjeller.

Det er grunn til å tro at en forsterkning til NO5 ville gitt noe større økning i forsyningsevnen i NO3. Dette da utfall på Nord-Vestlandet med omlagring til SE2-korridoren er en såpass sentral begrensing. En viktig svakhet ved en ytterligere ledning mellom NO3 og NO1 (Østerdalsledningen) er at den kun reduserer omlagringen fra Sogndal-Høyanger til Högåsen-Nea med ca 5 %. En ekstra ledning på Nord-Vestlandet ville hatt betydelig større virkning enn det, og dermed bidratt mer til å øke kapasiteten inn til NO3.

Samtidig er NO5 tett integrert med resten av Sør-Norge, hvor det også går mot redusert energibalanse og trolig et underskudd. NO5-alternativet ville derfor fått de samme store prisvirkningene i Sør-Norge som NO1-forsterkning som konsekvens av forbruksøkningen, men trolig noe dempet på grunn av kapasitetsvirkningen på SE2-korridoren.

En ny ledning på Nordvestlandet må trolig gå hele veien til masket nett i Viklandet for å få full utnyttelse. Dette avhenger selvsagt av hvor forbruket skal komme, noe som er usikkert. Alternativt kunne vi forsterket fra Sogndal til Ålfoten og flyttet budområdegrensen til Nordfjord mellom Ålfoten og Ørsta, men dette flytter bare underskuddsproblematikken i NO3 noen mil nord-vest fra dagens budområdegrense.

En forsterkning NO3-NO5 vil bli lang, men den vil også måtte gå gjennom et teknisk svært krevende terreng med tilhørende høye kostnader. Ørskog-Sogndal er relativt ny og byggeprosessen var krevende. Det er lite som tyder på at det ville blitt lettere med ytterligere ledning.

Når det gjelder en ytterligere ledning til NO4, ville denne trolig måtte gå helt til Nedre Røssåga, og dermed bli svært lang og kostbar. Dette da det går svært viktige begrensende snitt mellom 420 Namsos-Ogndal og SE2-korridoren fra Midskog til Klæbu. Dersom en tredje ledning hadde stoppet i Namsos ville den ikke hatt virkning på disse snittene.

I NO4 er det et overskudd i dag, og i forbruksscenarioet med 30% reservert forbruk er det et overskudd på om lag 4 TWh. Skulle vi antatt at dette var tilgjengelig kunne en tredje ledning mellom Midt- og Nord-Norge i teorien hentet en del av dette overskuddet til Midt-Norge. Dette fremstår imidlertid lite rasjonelt å bygge en ledning for å frakte dette overskuddet sørover, da dette overskuddet like gjerne kan konsumeres lokalt på Helgeland og lenger nord hvor det også er store forbruksplaner. Overskuddet i NO4 er der bare fordi vi i 30%-scenarioet implisitt antar at 70 % av reservert forbruk ikke blir realisert.

I 50% scenarioet er energibalansen i NO4 redusert til 0 TWh.

Nettiltak alene er ikke nok til å muliggjøre alle modne forespørsler

Figurene under oppsummerer hvor mye økt forbruk målnettet og tiltak utover målnettet kan øke kapasiteten til økt forbruk i NO3, ved ulike scenarioer for forbruksvekst ellers i landet (30 % og 50 % av reservert forbruk realiseres).

Med 30% scenarioet og 2030- og Målnettet samlet blir forsyningsevnen i NO3 3 GW økt forbruk, mens det for 50 % scenarioet er 2,8 GW. Da den norske energibalansen er negativ i 50 % scenarioet, må all energi og effekt for å forsyne NO3 hentes fra utlandet og det reduserer forsyningsevnen.

2030-nettet kan gi 900 MW økt forbruk i NO3 i 30 % scenarioet og 1600 MW 50 % scenarioet for forbruksvekst i øvrige områder. Jo høyere forbruksveksten er i øvrige områder, desto lavere blir forsyningsevnen i NO3. Kapasiteten i 2030-nettet er holdt av til det reserverte forbruket og til vekst i vanlig forbruk.

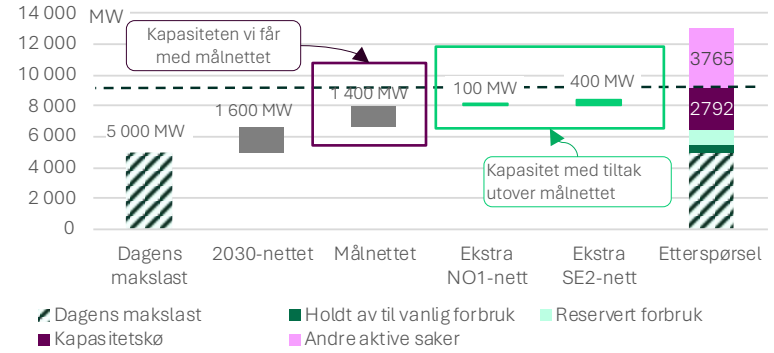
Målnettet muliggjør kapasitet til mellom 1400-1800 MW økt forbruk i NO3. Her gir 50% scenarioet en større økning i kapasitet enn 30% scenarioet.

Dette da en svakere energibalanse i 50 % scenarioet gjør at det først er når forsterkningene i målnettet i korridorene til utlandet som gjør at forsyningsevnen kan øke i NO3. I sum gir fremdeles 30 % scenarioet mer kapasitet til forbruk i NO3, enn 50 %-scenarioet.

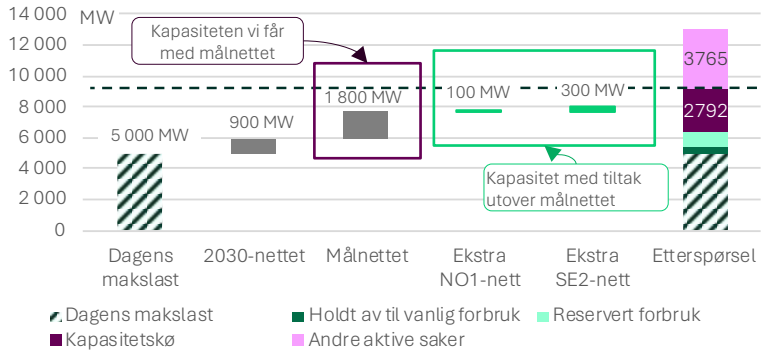
Tiltakene vi har utredet *utover* målnettet gir langt mindre bidrag til forsyningsevnen. Nettforsterkningen til NO1 gir ~100 MW/ 0,9 TWh i begge scenarier, mens SE2-forsterkningen gir ~3-400 MW/ 3-3,5 TWh.

Samlet kan målnettet og de to ekstra forsterkningene gi betydelig økt kapasitet til forbruk i NO3, utover hva 2030-nettet gir. Men det er fremdeles lavere enn summen av modne forespørsler i kapasitetskø (~2800 MW). Og med stadig nye forespørsler vil kapasitetskøen øke ytterligere fremover. Nettforsterkninger kan derfor ikke alene gjøre det mulig å knytte til alle modne forespørsler.

Kapasitet til forbruk i NO3 ved 30 % av reservert forbruk realisert ellers i landet



Kapasitet til forbruk ved 50 % av reservert forbruk realisert ellers i landet



Stiplet linje: Kapasiteten vi trenger for å muliggjøre alle modne kundeforespørsler i kapasitetskø, når vi tar hensyn til dagens forbruk, kapasiteten vi holder av til vanlig forbruk og har reservert til nytt forbruk.

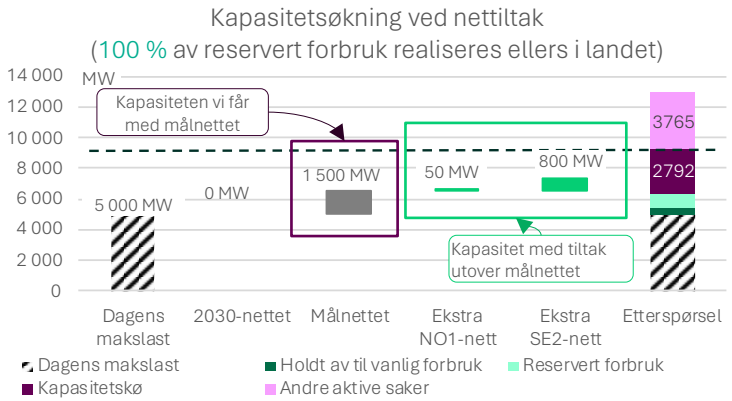
Ved høy forbruksvekst i hele landet gir internt nett lite effekt

I andre områder enn NO3 har Statnett til sammen reservert kapasitet til om lag 7 200 MW nytt forbruk. Om alt dette forbruket realiseres uten at det samtidig blir etablert mer produksjon, vil norsk energibalanse kunne snus til et underskudd på opp mot 35-45 TWh.

I en slik situasjon vil norsk kraftpris i snitt være om lag dobbelt så høy som snittprisen i våre naboland. Dette er dermed et lite realistisk scenario. Samtidig er det relevant fordi tilknytningsplikten gjelder i alle budområder og fordi det er store planer om økt forbruk i hele landet. Vi har derfor analysert dette som en sensitivitet. Her har vi også redusert energibalansen i Nord-Sverige til 0 TWh slik at Sverige samlet har en negativ energibalanse på -27 TWh.

Figuren til høyre viser kapasitetsøkningen til forbruk i NO3 med ulike nettiltak, i en situasjon hvor alt forbruket Statnett har reservert kapasitet til blir realisert, uten at det samtidig kommer mer produksjon. 2030-nettet gir her ingen kapasitetsøkning til nytt forbruk i NO3. Den negative energi og effektbalansen i Norge gjør at vi i utgangspunktet er på den definerte terskelen for knapphet. Dermed vil ikke mer nett internt i Norge ha noen virkning. Med målnettet øker imidlertid kapasiteten i sentrale korridorer mellom NO3 og utlandet* som bidrar til å øke forsyningsevnen i NO3 med 1500 MW / 13 TWh. Dette er betydelig lavere enn forsyningsevnen i NO3 i 30 % og 50 % scenarioet som er hhv. 3 GW og 2,8 GW, med 2030-nettet og målnettet samlet.

En ytterligere nettforsterkning mellom NO1 og NO3 gir i slik situasjon kapasitet til bare 50 MW økt forbruk i NO3. En ekstra forsterkning til Sverige kan gi mer med opp mot 800 MW økt forbruk. Forsyningsevnen med 2030-nettet, målnettet og SE2-forsterkningen er likevel langt lavere i 100 % scenarioet (2,3 GW) enn i scenarioene med lavere ensidig forbruksvekst (3-3,4 GW).



*Av forsterkningene i Målnettet så er det særlig ny 420 kV mellom Helgeland og Sverige og dublering mellom Midt-Norge og Nord-Norge , som øker kapasiteten mellom Midt- og Nord-Norge og Sverige, samt forsterkningen mellom NO3 og Sørlandet, via Innlandet, som bidrar til å øke forsyningsevnen i NO3

Høye kraftpriser vil trolig begrense veksten selv med mer nett

Vi har nå funnet forbruksnivåene i NO3 gitt 5 %-kriteriet, for målnettet og de ulike nettiltakene. Om kapasiteten til forbruk blir tatt i bruk, vil imidlertid avhenge av prisene i enkeltområder sammenlignet med områdene rundt, opp mot betalingsviljen til forbruksaktørene.

I figuren til venstre ser vi simulert gjennomsnittlig kraftpris i scenarioene for forbruksvekst i øvrige områder i Norge, med målnettet. Med 2026-forbruk i øvrige områder er norske snittpriser kunstig lave og svært like, da vi simulerer med målnettet som har en kapasitet som overstiger overførings-behovet med god margin. I tillegg er det overskudd på norsk energibalanse.

Når vi legger til vekst i forbruket i resten av landet tilsvarende 30 % av reservert forbruk, reduseres energibalansen i Norge til rundt 3 TWh, snittprisene øker og det oppstår noe prisforskjell internt i Norge. Prisnivået er fremdeles godt under tysk prisnivå.

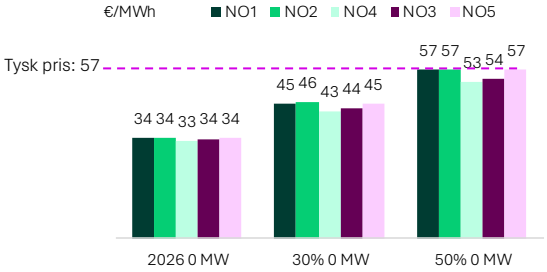
Med 50 % av reservert forbruk i øvrige områder blir norsk energibalanse redusert til -10 TWh og det er stor nettoimport i gjennomsnittsår. For å oppnå nok import må snittprisene i Sør-Norge ligge opp mot tyske priser. Det øker prisforskjellene internt i Norge. Merk at vi fremdeles ikke har lagt til noe forbruk i NO3.

I figuren til høyre tar vi utgangspunkt i scenarioet med 50 % reservert forbruk og viser hvordan kriteriumsnivåene for forbruk i NO3 (side 26) med de ulike nettiltakene påvirker snittprisene.

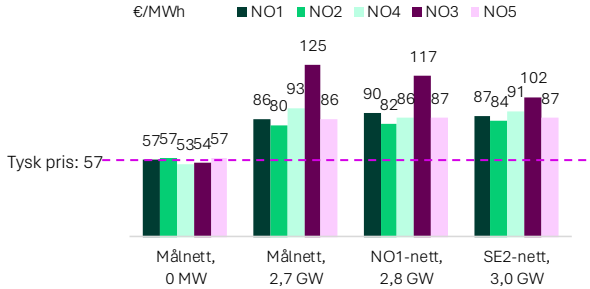
Når vi øker forbruket i NO3 opp til 5 %-nivået for hvert nettiltak ser vi at dette gir en stor flaskehals inn til området. Snittprisene i NO1 og NO2 ligger også høyt, hhv. 30- og 20 €/MWh over tysk snittpris, fordi importbehovet har økt. Denne flaskehalsen kan ikke nettiltak internt i Norge løse opp i, og ergo hjelper det heller ikke med nettforsterkning til NO4 og NO5 fra NO3. For å løse flaskehalsen må vi ha økt importkapasitet.

Prisnivåene i Norge er såpass høye at det fremstår lite sannsynlig at forbruket vil fortsette å vokse inntil kraftsystemet når denne tilstanden. Det er mer sannsynlig at forbruksveksten bremser opp før vi når dette prisnivået.

Snittpriser i målnettet med ulike forbruksscenarioer utenfor NO3



Snittpriser ved ulike forbruksnivå i NO3, og 50 % reservert forbruk ellers i landet



Lokal produksjon kan forsyne samme forbruk som nettiltakene

Vi undersøker konseptet "mer kraftproduksjon lokalt" som et alternativ til nett. For at lokal kraftproduksjon kan være et tiltak som øker forsyningsevnen i NO3 må den kunne levere både energi og effekt. Kombinasjonen av vindkraft (på land eller til havs) og økt effekt i eksisterende vannkraft, eller kjernekraft, kan være aktuelt.

Våre simuleringer viser at dette konseptet kan forsyne samme forbruk som netttiltakene, ved at vi oppnår samme kriteriumsnivå forbruk, det avhenger bare av mengden kraftproduksjon i energi og effekt.

I denne studien legger vi til grunn vindkraft på land og økt vannkrafteffekt. Dette da det er de mest sannsynlige kildene til ny kraftproduksjon i NO3 i et 10 års-perspektiv. Vi har plassert vindkraften og den økt effekten i eksisterende vannkraft på tre punkter i NO3 i modellsimuleringene. Med simuleringene finner vi volumet vindkraft og vannkrafteffekt som forsyner 5%-nivåene med forbruk, uten det aktuelle nettiltaket.

Vi har vist at en nettforsterkning til NO1 øker forsyningsevnen med 100 MW / 0,9 TWh økt forbruk i NO3, sammenlignet med målnettet. Våre modellsimuleringer bekrefter at 0,9 TWh vindkraft og 100 MW vannkrafteffekt forsyner samme nivå forbruk som NO1-forsterkningen.

Nettforsterkningen til SE2 ger høyere forsyningsevne til forbruk enn NO1-konseptet, med 3-400 MW / 3-3,5 TWh økt forsyningsevne til forbruk i NO3 hhv, i scenarioene 30% reservert og 50% reservert. Simuleringene viser at hhv 3 og 3,5 TWh vind og hhv 300 og 400 MW økt vannkrafteffekt, gjør at vi forsyner samme nivå forbruk som SE2-konseptet, i forbruksscenarioene 30% reservert og 50% reservert.

Mengden vindkraft og vannkrafteffekt oppnår samme forsyningsevne som nettiltakene

	NO1 nettforsterkning		SE2 nettforsterkning*	
	Δ forbruk med NO1-nett (GW)	Mengde vindkraft og effekt som oppnår samme forsyningsevne	Δ forbruk med SE2-nett (GW)	Mengde vindkraft og effekt som oppnår samme forsyningsevne
26-forbruk	0,1 GW / 0,9 TWh	0,9 TWh vind (290 MW) 100 MW vannkrafteffekt	0,9 GW / 8 TWh)	8 TWh vind (2600 MW) 900 MW vannkrafteffekt
30% reservert	0,1 GW / 0,9 TWh	0,9 TWh vind (290 MW) 100 MW vannkrafteffekt	0,4 GW / 3,5 TWh	3,5 TWh vind (1150 MW), 400 MW vannkrafteffekt
50% reservert	0,1 GW / 0,9 TWh	0,9 TWh vind (290 MW) 100 MW vannkrafteffekt	0,3 GW / 3 TWh	3 TWh vind (980 MW), 300 MW vannkrafteffekt

* Disse verdiene er langt mer usikre enn tilsvarende tall for NO1-nett. Vi har derfor valgt å skjønnsmessig nedjustere verdiene fra modellsimuleringene

Vi har lagt til grunn en brukstid på vindkraft på land på 35 % i simuleringene og beregningene

Økt produksjon gir lavest kraftpriser av tiltakene

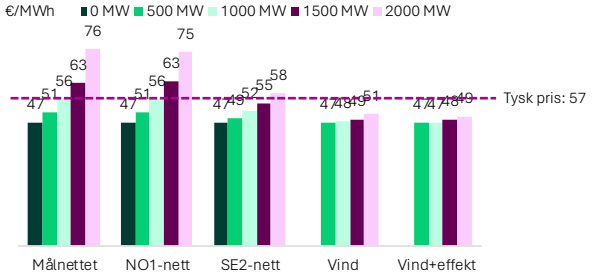
I tillegg til å gi like mye kapasitet til økt forbruk som de to nettiltakene vil økt lokal produksjon gi vesentlig lavere og mer konkurransedyktige kraftpriser. Dette illustrerer vi med å ta utgangspunkt i scenarioet med 30 % reservert forbruk i øvrige områder, hvor kraftprisene i Norge er rundt 45-50 €/MWh, som er noe under tysk kraftpris på 57 €/MWh. I en slik situasjon er det konkurransedyktige kraftpriser i Norge. Med utgangspunkt i dagens forbruk i NO3 øker vi deretter forbruket i NO3 i trinn fra 0 MW til 2000 MW og ser på hva prisvirkningen av forbruksøkningen er i fravær av tiltak, med nettforsterkningene til NO1 og SE2, og med økt produksjon i (vind og effekt). Merk at øverste trinn her (2000 MW) er lavere enn hva målnettet gir i forsyningsevne for forbruk i NO3(2700-3000 MW), se side 26.

I figuren til venstre ser vi at ved en ensidig vekst i forbruket på 1500 MW eller mer, så er det kun med vindkraft, eller vindkraft kombinert med økt effekt, at snittprisene i NO3 forblir konkurransedyktige og under tysk kraftpris.

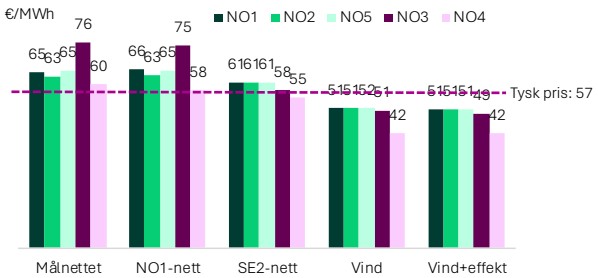
Nettforsterkningen til NO1 bidrar kun marginalt til å dempe kraftprisene, og nettforsterkning til SE2 bidrar en del, men langt mindre enn vindkraft og effekt. Ved 2000 MW ensidig forbruksvekst i NO3, blir snittprisen 58 €/MWh med nettforsterkning til SE2 mot 40 €/MWh med vindkraft og effekt.

Energien som vindkraft tilfører styrker energibalansen og reduserer knappheten både på energi og effekt, da vannkraft kan spare på vannet til de strammeste timene. Når forbruksveksten er høy nok vil det bli behov for mer effekt for å dekke forbruket, i tillegg til energi. I våre simuleringer oppstår dette behovet først ved rundt 2000 MW forbruksvekst i NO3, opp fra dagens forbruk. Da bidrar mer effekt til å dempe snittprisen i NO3 fra 51 til 49 €/MWh.

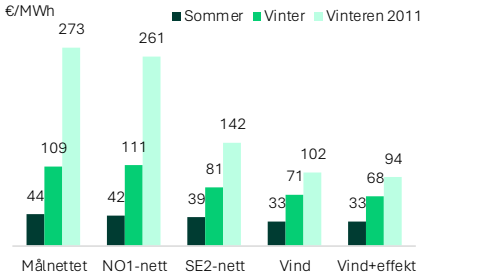
Snittpris i NO3 med 30 % reservert forbruk i øvrige områder **-** med ulike trinn forbruksvekst i NO3 og tiltak



Snittpriser med **2000 MW forbruksvekst** i NO3 og 30 % reservert i øvrige områder, med de ulike tiltakene



Snittpris i NO3 **per sesong** og gjennom vinteren 2011 med **2000 MW forbruksvekst**



Vindkraft og effekt reduserer omfanget knapphet

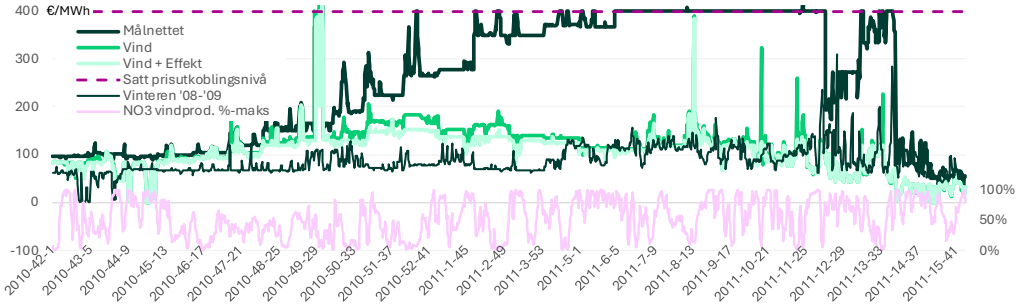
Knappheten vi ser som følge av ensidig forbruksøkning skyldes energimangel. Energimangelen er ikke jevnt fordelt over værårene, men er konsentrert i enkelte tørrår. Figuren under til venstre viser en tidslinje for kraftprisen i NO3 gjennom tørrårsvinteren 2010-2011. I serien *Målnettet* har vi økt forbruket ensidig med 2000 MW mens vi i *Vind* har balansert forbruksøkningen med tilsvarende økt energimengde variabel energiproduksjon i form av vindkraft. Produksjonen fra vindkraften er vist på egen akse som prosent av maksimum, som er ca 4,4 GW.

Virkningen av å tilføre energi i tappesesongen er formidabel. Vannkraften tilpasser seg den variable vindkraften ved å produsere mest når det er lite vind og motsatt. Vindkraften avlaster i praksis magasinene og dermed har vannkraftverkene mer å kjøre på i vindstille perioder.

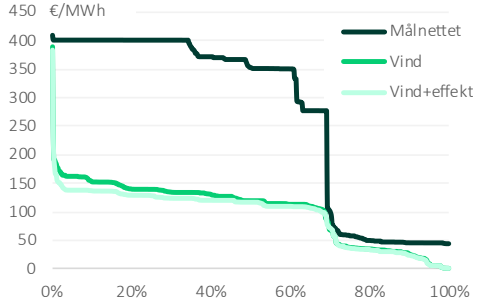
Vi ser også noen perioder med lav produksjon i vindkraften hvor prisen i serien *Vind* ligger over *Vind+Effekt*. I sistnevnte har vi supplert variabel energiproduksjon med 800 MW fleksibelt topplastverk med driftskostnad tilsvarende en noe høy vannverdi. Disse periodene illustrerer hvordan vi med store mengder installert vindkrafteffekt fremdeles vil ha perioder hvor effekten ikke strekker til.

Det er viktig å understreke at simuleringene er gjort i en optimeringsmodell som, etter gitte beskrankninger, friksjonsfritt veksler mellom uregulert vind og regulert vannkraft. Virkeligheten er mer komplisert og modellen underkommuniserer behovet for effekt.

Tidsserie for kraftpris vinteren 2010-2011 med **2000 MW økt forbruk i NO3** og 30% reservert i øvrige områder. Med og uten økt vindkraft og vannkrafteffekt.



Varighetskurve for kraftpris i NO3 gjennom vinteren 2011 med **2000 MW forbruk i NO3** og 30% reservert i øvrige områder



Økt produksjon kan skaleres til å dekke hele behovet

Det norske kraftsystemet ble bygget regionalt med en balansert utvikling mellom ny produksjon, nytt forbruk, og noe utvekslingskapasitet med andre regioner for å jevne ut tilsigsvariasjoner. Fabrikkene med størst kraftforbruk ble bygget nært produksjonen.

Vi har vist at en nettforsterkning til et annet område med et overskudd kan forsyne forbruksøkning i NO3. Vi har også vist at snittprisen i NO3 nødvendigvis må bli høyere enn i overskuddsområdet for å få kraften til å flyte dit. Forbruket vi legger til må derfor nødvendigvis være stedbundet til NO3 for at det ikke heller skal flyttes til overskuddsområdet.

Vi har også vist at overskuddet i Nord-Sverige blir brukt andre steder allerede. Mer forbruk i NO3 må dermed enten komme gjennom økt utbygging av kraftverk i andre land eller ved mer produksjon fra termiske kraftverkt på kontinentet. Økt nettkapasitet inn til NO3 kan dermed ikke alene dekke det økte forbruket – men kan gjøre at det kan dekkes av økt produksjon fra andre land.

Drar vi strikken enda lenger og øker kapasiteten fra SE2 enda mer vil vi bruke opp overskuddet der og Sverige vil også få flaskehals ved import fra kontinentet. Med høyere priser i Norden enn på kontinentet vil dermed mer av veksten dekkes gjennom utbygging av ny produksjon i eksempelvis Sverige.

Så lenge hovednettet er sterkt nok har vi i flere analyser vist at vi kan øke størrelsen i ethvert kraftsystem ved en balansert vekst i produksjon, forbruk og fleksibilitet.

I Norge gir regulert vannkraft både produksjon og fleksibilitet. Fremover vil utbyggingen mest sannsynlig skje gjennom variabel energiproduksjon fra vindkraft i kombinasjon med effektutvidelser i eksisterende vannkraft, samt batterianlegg og forbruksfleksibilitet.

Økt produksjon og fleksibilitet gjør det mulig å øke forbruket til konkurransedyktige kraftpriser, så lenge driftskostnadene er på et lavt nivå. Det finnes ingen teoretisk begrensing på hvor langt dette kan skaleres. Motstand mot vindkraft på land vil imidlertid i praksis begrense hvor mye som kan bygges ut. For andre teknologier som kjernekraft og havvind vil høye investeringskostnader gjøre at en utbygging mest sannsynlig vil kreve økonomisk støtte for å bli gjennomført.

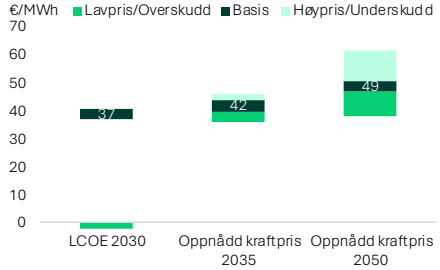
Vindkraft på land kan dekkes av kraftprisen – nett gir økt tariff

Kraftsalg kan finansiere landvind, mens nettiltak gir økt tariff

NVEs anslag på kostnader for ny landvind (LCOE) er på nivå med utfallsrommet for simulert oppnådd kraftpris i NO3 i våre scenarier fra Langsiktig markedsanalyse 2024. Dette indikerer at vindkraft på land er lønnsomt med dagens kraftpriser i NO3 og kan realiseres uten subsidier eller annen økonomisk støtte. Inntektene fra kraftsalg kan derfor mest sannsynlig dekke kostnadene ved å bygge ut vindkraft på land.

Nettiltakene vil derimot primært finansieres gjennom transmisjonsnett-tariffen. SE2-forsterkningen vil gi noe økte flaskehalsinntekter som bidrar til kostnadsdekning, men disse er langt fra tilstrekkelige til å dekke de samlede investeringskostnadene. Statnett skal i henhold til regelverket kreve anleggsbidrag i masket nett, men på grunn av reduksjonsfaktoren vil fremdeles en vesentlig del av de samlede investeringskostnadene måtte dekkes gjennom økt tariffgrunnlag og økt nettleie for brukerne av nettet.

LCOE for vindkraft (NVEs anslag) og oppnådd kraftpris* i NO3 fra LMA24



*Utfallsrommet for oppnådd kraftpris inkluderer både våre alternative prisscenario, Høypris og Lavpris, samt scenario for ulike energibalanse i Norge, +10 og -10 TWh på energibalansen i Norge, fra LMA2024.

Totalkostnaden for vindkraft varierer med omfang av utbygging

Basert på Statnetts estimatklasse 5 for investeringskostnader og erfaringstall for drift- og vedlikeholdskostnader, estimerer vi totalkostnaden for en ekstra nettforsterkning mellom NO3 og NO1 til 6,9 mrd. NOK i nåverdi. Forsterkningen mellom NO3 og SE2 er noe dyrere som følge av at strekningen er lengre, med en totalkostnad på 7,1 mrd. NOK.

Mengden vindkraft (290 MW) som er nødvendig for å levere tilsvarende mengde energi som NO1-forsterkningen (0,9 TWh), estimerer vi til å ha en totalkostnad på rundt 6,1 mrd. NOK, som er lavere enn totalkostnaden for NO1-forsterkningen. Estimatet er basert på NVEs kostnader for kraftproduksjon.

Mengden vindkraft (1150 MW) som leverer samme energimengde som SE2-forsterkningen (3,5 TWh) estimerer vi til å ha en totalkostnad på 18,9 mrd. NOK, som er langt høyere enn totalkostnaden for SE2-forsterkningen.

Begge nettalternativene vil også kreve en økning i produksjonen som er nøyaktig like stor som forbruksveksten vi legger inn i NO3. Og i praksis vil dette innebære utbygging av vind eller solkraft et eller annet sted i det sammenkoblede europeiske kraftsystemet. Kostnaden ved dette kommer i tillegg til nettkostnaden – og vil mest sannsynlig være på omtrent samme nivå som kostnaden ved å bygge ut ny produksjon lokalt. Forskjellen er at dette betales for og bygges ut i andre land.

**Vi gjør ikke noe forsøk på å estimere kostnaden for økt vannkrafteffekt da det ikke eksisterer erfaringstall. Effektoppgraderingene vil trolig også gjøres i forbindelse med reinvestering.

Både nettiltak og vindkraft gir negative areal- og miljøvirkning

All utbygging av nett og kraftproduksjon medfører inngrep i areal og påvirkning på natur og miljø. Omfanget og karakteren av virkningene vil variere med type tiltak, størrelse og lokalisering. Både nettanlegg og produksjonsanlegg kan berøre bebyggelse, naturmangfold, landskap, kulturmiljø og områder med viktige bruksinteresser, herunder friluftsliv og næringsaktivitet. Det er derfor viktig med god planlegging og involvering av berørte parter, samt bruk av avbøtende tiltak for å redusere negative virkninger der det er mulig.

	Nettforsterkning fra NO3 til NO1 eller SE2	Mer lokal kraftproduksjon i NO3 (vindkraft og vannkrafteffekt)
Areal og miljø	For en ledning på om lag 300 km i ny trasé, med et byggeforbudsbelte på rundt 40 meter, vil det samlede arealbeslaget kunne utgjøre **om lag 12 km^2**. Det fysiske naturinngrepet er imidlertid mer begrenset, ettersom det i hovedsak er knyttet til mastepunktene, som gir varige inngrep lokalt langs traseen. I tillegg vil tiltakene omfatte utvidelser av stasjonsanlegg i hver ende av forbindelsen. Utbyggingen vil påvirke natur, landskap og andre arealinteresser, samtidig som den medfører klimagassutslipp fra materialbruk og anleggsarbeid. Basert på erfaringstall estimeres utslippene fra slike tiltak til i størrelsesorden titalls tusen tonn CO_2-ekvivalenter, hovedsakelig knyttet til bygging av ledninger og stasjoner.	Mer lokal kraftproduksjon medfører arealinngrep og påvirkning på natur og andre arealinteresser. Omfanget varierer med type tiltak, størrelse og lokalisering. Ny produksjon, som vindkraft, kan medføre større arealbeslag og påvirkning på naturmangfold, landskap og lokale bruksinteresser. Effektutvidelser i eksisterende vannkraft vil også gi noe miljø- og arealinngrep som medfører klimagassutslipp knyttet til materialbruk, transport og anleggsarbeid.
Verdsetting	**Middels (-)**	**Stor (-)**

Lokal produksjon gir bedre forsyningssikkerhet og robusthet

	Nettforsterkning fra NO3 til NO1 eller SE2	Mer lokal kraftproduksjon i NO3 (vindkraft og vannkrafteffekt)
Forsyningssikkerhet og robusthet i kraftsystemet	Det er allerede mange ledninger inn til området. Ytterligere nettforsterkning vil i begrenset grad øke forsyningssikkerheten. Tiltaket kan bidra til økt robusthet og fleksibilitet, men ikke i betydelig grad fra dagens situasjon. Nettiltak øker evnen til å transportere kraft, men løser ikke mangel på kraft dersom kraftbalansen er svak.	Økt kraftproduksjon lokalt kan redusere sårbarheten ved utfall i nettet. Lokal produksjon gjør NO3 mindre importavhengighet. Samtidig blir forsyningen mer sårbar ved bortfall av den lokale kraftproduksjonen i NO3. Distribuert produksjon kan til en viss grad veie opp for det sistnevnte. Økt lokal produksjon gir bedre forsyningssikkerhet og robusthet i krisesituasjoner lokalt, og vil redusere risikobildet.
Verdsetting	**Liten (+)**	**Middels(+)**

Skalaen er som følger (fra dårligst til best):



Ingen virkning

Oppsummeringstabell for tiltakene

	Nettforsterkning mellom NO3 og NO1	Nettforsterkning mellm NO3 og SE2	Mer lokal kraftproduksjon (økt vindkraft og vannkrafteffekt i NO3)
Gir tilstrekkelig forsyningsevne til å muliggjøre modne kundeforespørsler i NO3	Nei *Gir ca. 50-100 MW økt forsyningsevne i NO3, i tillegg til kapasiteten med målnettet*	Nei *Gir ca. 3-800 MW økt forsyningsevne i NO3, i tillegg til kapasiteten med målnettet*	Ja Skalerbart opp til høye forbruksnivå
Tidsperspektiv for ferdigstillelse av tiltak	2045+ *Tiltaket kommer i tillegg til målnettet som er planlagt ferdigstilt mot 2045*	2045+ *Tiltaket kommer i tillegg til målnettet som er planlagt ferdigstilt mot 2045*	Om ca. 5-10 år *Ved aksept for tiltaket vil tiltaket være på plass etter en ledetid på normalt 5-10 år*
CAPEX + OPEX	6,9 mrd. NOK	7,1 mrd. NOK *(inkluderer ikke kostnaden for produksjon i Sverige)*	6,1 mrd. NOK *(tilsvarer NO1-nett i 50%-scenarioet)* 18,9 mrd. NOK *(tilsvarer SE2-nett i 50%-scenarioet)*
Finansiering	*Finansieres primært gjennom transmisjonsnettstariffen og anleggsbidrag*	*Finansieres primært gjennom Transmisjonsnettstariffen og anleggsbidrag*	*Trolig bedriftsøkonomisk lønnsomt og dermed selvfinansiert*
Verdi av nytt forbruk *Vi gjør kun en vurdering av omfang av forbruket og sannsynlighet for realisering – og ingen vurdering av verdien av forbruket*	Liten (+) *Omfang: Lav (50-100 MW). Sannsynlighet: Lav (uten ny produksjon blir kraftprisen lite konkurransedyktig og det er mindre sannsynlig at forbruket blir realisert)*	Middels (+) *Omfang: Høy(3-800 MW). Sannsynlighet: Lav (uten ny produksjon blir kraftprisen lite konkurransedyktig og det er mindre sannsynlig at forbruket blir realisert)*	Stor (+) *Omfang: Høy (Skalerbar). Sannsynlighet: Høy (ny produksjon gir konkurransedyktige kraftpriser og økt sannsynlighet for realisering av forbruket).*
Verdi av ny produksjon	Null	Null	Stor (+) *Ny vindkraft i NO3 er trolig bedriftsøkonomisk lønnsomt med kraftprisen alene*
Areal og miljø	Middels (-) *Se vurdering på forrige side*	Middels (-) *Se vurdering på forrige side*	Stor (-) *Se vurdering på forrige side*
Forsyningssikkerhet	Liten (+) *Se vurdering på forrige side*	Liten (+) *Se vurdering på forrige side*	Middels (+) *Se vurdering på forrige side*
Markedsnytte	Null	Middels (+) Ressursutnyttelsen av kraftverkene i både Norge og Sverige øker, som gir en økt samf.øk markedsnytte.	Null
Gjennomføringsrisiko og samfunnsaksept	*Det er ingen transmisjonsnettledning i Østerdalen i dag. Transmisjonsnett kan gi muligheter for næringsutvikling og tilknytning av produksjon.*	*En mellomlandsforbindelse er mer usikker enn interne nettforsterkninger når det kommer til gjennomføring og avhenger av fremdrift og prioriteringer hos blant annet Svenska kraftnät.*	*For utbygging av ny vindkraft er det betydelig usikkerhet knyttet til lokal aksept, kommunale vedtak og konsesjonsprosesser.*
Samlet vurdering (rangering)	**3**	**2**	**1**

Mer lokal kraftproduksjon vil gi tilstrekkelig økt forsyningsevne

Ekstra nettforsterkninger til NO1 og/eller SE2 (utover målnettet), vil ikke alene gi nok kapasitet til å kunne knytte til alle modne kundeforespørsler i NO3. Lokal kraftproduksjon er det eneste tiltaket som kan gi tilstrekkelig forsyningsevne til å møte alle modne forbruksplaner i NO3. Tiltaket fremstår også som det mest rasjonelle tiltaket basert på følgende forhold:

- Tiltaket kan realiseres betydelig tidligere enn nettiltakene
- Tiltaket styrker energibalansen og er tiltaket som gir lavest kraftpris og dermed høyest sannsynlighet for at forbruket faktisk blir realisert
- Tiltaket er skalerbart opp til høye forbruksnivå, da målnettet tåler høyere vekst i forbruket når produksjonen øker samtidig
- Tiltaket har lavere investerings- og driftskostnader enn NO1-nettet
- Tiltaket er bedriftsøkonomisk lønnsomt med dagens kraftpriser i NO3

Dersom det etableres ny kraftproduksjon som kan levere tilstrekkelig mengde energi og effekt til å møte forbruksveksten, er dette det mest rasjonelle tiltaket for å forsyne økt forbruk i NO3. I en slik situasjon vil nettforsterkninger utover målnettet være overflødig. Samtidig kan ny kraftproduksjon også være et tiltak *i kombinasjon* med en NO1- eller SE2-forsterkning, i tillegg til målnettet.

I NO3 kan vindkraft teknisk sett bygges ut i stor skala. Samtidig har tiltaket store areal/miljø-virkninger, og vindkraft har ofte møtt motstand i Norge. Utbygging er derfor forbundet med betydelig usikkerhet knyttet til lokal aksept, kommunale vedtak og konsesjonsprosesser.

Det er også usikkerhet knyttet til realisering av effektoppgraderinger i eksisterende vannkraft i NO3, men usikkerheten er mindre enn for vindkraft da effektoppgraderingene gjøres i forbindelse med reinvestering av det eksisterende og også innebærer mindre areal/miljøinngrep.