

Analyse av transportkanaler 2025 - 2050

November 2025



Forord

Statnetts samfunnsoppdrag er å utvikle og drifte transmisjonsnettet på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte. Dette krever at vi har oversikt over markedstrender og utfallsrom for det langsiktige nettbehovet. Statnett utarbeider derfor en ny Analyse av Transportkanaler, ATK, hvert andre år. Analysen inngår som en del av Statnetts Systemutviklingsplan. Den er også et viktig underlag for videre analyser og beslutninger om utviklingen av transmisjonsnettet i Norge. Årets analyse bekrefter og forsterker i all hovedsak tidligere analyser og konklusjoner:

- Tiltakene vi bygger og planlegger det neste tiåret vil ha stor positiv effekt
- Det langsiktige målnettet kan håndtere høy vekst i forbruk og produksjon
- Det er behov for de planlagte tiltakene i transportkorridorene også ved lav vekst

Det er mye usikkerhet knyttet til utviklingen av produksjon, forbruk, kraftpriser og hele markedsutviklingen. Det er også et stort utfallsrom for behovet for å utvikle nettet lokalt mange steder. Men for det vi kan kalle stamnettet og transportkorridorene i det norske nettet er det mindre tvil og usikkerhet. Vi må bygge ferdig det vi har planlagt.

Gunnar G. Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og Kunder

Anders Kringstad

Direktør Markedsanalyse

November 2025

Analysen er utarbeidet av Kine Wold, Jan Hystad, Eirik Tømte Bøhnsdalen, Einar Våge Hetland, Nicolay Sevang, Sofie Morud Vågen, William Solberg Bjønness, Georg Julian Devik, Julie Larsen Gunnerød, Hallvard Breistein, Idun Runde Mosgren og Malin Helen Mathiesen med bidrag fra flere i Statnett

Hensikt og fokusområder

Hensikten med ATK er å systematisk analysere overføringsbehovet på "transportkanalnivå" 10-25 år frem i tid. Med transportkanaler mener vi sentrale ledninger, eller grupper av ledninger, som forbinder større regioner i Norge. Et sentralt poeng er å analysere virkningene av planlagt nettutvikling, og klargjøre hvorvidt det kan være behov for mer eller mindre kapasitet enn det som er planlagt. I analysen oppdaterer og verifiserer vi tidligere analyser og beregninger. I tillegg supplerer vi med ny kunnskap.

Vi bruker prisforskjeller som en målestokk på nettbehovet og om planlagt nett er tilstrekkelig. Dette fordi prisforskjellene er en viktig indikator for den samfunnsøkonomiske gevinsten av å øke nettkapasiteten og fordi Statnett er pålagt å bidra til reduserte prisforskjeller.

For å klargjøre trender og utfallsrom i overføringsbehovet må vi analysere et stort antall markeds- og driftssituasjoner over mange ulike scenarioer for markedsutviklingen både i Norge og Europa. I analysen bruker vi derfor modellsimuleringer som gjengir samspillet time for time* mellom vannkraften, markedet og nettet. For å klargjøre hvordan variasjoner i vær og sesonger spiller inn, simulerer vi hvert framtidige stadium over mange historiske værår**. I analysen tar vi utgangspunkt i scenarioene fra Statnetts Langsiktig Markedsanalyse 2024. Så supplerer vi disse med en rekke sensitiviteter som viser både større og mindre behov.

Beregninger av hva nettet tåler i form av overføringskapasiteter for sikker drift er en vesentlig del av analysen. Vi beregner dette for hele nettet i ulike

stadier utover i tid der vi tar inn planlagte forsterkningstiltak som settes i drift. I denne analysen er dette konsentrert rundt 2035*** og 2040-50.

I det maskede transmisjonsnettet vil både overføringsbehov og kapasiteter henge sammen og påvirke hverandre på tvers av større områder. Dette er hovedårsaken til at vi i ATK analyserer behov og tiltak i hele Norge i sammenheng. Gjennom dette får vi en mer systematisk kontroll på behovene og hvilke behov og tiltak som henger mest sammen. Det siste gir et grunnlag for pakking av tiltak i Statnetts områdeplaner.

I tillegg til å gi en oversikt over behov opp mot planlagte tiltak har vi i årets analyse et ekstra dypdykk innen følgende temaer:

- Effekten av planlagt nettutvikling på mellomlang sikt til 2035
- Nettbehovet i scenarioer for lav vekst i forbruk og produksjon
- Effekten av å eventuelt bygge ut kjernekraft i Norge
- Vestlandet med fokus på Bergensområdet
- Større effektutvidelser og etablering av pumpekraft i vannkraftverk
- Kapasitet til økt forbruk, ensidig og sammen med ny produksjon

Analyse av transportkanaler gir mye viktig kunnskap for nettutviklingen. Vi presiserer samtidig at analysen ikke gir noe selvstendig grunnlag for Statnetts investeringsbeslutninger. Tekniske forhold knyttet til balansering og systembærende egenskaper er heller ikke en del av analysen.

* I modellsimuleringene for Norge simulerer vi med en tidsoppløsning på tre timer per tidsavsnitt.

** Vi simulerer hvert analyseår over 29 historiske værår. Med tretimers tidsoppløsning gir dette i underkant av 85 000 integrerte markeds- og flytsituasjoner for hele markedet og nettet per simulering.

*** Med 2035 mener vi et analysestadium på midten av 2030 tallet og ikke et presist årstall

Sammendrag

Overordnede hovedpunkter:

- Markedsutviklingen vil med stor grad av sannsynlighet gi et høyere overføringsbehov enn det er kapasitet til i mye av dagens nett helt fram til 2050. Et hovedtrekk er at det blir mindre enveis energitransport, og mer bruk av nettet til å jevne ut varierende produksjon og tilsig. Dette gir mer vekslende flytretning og flaskehalser.
- Analysen viser at nettforsterkningene som er planlagt satt i drift til 2035 gir stor effekt med reduserte flaskehalser og økt kapasitet for tilknytning. Analysen bekrefter at den planlagte rekkefølgen på tiltakene er effektiv og rasjonell. God planlegging og investeringer i midlertidige tiltak vil være sentralt for å få god utnyttelse underveis.
- På lang sikt til 2040-50 bekrefter analysen at det planlagte nettet vil være tilstrekkelig og gi lave prisdifferensialer i normalår i de fleste scenarioer. Selv med mer enn 100 TWh vekst i forbruk og produksjon er det moderate flaskehalser. Vi ser også at det planlagte nettet kan håndtere mye mer effekt og pumping i norske vannkraftverk, eventuelle utbygginger av mer havvind med hybride tilkoblinger i sør og en alternativ utvikling med større regionale over og underskudd.
- Ved lav langsiktig vekst i produksjon og forbruk vil det fortsatt være flaskehalser med dagens nett. Dessuten er behovet for å reinvestere gammelt nett uavhengig av utviklingen i forbruk og produksjon. Dette tilsier at det også i scenarioer for lav vekst i forbruk og produksjon vil være nødvendig å gjennomføre de fleste av de planlagte tiltakene i transportkanalene, selv om noen trolig kan utsettes.
- En eventuell utbygging av kjernekraft i Norge vil ikke erstatte planlagte nettforsterkninger i transportkanalene. Kjernekraft kan imidlertid muliggjøre mer forbruk i det planlagte nettet.
- Analysen viser at utfallsrommet for overføringsbehovet mellom de ulike regionene i Norge er mye mer dempet enn utfallsrommet for veksten i produksjon og forbruk. Det er først i scenarioer med høy og urealistisk ubalansert vekst at vi får fram et vesentlig større overføringsbehov enn vi har i hovedscenarioene. Motsatt gir variasjonene i dagens produksjon en høy nedre grense for nettbehovet.
- I det maskede nettet er overføringskapasitetene i hver enkelt transportkanal avhengig av kapasiteten lokalt og i hvilken grad det er tilstrekkelig kapasitet ellers i systemet. Dette gjør at det er viktig å bygge ut sammenhengende og balansert på tvers av regioner. Årets analyse viser at det planlagte nettet i all hovedsak fungerer på disse punktene, men at det vil være perioder underveis der vi ikke får full utnyttelse.
- Planlagte tiltak i transportkanalene er i hovedsak reinvesteringer som uansett må gjøres. Sammen med reduserte flaskehalser gir dette høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet i nærmest alle scenarioer. De få helt nye ledningene vil være lønnsomme under mer spesifikke forhold.
- Store prisdifferensialer vil trolig gi høy samfunnsøkonomisk nytte av økt kapasitet til Sverige, både for Norge og Sverige. Analysen viser at dette også vil bidra til å dempe interne flaskehalser i Norge.

Sammendrag

Nord-sør på Vestlandet

- Svakt nett på Vestlandet gir i dag store flaskehalser og prisforskjeller. Innen 2035 er planen å bygge nye 420 kV ledninger fra Sauda til Samnanger og fra Sogndal til Bergensområdet. Disse gir mye mer kapasitet og vil i stor grad redusere flaskehalsene på Vestlandet.
- Forsterkningene mellom Sauda og Samnanger gir også økt utnyttelse av nettet og lavere prisforskjeller ellers i Sør-Norge.
- Utbyggingen av 420 kV-ledninger lokalt i Bergensområdet er viktig for å tilknytte nytt forbruk ute ved kysten, men mindre viktig for å jevne ut prisforskjeller og møte transportbehovet i Sør-Norge i stort.
- Det planlagte nettet har plass til mye vekst i forbruket, særlig hvis vi bruker systemvern. Ved en ekstraordinært høy forbruksvekst kan det likevel bli knapphet på energi i Bergensområdet. Analysen viser at mer produksjon lokalt vil være det beste tiltaket for dette. Hvis vi i stedet skal løse behovet med mer nett er det trolig best å forsterke sørover eller østover fra Bergensområdet.
- Lenger sør må nettutbyggingen fra Sauda mot Samnanger gå i takt med utbyggingen vestover fra Sauda. Lykkes vi ikke med dette får vi flaskehalser som dagens budområdegrenser ikke løser effektivt og som derfor gir store prisforskjeller.
- Ny 420 kV østover fra Sauda til Nesflaten og tilkobling av dagens 420 kV ledning Kvilldal-Rjukan til en ny stasjon ved Nesflaten vil fjerne en viktig flaskehals i dag og i framtidige scenarioer. Det gir også kapasitet til planlagte oppgraderinger av vannkraft ved Røldal og Suldal.

På Sørlandet og opp til Østlandet

- Strekningen mellom Sør- og Østlandet er en sentral transportkanal. Her er det i dag flaskehalser både nordover og sørover. Det viktigste trinnet i den planlagte utbyggingen på denne strekningen er å oppgradere fra 300 kV til 420 kV fra Bamble via Tønsberg og til nye Eiker stasjon. Dette gir økt kapasitet og mindre prisforskjeller i Sør-Norge til 2035 i alle markedsscenarioer. Oppgraderingene er også viktig for å kunne knytte til nytt forbruk i Grenland og Vestfold.
- Et annet trinn er å bygge en ny ledning mellom Kristiansand og Bamble. Behovet her er imidlertid knyttet til mer usikre utviklingstrekk med høy forbruksvekst i Grenland og mer hawind i sør. Det er derfor naturlig at dette ferdigstilles etter første trinn.
- Den neste hoveddelen er å erstatte 300 kV nett med en ny 420 kV ledning fra Rød til Eiker via Reskjem stasjon rundt 2040. Dette gir lavere prisforskjeller, men i mindre grad enn det første trinnet.
- Lavere vekst i forbruket enn i Medium vil i liten grad dempe nettbehovet mellom Sør og Østlandet. Høyere vekst vil imidlertid forsterke behovet, særlig om dette kombineres med mer hawind til Sørlandet. Dette gjelder særlig for ledning nummer to mellom Kristiansand og Bamble.
- Mye mer effekt i vannkraften i NO2 kan utløse behov for dublering på 420 kV mellom Rjukan/Vemork og Eiker.
- Oppgraderingen av det resterende 300 kV nettet i NO2 drives mest av reinvesteringsbehov og fortsatt tilknytning av vannkraftverk. Dette kan dermed vente til vi kommer nærmere endt levetid for dagens nett.

Sammendrag

Midt-Norge til Østlandet

- Dagens 300 kV nett mellom Sunndalsøra og Lillehammer har lav kapasitet. Sammen med et stort overføringsbehov nord-sør bidrar dette til flaskehalser og prisforskjeller mellom NO3 og NO1/NO5. De tre parallelle 300 kV ledningene fra Lillehammer til Oslo har også lav kapasitet og vil bidra til store flaskehalser hvis de ikke utbedres.
- Til midten av 2030 tallet er planen å oppgradere til 420 kV mellom Sunndalsøra og Lillehammer, og bygge en ny 420 kV mellom Lillehammer og Oslo. Den siste vil i en periode driftes på 300 kV i påvente av at det blir klargjort for 420 kV i Oslo. Analysen viser at dette mellomsteget vil gi et stort løft i kapasitetene mellom NO3 og NO1, og mellom Lillehammer og Oslo. Sammen med mindre forventet behov for energitransport nord-sør reduserer dette prisforskjellene og gir større kapasitet til å knytte til produksjon og forbruk på Innlandet.
- På lengre sikt bekrefter analysen at målnettet med to parallelle 420 kV-ledninger fra Lillehammer til Oslo og en mellom Sunndalsøra og Lillehammer vil være tilstrekkelig i de fleste markedsscenarioer. En tredje i sør vil eventuelt være mer drevet av lokal tilknytning enn transport nord-sør. En ledning nummer to mellom Lillehammer og Midt-Norge vil trolig være lønnsom kun i helt spesielle scenarioer.
- Analysen viser at transportkanalene kan håndtere betydelige volumer solkraft så lenge den enkelte tilknytning er lokalt driftsmessig forsvarlig. Dette fordi flaskehalsen som oppstår sørover mot Oslo løses relativt effektivt i markedet ved å holde tilbake vannkraftproduksjonen lengre nord i NO1 og NO3.

Midt og Nord-Norge – og samspill med Sverige

- De nærmeste årene er planen å bygge nye ledninger mellom Fosen og Snillfjord, og mellom Surnadal og Sunndalsøra. Analysen bekrefter at dette er viktig for å fjerne flaskehalsene gjennom NO3. Tiltakene bidrar også til å heve snittgrensene ut av NO4. Sammen med mindre overskudd i NO4 gir dette reduserte prisforskjeller nord-sør i Norge.
- Økt nettkapasitet gjennom Midt-Norge og mellom Midt-Norge og Oslo gir mulighet for flere TWh forbruksøkning i NO3. Hvis det bygges ut lokal produksjon kan forbruket økes mye mer uten at det oppstår større prisforskjeller til andre områder.
- Ulik prisvariasjon gir betydelige prisforskjeller mellom Norge og Sverige. Det er lav kapasitet på dagens 220kV-ledning mellom Røssåga i Nordland og Grundfors i Nord-Sverige og oppgradering til ny 420 kV gir trolig høy lønnsomhet for begge land. Tiltaket er også viktig for å dempe prisforskjeller og flaskehalser i NO4 og mellom NO4 og NO3, særlig i scenarioer med stort overskudd eller underskudd på energi i NO4.
- Utbyggingen til dobbel 420 kV mellom NO4 og NO3 bidrar også til å jevne ut prisene, men i mindre grad enn forsterkningen til Sverige
- Ny 420 kV fra Balsfjord til Skaidi og styring av flyten på ledningen til Finland er viktig for kunne bygge ut produksjon og dekke opp for økt forbruk i Finnmark. Dette vil dempe behovet for en ny ledning fra sør.
- På sikt er planen å bygge en ny 420 kV i parallell med den eksisterende mellom Rana og Ofoten i Nordland. Denne analysen bekrefter at dette øker evnen til å håndtere over- og underskudd nord i NO4.

Sammendrag

Samlet vurdering av planlagte tiltak i transportkorridorene

Analysen viser at følgende planlagte tiltak gir størst virkning og er viktigst i de fleste scenarioer. De aller fleste er reinvesteringer som forsterker lønnsomheten. Reinvestering av resterende 300 kV nett er også viktig, men listes ikke spesifikt her.

- Sogndal – Øygarden (Bergensområdet) og Sauda-Samnanger
- Sauda-Nesflaten og Kvilldal-Rjukan via Nesflaten
- Bamble (Telemark) – Eiker (Østlandet)
- Fosen til Sunndalsøra og Sunndalsøra-Oslo
- Nedre Røssåga (Nordland) – Ajaure/Grundfors (Sverige)
- Skaidi-Lebesby og styrbarhet på ledningen til Finland

Så har vi en del planlagte tiltak hvor effekt og lønnsomhet i større grad avhenger av bestemte behovsscenarioer. Dette er nye ledninger med høyere samfunnsøkonomisk kostnad enn reinvesteringer.

- Ny ledning mellom Kristiansand og Bamble
- Ny ledning gjennom Nordland mellom Rana og Ofoten
- Ny ledning mellom Troms og Finnmark (Balsfjord-Skaidi)

Til slutt er det en viss mulighet for at det blir behov for å bygge en ekstra ledning inn til Bergen fra sør eller øst og en ledning nummer to mellom Midt-Norge og Lillehammer. Her er det imidlertid lite behov og lav lønnsomhet per nå – og i begge tilfeller vil mer produksjon på rett sted være bedre.

Enda mer like priser på lang sikt vil kreve mer kapasitet i og til Sverige

Med målnettet blir det mye mer like snittpriser og lave prisforskjeller i de fleste markedsscenarioer. Analysen bekrefter samtidig tidligere funn om at det vil være perioder der det fortsatt oppstår flaskehalser i Norge.

Norge og Sverige har et felles masket nett der begrensninger i nettet i det ene landet og mellom landene påvirker kapasiteter og flaskehalser internt i det andre landet. Enda mer like priser internt i Norge vil dermed forutsette økt kapasitet både på grensen og internt i Sverige. Dette er særlig tydelig i nord der en forsterkning til Sverige er en forutsetning for å kunne utnytte nettet internt i Norge. Mer kapasitet på grensen gir også mulighet for bedre utnyttelse av norsk nett til å utjevne ubalanser i Sverige.

Kombinert med vedvarende ulik prisvariasjon og dermed store prisforskjeller, viser vi i årets analyse at også at det også kan være en langsiktig mulighet å forsterke Haslesnittet mellom Sør-Norge og Sør-Sverige. Dette kan ha positiv lønnsomhet og fordeler for begge land. Eksempelvis vil mer effekt i norsk vannkraft kunne bidra til å dekke mer av effektbehovet i Sverige. Motsatt kan Norge få bidrag til å jevne ut varierende energibalanser. Vi viser også at det bidrar til litt lavere prisforskjeller internt i Norge. Et slikt mulig tiltak forutsetter imidlertid at nettet er forsterket på begge sider. Det er først da en eventuell kortere ledning på grensen kan gi reell effekt.

Innholdsliste

	<u>Forord og sammendrag</u>	
Kapittel 1	<u>Planlagt nett og overføringskapasiteter</u>	10 - 26
Kapittel 2	<u>Utteksling, flaskehalser og behovet for planlagt nett</u>	27 - 61
Kapittel 3	<u>Kjernekraft i Norge</u>	62 - 77
Kapittel 4	<u>Transportbehov og planlagt nettutvikling på Vestlandet</u>	78 - 93
Kapittel 5	<u>Effektøkning og pumpekraft i norske vannkraftverk</u>	94 - 104
Kapittel 6	<u>Kapasitet til forbruk i NO3 og solkraft i NO1</u>	105 - 116

Ordliste

- **Transportkorridor:** En eller flere overføringer som forbinder større regioner i Norge som kan, men ikke må, være i forskjellige budområder.
- **Målnett:** Det planlagte nettet i Norge på lang sikt slik det er beskrevet i områdeplanene, med 20 års planhorisont. I vår analyse er det laget en nettmodell for 2045 som representerer målnett.
- **Budområde:** Geografisk område med felles budgivning og pris i døgnmarkedet. Når det ikke er flaskehals mellom to budområder kan disse få lik pris.
- **Masket nett:** Beskriver nettanlegg med flere parallelle ledninger, gjerne via flere andre noder, slik at kraftflyten har flere alternative ruter til samme destinasjon. Drift med masket nett har høyere driftssikkerhet enn radiell drift, men kan ha lavere kapasitet.
- **Kombinasjonssnitt og Storsnitt:** Kombinasjonssnitt definerer grensene for sikker drift, ofte ved utfall av en komponent på et begrensende element. Se side 15-16. Storsnitt er summen av en eller flere ledninger som representerer kjente flaskehalser gitt av kombinasjonssnittene.
- **Power Transfer Distribution Factor (PTDF):** Beskriver hvor mye flyten på et snitt øker når nettoposisjonen i et område øker med 1 MW.
- **Autotransformator:** transformator med kun en vikling og dermed ingen galvanisk skille mellom primær- og sekundærsiden. I det norske transmisjonsnettet brukes autotransformatorer i dag til transformering mellom 420 og 300 kV.
- **Små modulære reaktorer (SMR):** Avanserte kjernefysiske reaktorer med kapasitet opp til 300 MW_e, designet for serieproduksjon i fabrikk og ferdig sammenstilt transport til byggeplassen.
- **Systemvern:** Vernanlegg hvis formål er å øke kapasiteten i transmisjonsnettet. Systemvern flytter grensen for sikker drift ved å hurtig endre hvordan en feilhendelse påvirker systemet.
- **Produksjonsfrakobling (PFK):** Systemvern som kobler ut produksjon ved feil
- **Belastningsfrakobling (BFK):** Systemvern som kobler ut forbruk ved feil
- **Nødeffekt:** Systemvern som øker eller reduserer flyt på styrbare utenlandsforbindelser ved feil
- **Impedans:** Kompleks størrelse som beskriver den elektriske motstanden i nettet. Dette har mye å si for fordelingen av flyten i det maskede nettet. Består av resistans (realdel) og reaktans (imaginærdel). På våre spenningsnivå er førstnevnte mest relevant for tap, mens sistnevnte bestemmer flytfordelingen et masket nett og er veldig viktig for spenningsfall.
- **Static Var System (SVS):** Fellesbetegnelse for anlegg som hurtig kan bidra med spenningsstøtte ved behov. SVS er statisk i forhold til roterende fasekompensator, som er en synkronmaskin som spinner fritt uten turbin.
- **High Voltage Direct Current (HVDC):** Likestrømsforbindelse med kraftelektronisk omformeranlegg for like- og vekselretting i begge ender. Likestrøm har ingen frekvens, og reaktansen, det imaginære leddet av impedansen, forsvinner. Dette gjør HVDC godt egnet til å overføre kraft over lange distanser, særlig når det er behov for å bruke kabel heller enn luftledning. HVDC-forbindelser er styrbare og er derfor godt egnet til å håndtere flaskehalser i flytbasert, se side 36.

1 – Planlagt nett og overføringskapasiteter

I dette kapittelet beskriver vi den delen av planlagt nettutvikling som er relevant for overføringskapasitetene i transportkorridorene. Videre forklarer vi nærmere om faktorene som avgjør overføringsgrensene for sikker drift, og hvordan vi beregner disse. Vi skisserer også de viktigste snittgrensene fram til 2050 og hvordan den realiserte kapasiteten øker med planlagt nett.



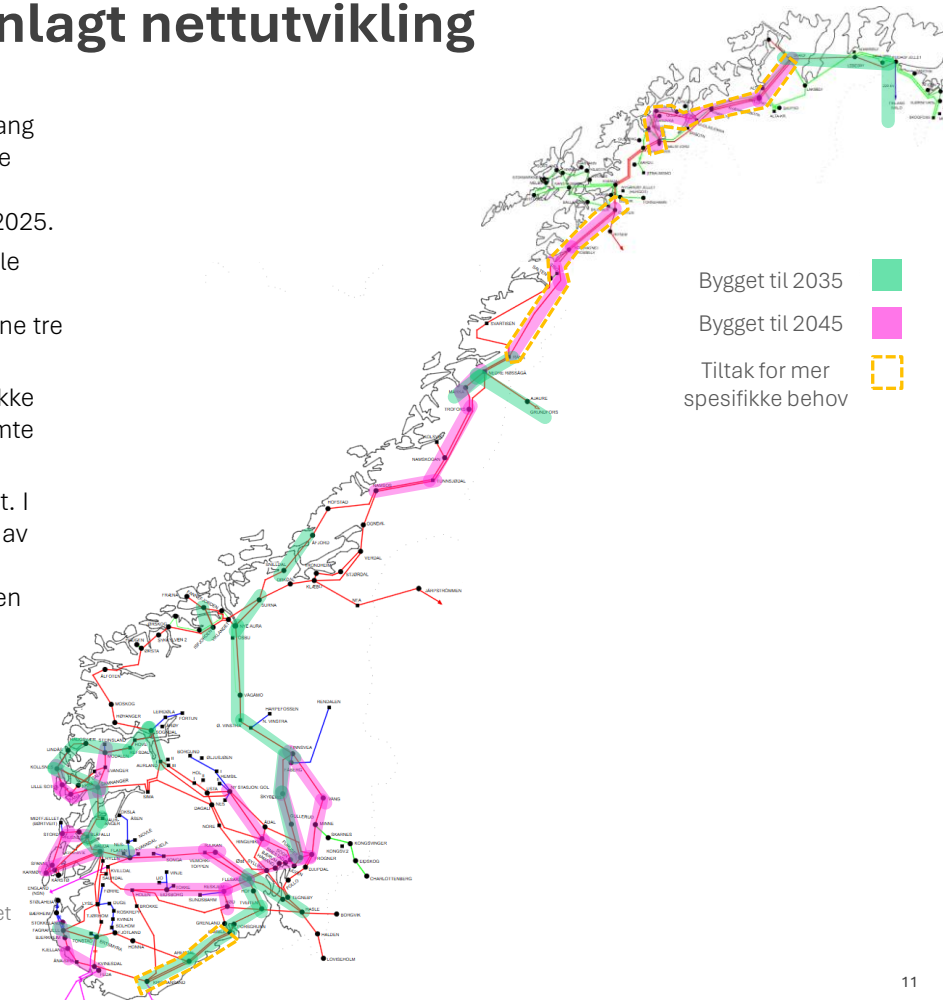
Vi fokuserer på to stadier i planlagt nettutvikling

Statnett bruker vi begrepet målnett for det planlagte nettet* i Norge på lang sikt. Deler av målnettet kan endre seg over tid som et resultat av endrede behov, prosjektutvikling og ny kunnskap. I denne utgaven av ATK tar vi utgangspunkt i nettet slik det er beskrevet i Statnetts områdeplaner fra 2025.

Vi analyserer effekten av netttiltak ved å simulere med og uten det aktuelle tiltaket. Dette er en arbeidskrevende prosess. Siden vi i ATK ser på nettutviklingen i hele landet forenkler vi dette ved i hovedsak sammenligne tre topologier; Dagens nett, Mellomtrinn 2035 og Målnett 2045/-50.

Merk at Mellomtrinn 2035 er analysestadium av nettutviklingen og skal ikke forstås som konkrete fremskriving av hvordan nettet vil se ut i det bestemte året.

I ATK23 gjorde vi omfattende analyser knyttet til det langsiktige målnettet. I årets analyse har vi jobbet mer med Mellomtrinn 2035 med beregninger av kapasiteter og behov. Dette er for å klargjøre effekten av planlagt nett på mellomlang sikt og hvilke flaskehalser som kan oppstå i midlertidige, men tidvis langvarige trinn av nettutviklingen.



* Når vi bruker begrepet planlagt nett i denne rapporten, mener vi det nettet som er beskrevet i Statnetts områdeplaner. For de tidlige tidsstadiene vil prosjektene ha passert flere beslutningspunkter, men for målnettet, som er 20 år frem, har de ikke nødvendigvis det.

Planlagt nett 2035 – Mellomtrinn 2035

I Mellomtrinn 2035 legger vi til grunn ny 420 kV ledning gjennom Finnmark fra Skillemoen til Varangerbotn (1), og at vi har etablert komponenter for å kunne styre flyten på ledningen mot Finland. På Helgeland er dagens 220 kV mellom Nedre Røssåga og Grundfors reinvestert i ny 420 kV ledning (2). Tidspunktet for dette tiltaket er fortsatt usikkert og vi simulerer derfor med- og uten i analysen.

I Midt-Norge har vi dubler 420 kV-forbindelse fra Namsos til Sunndalsøra ved å krysse Trondheimsfjorden med 420 Årjord-Snilldal og ny ledning 420 Surna-Aura (3).

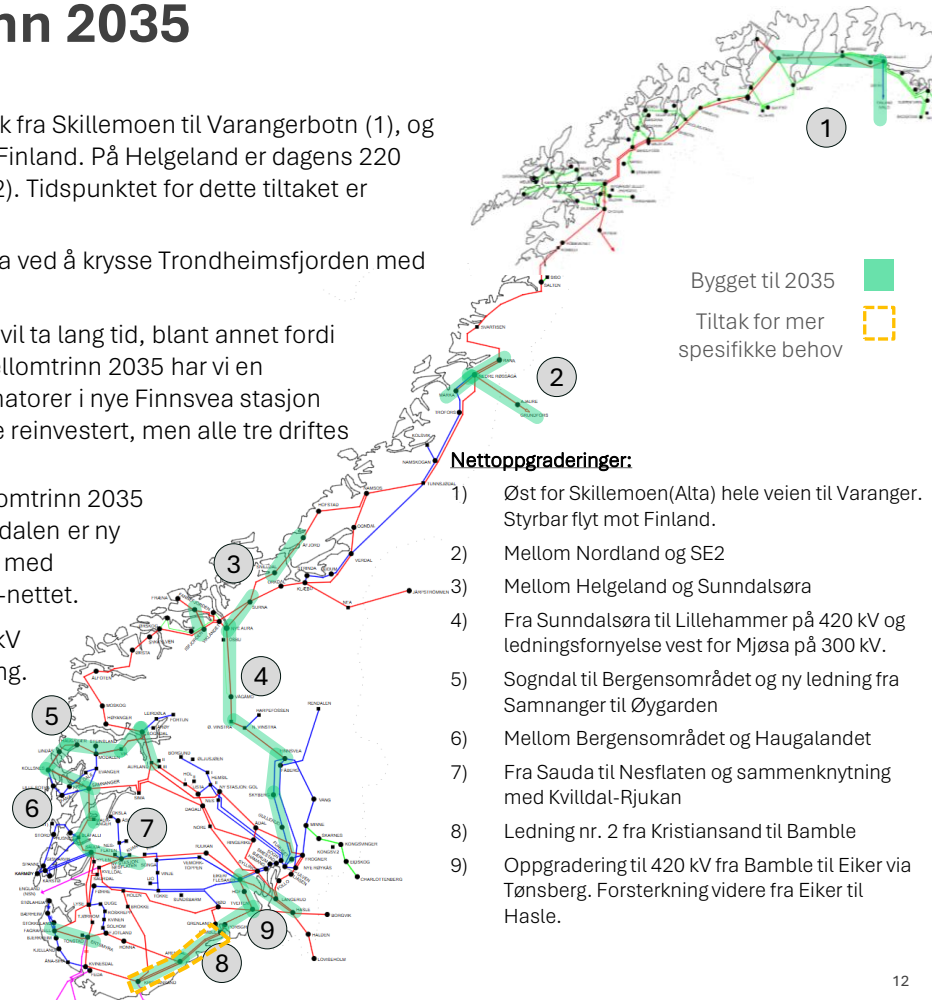
Sunndalsøra - Oslo skal oppgraderes til 420 kV hele veien (4). Men dette vil ta lang tid, blant annet fordi det er mange faktorer som spiller inn før vi kan ha 420 kV drift i Oslo. I Mellomtrinn 2035 har vi en forsterkning av den nordlige halvdel med 420 kV drift og autotransformatorer i nye Finnsvea stasjon ved Lillehammer. Mellom Lillehammer og Oslo er en av de treledningene reinvestert, men alle tre driftes på 300 kV.

På Vestlandet har vi 420 kV Sauda-Samnanger-Øygarden-Sogndal i Mellomtrinn 2035 (5). Samnanger-Øygarden er en helt ny forbindelse og Sogndal-Vik-Krossdalen er ny ledning i eksisterende trasé. I analysen ser vi både på effekten av å vente med Samnanger-Øygarden, og hvordan denne fungerer i parallell med 300 kV-nettet.

På Haugalandet er nye Blåfalli-Gismarvik med stasjon klar, men på 300 kV i 2035 for å belyse begrensinger ved forsinket 420 kV drift av indre SKL-ring.

Sauda-Nesflaten er erstattet med 420 kV og dagens Kvilldal-Rjukan er tilkoblet en ny stasjon i Nesflaten (7). Effekten av dette i samspill med effektoppgraderinger i vannkraften er analysert i en egen studie¹⁾.

Den planlagte nye 420 kV ledningen fra Kristiansand til Bamble (8) er med i Mellomtrinn 2035, men vi simulerer også uten for å klargjøre behovet. Videre fra Bamble til Eiker og over Oslofjorden (9) er dagens 300 kV ledninger erstattet med 420 kV.



¹⁾: Nett og effekt i NO2 2025

Planlagt nett på lang sikt – Målnett 2045/50

I Målnett 2045/50 har vi med en ny 420 kV ledning Balsfjord til Skaidi (1) via Tromsø. KVU for Tromsø pågår og løsning kan bli en annen. For det overordnede transportbehovet har denne mindre betydning. Lengre sør legger vi til grunn en ledning nr 2 gjennom Nordland fra Rana via Kobbvatnet til Ofoten (2). Denne vil gi en tredje forbindelse fra sør over Kobbelvsnittet inn til Område Nord, samtidig som den vil øke kapasiteten internt i Helgeland og Salten til både overskudd og underskudd ved å dublere bort viktige utfall og redusere impedansen mot Midt-Norge. Tiltaket har samtidig en mer usikker nytte, høye kostnader og krevende terreng gjennom reinbeitedistrikter. Vi har derfor med resultater for de relevante storsnittene med og uten ny ledning fra Rana til Ofoten. På Helgeland reinvesterer vi 300 kV-forbindelsen mellom Nedre Røssåga via Marka og Trofors til Tunnsjødal. Dagens 300 kV-forbindelse fra Tunnsjødal til Verdal saneres og vi reinvesterer med 420 kV Tunnsjødal-Namsos 2, (3).

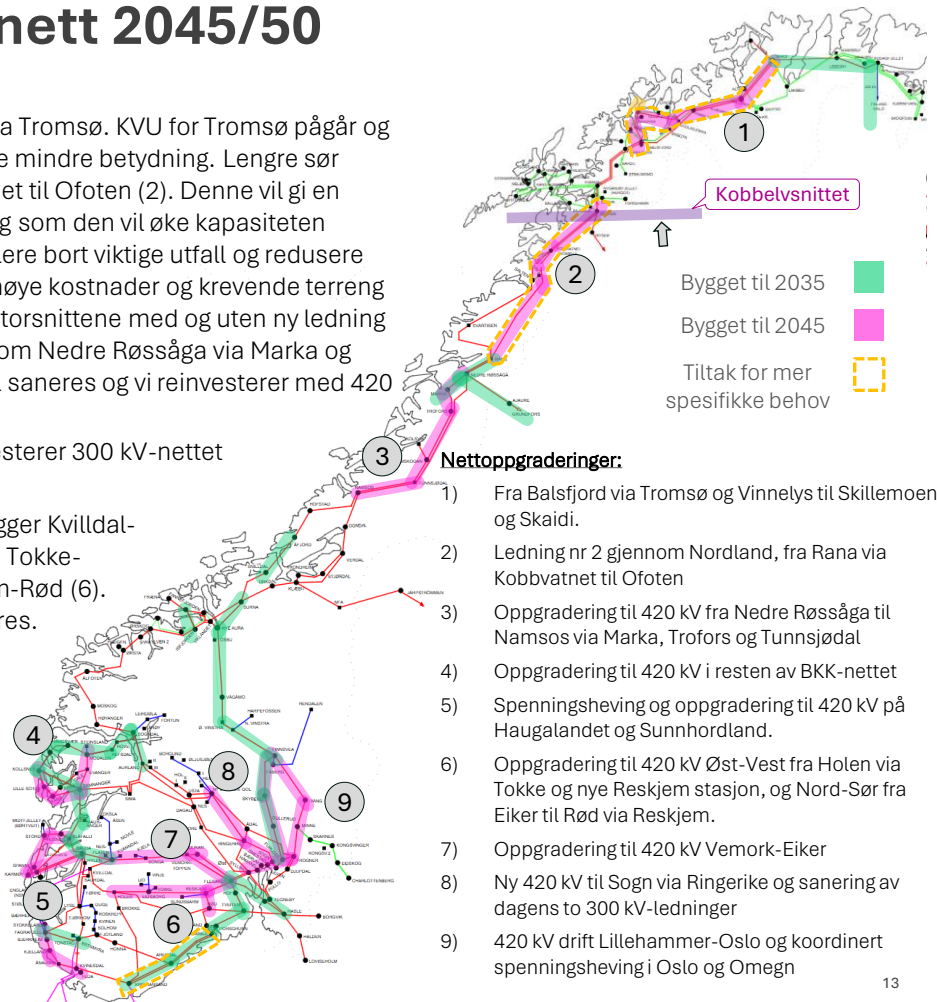
I Bergensområdet og på Haugalandet fullfører vi oppgraderingen og reinvesterer 300 kV-nettet med nye ledninger og heving av driftsspenning til 420 kV, (4).

Nord i Telemark oppgraderer vi dagens Vemork-Eiker for 420 kV drift og legger Kvilldal-Nesflaten-Rjukan innom Vemorktoppen (7). Lenger sør reinvesterer vi 300 Tokke-Flesaker og 300 Tokke-Rød med 420 Tokke-Reskjem og 420 Eiker-Reskjem-Rød (6). I tillegg er ny 420 Holen-Tokke til erstatning for 300 Førre-Tokke som saneres.

I Hallingdal sanerer vi de to aldrende 300 kV-ledningene til Sogn i Oslo og erstatter de med en 420 kV ledning som går via Ringerike (8).

Når alt er på plass rundt 2040 legger vi til grunn at vi kan heve driftsspenningen for hele Oslo og omegn til 420 kV. Dette gjør at vi kan ha 420 kV drift helt fra Oslo, via Lillehammer og til Sunndalsøra. Kapasitetsmessig har vi da ikke lenger bruk for 300 Fåberg-Røykås og planlegger å sanere denne.

Kartet reflekterer at Rendalen, Indre Sogn, Borgund-strengen gjennom Hemsedal og Odda-strengen er planlagt driftet på 300 kV ut sin tekniske levetid. Disse er heller ikke transportkorridorer.



Utvekslingskapasitet til utlandet gjennom analyseperioden

Uttekslingen med andre land har stor betydning for flyt og flaskehalser internt i Norge. På grunn av både høy variasjon i kraftprisene i andre land og store svingninger i tilsiget til norsk vannkraft, vil utvekslingen med naboland fortsette å være en viktig faktor for nettbehovet i Norge i hele analyseperioden.

I dag har vi en utvekslingskapasitet fra Sør-Norge til kontinentet og Storbritannia på 5200 MW. I Medium legger vi til grunn at denne utvekslingskapasiteten i all hovedsak opprettholdes på dagens nivå gjennom analyseperioden, og at det ikke bygges helt nye forbindelser.

Mellom Norge og Danmark har vi i dag fire kabelanlegg, Skagerak 1-4, med en samlet kapasitet på 1700 MW. Levetiden til Skagerak 1 og 2 er i ferd med å løpe ut. Det er ikke besluttet om kapasiteten på kablene skal fornyes, men Statnett er i gang med å utrede reinvestering av kablene. Skagerak 3 har behov for reinvestering mot slutten av neste tiår, men her er det ikke satt i gang prosess. Med bakgrunn i dette beholder vi kapasiteten til Danmark på 1700 MW frem til og med 2035, for deretter å redusere kapasiteten til 1200 MW i 2040 og 2050.

Forbindelsene mot Tyskland, Storbritannia og Nederland er alle bygget på 2000-tallet og har fortsatt mye igjen av levetiden sin. Disse beholder vi i datasettene våre hele analyseperioden.

Nettutredningen for andre fase i Sørlege Nordsjø II^{*} peker på at havvind på hybridforbindelser vil være mer samfunnsøkonomisk rasjonelt enn tilkobling på radial. Likevel er det usikkert både hvorvidt det vil bygges mer havvind og hvordan tilknytningen av denne blir. I Medium legger vi derfor til grunn at det ikke tilknyttes havvind på hybrid.

I scenarioet Høy har vi forutsatt både større havvindvolum og mer utveksling i form av hybrid. I dette scenarioet tilknytter vi 1400 MW havvind på hybrid fra 2035.

I tillegg til utveksling via HVDC til kontinentet, har vi betydelig utvekslingskapasitet mot Sverige gjennom AC-nettet. Denne øker utover analyseperioden som følge av oppgraderinger og reinvesteringer i nettet både internt og mellom landene.

*: Nettutredning Sørvest F

Sikker drift gir grenser for flyten – budområder sikrer at de holdes

Nettet må driftes sikkert slik at vi unngår personskader, havari på komponenter, kaskadering og mørklegging. Dette innebærer at vi hele tiden har kontroll på kapasiteten i hver enkelt komponent i nettet, og at vi drifter nettet slik at vi tåler uventede og enkeltstående utfall av enhver del av nettet.

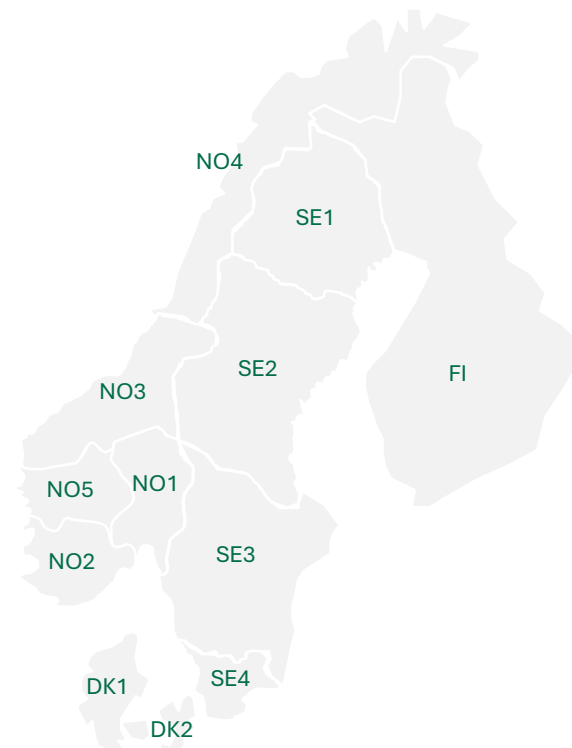
Det siste kaller vi N-1-kriteriet for sikker drift og innebærer at driften kontinuerlig forskutterer at 1 av N komponenter faller ut og umiddelbart gir en ny og endret driftssituasjon. Flyten på denne ene utfallskomponenten omlagres til andre nettverkskomponenter og det er flyten på kritiske nettverkskomponenter etter utfall som overvåkes. Utfallet utgjør eventualiteten, eller contingency på engelsk, og sammen utgjør de en CNEC¹⁾. På norsk omtaler vi disse som *Kombinasjonssnitt*, eller ofte bare snitt. Disse gir den maksimale flyten vi kan ha på de ledningene det gjelder og samtidig tåle et utfall. I det samlede nettet har vi flere hundre snittgrenser som må overholdes.

Kraftmarkedet sikrer at det fortløpende er balanse mellom forbruk og produksjon. Samtidig gir markedet en optimering der kraftverkene med lavest kostnader brukes til å dekke forbruket. Dette må imidlertid skje innenfor grensene for sikker drift av nettet.

Når markedsløsningen gir et behov for å overføre kraft som overstiger det et eller flere snitt tillater, oppstår det flaskehalser. I slike situasjoner må volum og fordeling av produksjon, forbruk og utveksling med andre land, endres slik at kraftflyten holder seg innenfor grensene for sikker N-1-drift.

I Norge er budområder det viktigste tiltaket for å håndtere flaskehalser. Med budområder endres den geografiske fordelingen av i hovedsak regulert vannkraft samt utvekslingen til utlandet. Dette sikrer at kraftflyten holder seg innenfor grensene Statnett setter for sikker drift.

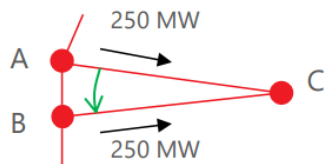
Nordiske budområder



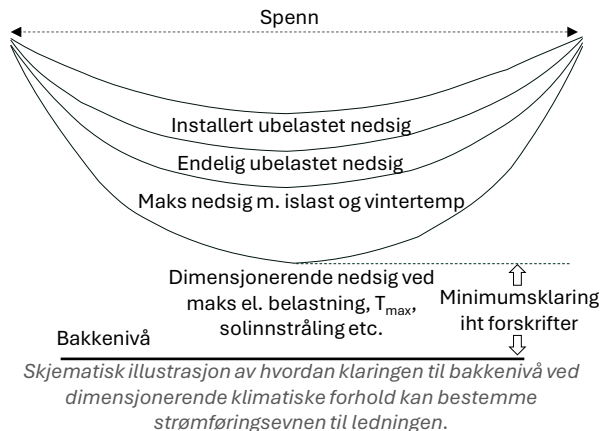
¹⁾: CNEC – Critical Network Element Contingency

Termisk holdfasthet og spenningsforhold gir mange av snittene

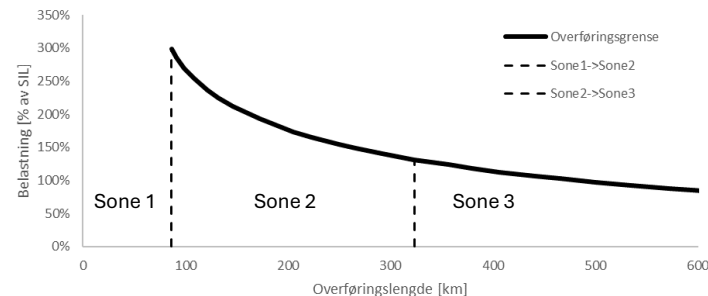
Mange snitt har kapasitet fastsatt av den belastede komponents termiske holdfasthet. Dette betyr at komponenten, ofte en ledning, har en strømgrense som ikke må overstiges på grunn av at varmeutviklingen, som øker kvadratisk med strømmen, blir for stor. Når en ledning blir varm vil den sige mot bakken. Til slutt vil klaringen mot høyeste objekt bli for liten. Kraftledningers termiske strømføringssevne er derfor avhengig av omgivelsestemperatur, vindstyrke, solinnstråling og bakkeklaring. De tre første varierer med både sesong og tid av døgnet i tillegg til mer tilfeldige variasjoner i vær. Bakkeklaring er en designparameter for å oppnå en viss strømføringssevne. Bruk av høytemperaturliner med svært lav termisk ekspansjonskoeffisient er et eksempel på en annen. Når vi temperaturoppgraderer ledninger for å oppnå høyere termisk kapasitet handler dette oftest om å manipulere terrenget under ledningsgata for å oppnå høyere klaring.



Et kombinasjonssnitt er et forskuttet utfall som overvåkes for sikker drift. I dette eksempelet vil 100 % av flyten på A-C legge seg på B-C og snittet blir "100 % A-C + B-C < [Kapasitet B-C]"



Andre snitt har kapasitet fastsatt av grense for lav spenning eller margin til spenningskollaps. Dette dreier seg gjerne om topologier hvor lengre enkeltledninger tar betydelig omlagring fra utfallskomponenten. På transmisjonsnettsnivå kan det ofte være umulig å nå ledningens termiske holdfasthet når lengden oversiger 80-100 km, fordi ledningens reaktans blir så stor. Dette gir store reaktive tap og spenningsfall langs ledningen. Reaktiv kompensering, for eksempel kondensatorbatterier, kan øke kapasiteten noe. St. Clairs kurve viser sammenhengen mellom overføringens lengde, overføringsgrense og type begrensing. I Sone 1 dominerer termiske begrensinger, mens det i Sone 2 nesten alltid er spenning som begrenser. I Sone 3 er vi inne på mer eksotiske begrensinger satt av dynamisk stabilitet.



St. Clairs kurve: Overføringsgrense som funksjon av overføringslengde.
SIL $\approx$ 600 MW ved 420 kV og $\approx$ 300 MW ved 300 kV

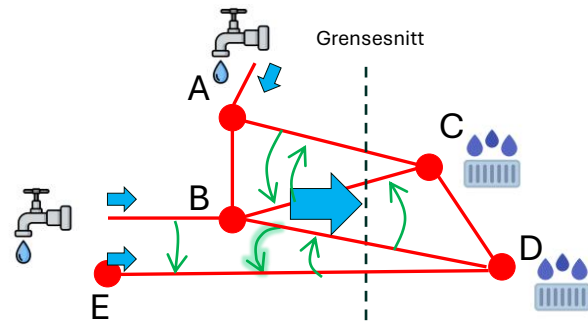
Vi beregner snitt i øyeblikksbilder

For å beskrive kapasiteten over et Storsnitt må vi ofte bruke flere kombinasjonssnitt. Vi må da være sikre på at vi har funnet de kombinasjonssnittene som er relevante, og vi må derfor først etablere de riktige relevante driftssituasjonene i et egnet analyseverktøy. I Statnett bruker vi PSS®E, men det finnes flere slike. Statnett samarbeider med Svenska Kraftnät, Fingrid og Energinet om å utveksle og vedlikeholde en felles nordisk kraftsystemmodell i PSS®E.

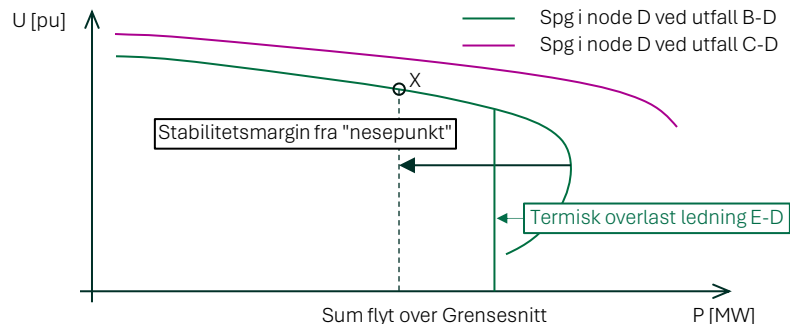
I Statnett bruker vi i tillegg egenutviklet programvare for å forenkle prosessen med å kontrollert presse flyten over et definert grensesnitt. Vi øker flyten inkrementelt ved å stegvis skru opp kilden og sluket, mens programmet gjør en utfallsanalyse for hvert steg. Det registrerer flyten på overvåkede ledninger og spenningen i overvåkede noder, slik at spenningsprofilen som funksjon av flyten over grensesnittet kan vises sammen med eventuelle overlastar.

Over enkle grensesnitt holder det kanskje å studere én driftssituasjon på denne måten, mens det i Marked-Nettanalyser ofte er nødvendig å studere flere eventualiteter. Fra hvilken retning kommer flyten? Er noen kraftverk særlig viktige for kapasiteten på et spesielt spenningsnitt?

I eksempelet til høyre ville vi tatt flyten på ledningen E-D i punkt X (nedre figur), rundet av og brukt denne som kapasitet på et spenningsnitt med B-D som utfallskomponent. Dette vil vært et av flere snitt til å beskrive kapasiteten over "Grensesnitt". Det at lav spenning og margin til spenningskollaps kan begrense flyten gjør at prosessen er vanskelig automatisert. Det krever en gjennomtenkt manuell analyse og forsvinner i automatisert "alt-på-alt" utfallsanalyse.



Flyten over grensesnittet presses ved å skru opp kilde på den ene siden, balansert mot et sluk på den andre. Dette kan for eksempel være en eller flere generatorgrupper som kilder og skalering av forbruk som sluk.



Ved å plote spenningen i en node etter et visst utfall mot flyten over grensesnittet kan vi tegne den såkalte "nesekurven", som viser spenningskollapsen. I dette eksempelet begrenser margin til kollaps før termisk overlast av ledningen E-D og det er utfall av B-D som er kritisk.

Overføringsgrensene kan økes med bruk av systemvern

I noen tilfeller kan kapasiteten i nettet økes med systemvern. Grovt deles disse inn i Belastningsfrakobling (BFK) og Produksjonsfrakobling (PFK). Et systemvern tillater oss å drifte et snitt over dets kapasitetsgrense fordi vernet etter et eventuelt utfall automatisk vil redusere belastningen på den gjenværende kritiske komponent svært hurtig og svært pålitelig.

Et snitt overvåker hva belastningen på en kritisk nettverkskomponent vil bli dersom et utfall skjer. Systemvern lar oss legge til et fratrekk i denne utregningen, for eksempel:

$$100\% A \rightarrow C + B \rightarrow C - \eta\% \text{ Forbruk}_{BFK} < [\text{kapasitet}]$$

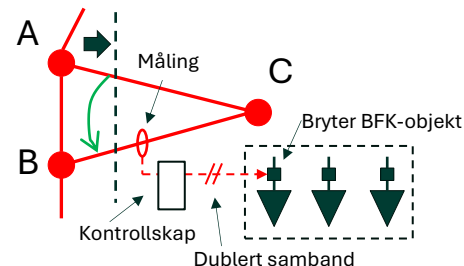
Hvor η er systemvernvirkingen på snittet. Denne henger sammen med omlagringsfaktoren på snittet og hvor i systemet kraftverkene som reduserer tilsvarende er.

Systemvern BFK kan kun benyttes når vi er trygge på at forbruket kan gjenopprettes innen akseptabel tid og ny trygg systemdrift i endret topologi kan etableres.

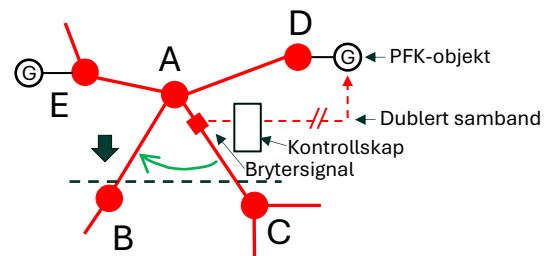
Bryterstyrte systemvern er hurtigere enn vern med strømmåling og brukes alltid når snittet er en spenningsbegrensing. Til gjengjeld har de en viss risiko for overfunksjon og aktiveres derfor som regel kun ved behov. Systemvern med strømmåling kan derimot alltid være aktivert og er derfor langt enklere å håndtere i systemdriften.

Når styrbare utenlandsforbindelser brukes som systemvernobjekt kalles dette nødeffekt. Forskjellige forbindelser har forskjellige tekniske begrensninger, men generelt sett virker disse i begge retninger; hurtig redusert import eller økt eksport gir PFK-virkning mens motsatt gir BFK-virkning.

Når snittets omlagringsfaktor er 100 % vil virkningen av BFK også bli 100 %. Etter utfall av A-C bærer B-C hele forbruket under C og all reduksjon i dette forbruket kommer til fratrekk i flyten på B-C.

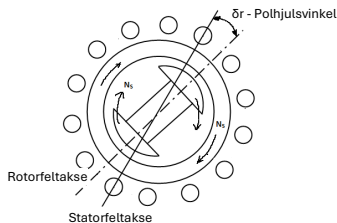


Når snittets omlagringsfaktor er lavere enn 100 % drar dette ned virkningen. Etter utfall vil utkobling av kraftverk D bidra til å ta ned flyten på snittet, mens det at kraftverk E deltar i å ta inn igjen den utkoblede produksjonen i D bidrar til å redusere virkningen. Vi trenger at kraftverk sør for snittet responderer for å få god virkning.

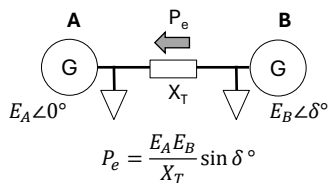


Stabilitetsforhold kan også gi kapasitetsgrenser

I noen langt færre tilfeller kan stabilitetsforhold i nettet danne sumbegrensinger for det totale overskuddet i større områder. I figuren under er to nettområder, A og B, aggregert forbruk og produksjon, mens nettet imellom er representert med impedansen X_T . Vi ser av ligningen for P_e at den overførte effekten mellom de to områdene blir primært en funksjon av spenningsvinkelen, δ . Skulle det oppstå en kortslutning i nettet i område B vil generatorene i nærheten miste sitt motmoment og akselerere mens feilklareringen pågår; polhjulsinkelen øker. Etter feilen er klarert må generatorene svinge seg tilbake til et nytt driftspunkt og dette lager oscillasjoner i flyten mot område A. Disse oscillasjonene vil forårsake svingninger i polhjulsinkelen til generatorene i område A. Vi har da to systemer som svinger mot hverandre og hvor godt dempet disse svingningene er avhenger i stor grad av X_T , jo større jo verre.



Skjematisk generator med rotor og stator. Polhjulsinkelen forteller hvor mye rotorens magnetfelt leder an i rotasjon foran statorens magnetfelt. Polhjulsinkelen øker med økt effektproduksjon.

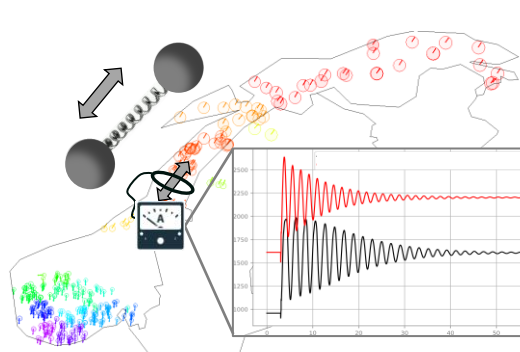


Hvor:

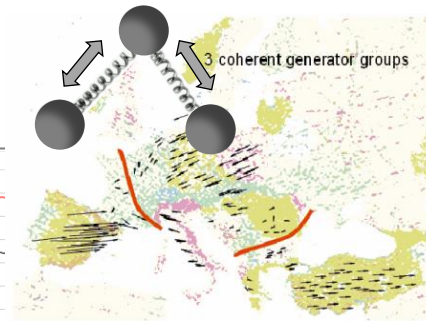
E_A og E_B = Spenning i hhv A og –B
 X_T = Ekvivalent impedans i nettet mellom A og B.
 δ = Forskjell i spenningsvinkel mellom A og –B.
 P_e = Overført elektrisk effekt

Norgeskartet under viser hvordan røde og oransje generatorene i nord svinger mot lilla, blå og grønne generatorene i sør etter et utfall av forbindelsen NO4-SE1. Etter utfallet henger Nord-Norge sammen med Midt-Norge vi én lang enslig ledning gjennom Nordland; X_T er stor. Dette gir utslag i dårlig dempede svingninger i flyten i mellom Nordland og Midt-Norge. I verste fall kan for dårlig dempede svingninger forårsake store mørklegginger, primært ved at de forårsaker uønsket utløsning av vern ved gjentakende midlertidige overskridelser av vernenes utløsegrenser.

Europakartet til høyre under viser Øst-Sentral-Vest-moden, en svingemode mellom tre distinkte generatorgrupper i det kontinentaleuropeiske synkronsystemet. Den Iberiske gruppen svinger mot den sentraleuropeiske gruppen som igjen svinger mot sørlige Balkan og Tyrkia.



Illustrasjon av norsk Nord-Sør-mode m. mekanisk analogi.

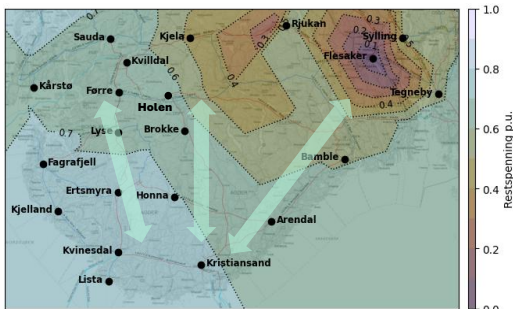


Øst-Sentral-Vest-moden m. mekanisk analogi. Kilde: E. Grebe et al. via [Ensto-e](#).

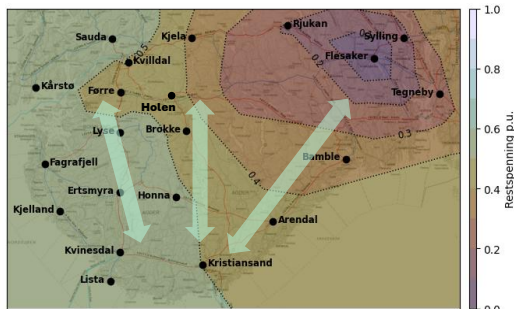
Kapasiteter alene bestemmer ikke nettutviklingen

Etter hvert som nettet forsterkes reduseres de elektriske avstandene og Sør-Norge knyttes tettere og tettere sammen, på godt og vondt. Kapasitetene stiger, men det betyr også at forstyrrelser i nettet langt borte kommer nærmere. Figurene under illustrerer hvordan spenningsfallet som følge av en kortslutning i Eiker sprer seg utover Sør-Norge i dagens nett og i Målnett 2045. Vestre-, Midtre- og Østre korridor for transport nord-sør i NO2 er skjematisk inntegnet.

Vi stiller funksjonskrav til omformerbasert produksjon og HVDC-forbindelser til utlandet om at de skal kunne ri gjennom slike spenningsfall og komme tilbake i drift når feilen er klarert og spenningen gjenopprettet. Dog kan ingen funksjonskrav hindre det faktum at ingen omformer klarer å levere effekt under et visst spenningsnivå mens feilen står på. Samlet HVDC importkapasitet er i dag like over 5 GW og avstandene til kontinentet har konsentrert disse i sør i NO2. Dette tallet kan øke i fremtiden, først og fremst er tilknytning av Ventyr aktuelt med 1,4 GW.



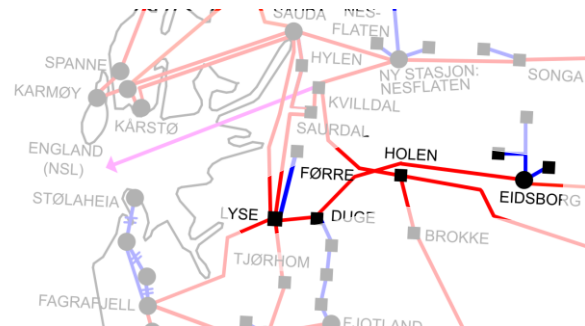
Restspenninger ved en kortslutning i Flesaker/Eiker i 2025



Restspenninger ved en kortslutning i Flesaker/Eiker i 2045/50

Det å miste en stor andel av denne importen til et spenningsfall, selv kortvarige på < 1 s, kan være problematisk for nordisk frekvensstabilitet. Sammenknytting av nettet øker antallet hendelser som kan forårsake slike spenningsfall ved at alle hendelser kommer nærmere utenlandsforbindelsene.

I Målnettet vi presenterte over har vi en forbindelse fra nye Reskjem stasjon, via Eidsborg(Tokke) til Holen langs deler av dagens trasé mellom Tokke og Førre. Denne forbindelsen knytter Midtre korridor tettere sammen med Østre. Alternativt kan vi ønske å følge Tokke-Førre-traséen lengre og knytte Eidsborg til Vestre korridor, for eksempel Duge eller Lyse. Denne løsningen opprettholder i større grad et skille mellom de tre korridorene. Stasjon og ledning kan forberedes for å relativt enkelt kunne legge ledningen inn til Holen i beredskapsøyemed.



Alternativ løsning med 420 Eidsborg-Lyse for å opprettholde bedre separasjon mellom Vestre- og Midtre korridor.

Vi definerer "Storsnitt" der det ofte er flaskehalser

Det reelle kraftsystemet driftes med flere hundre snittgrenser fordelt over hele Norge. Når vi bygger ut nettet øker overføringsgrensene. Vi har derfor beregnet nye grenser ved hjelp av utfalls- og spenningsanalyser for hele landet, for nettet slik vi har forutsatt at det er i stadiene 2035 og 2045/50. Mye av dette er hentet fra tidligere analyser. I denne utgaven har vi supplert med nye beregninger i hovedsak for mellomstadiet 2035.

For å gi en bedre oversikt over kapasitetene i nettet definerer vi det vi kaller Storsnitt ved grenser og sentrale korridorer i nettet hvor vi ser flaskehalser i dag og framover. Storsnittene representerer hele den samlede flyten på ledningene de dekker. Overføringskapasitetene i storsnittene er ofte et resultat av flere kombinasjonssnitt og kan variere med flytfordelingen. Kartet viser de viktigste storsnittene og relevant flytretning. På de neste sidene forklarer vi nærmere om kapasiteten på disse.

Guolassnittet markerer overgangen mellom Troms og Finnmark.

Kobbelsnittet deler dagens NO4 i to på midten og dets underliggende kombinasjonssnitt kan derfor være krevende for markedet å løse.

Snåsasnittet består av grensen mellom NO4 og NO3, og ledningen mellom NO3 og Sverige.

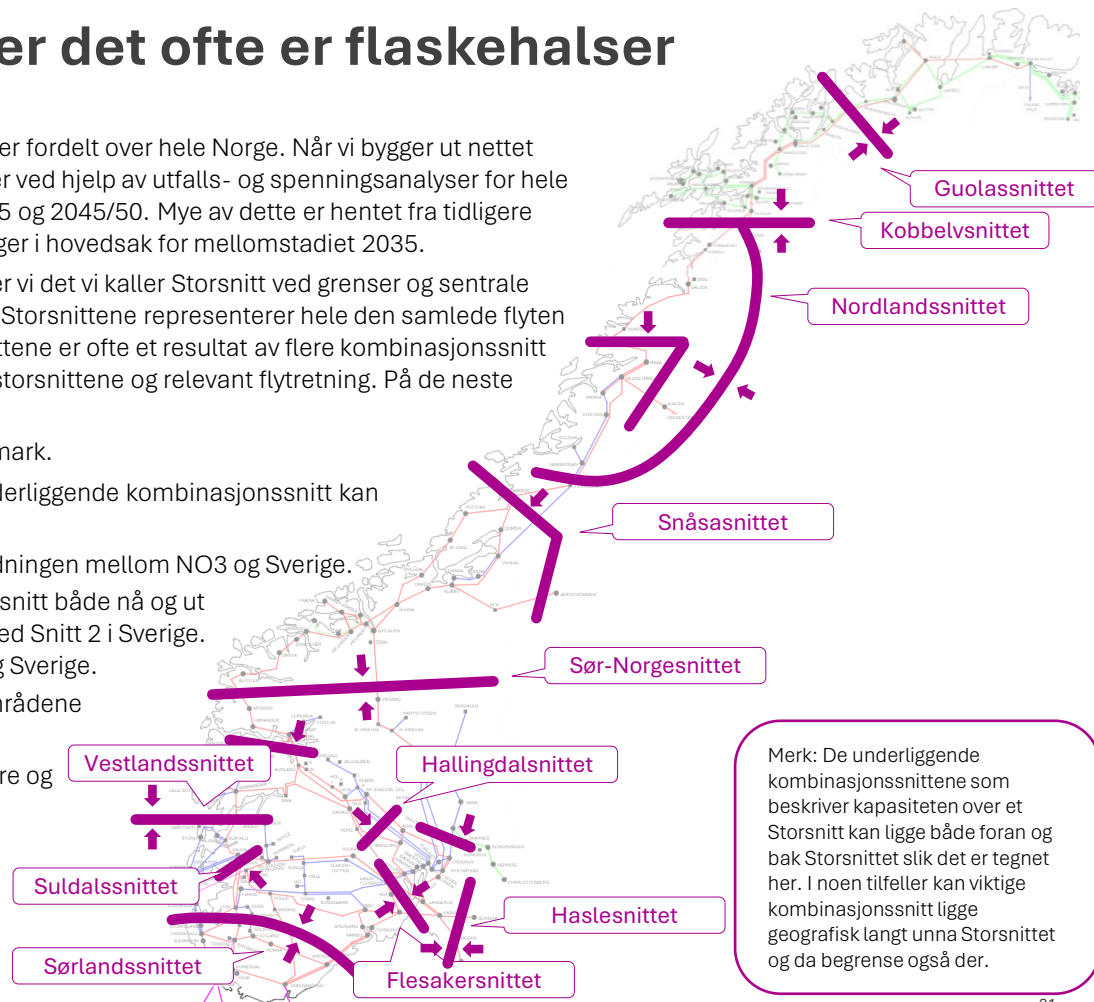
Sør-Norgesnittet skiller NO3 og NO5/NO1, og er et sentralt snitt både nå og ut analyseperioden. Snittet henger i realiteten tett sammen med Snitt 2 i Sverige. Den sentrale flaskehalsen nord-sør går på tvers av Norge og Sverige.

Vestlandssnittet sør for Bergen utgjør skillet mellom budområdene NO5 og NO2.

Suldalssnittet går ved Sauda mellom overskuddet i Ulla Førre og Røldal-Suldal i sør og industrien på Haugalandet i nord.

Haslesnittet går mellom NO1 og SE3 og spiller en sentral rolle i norsk nord-sør-kapasitet.

Flesakersnittet går mellom NO2 og NO1. Snittet består av flere ledninger.



Merk: De underliggende kombinasjonssnittene som beskriver kapasiteten over et Storsnitt kan ligge både foran og bak Storsnittet slik det er tegnet her. I noen tilfeller kan viktige kombinasjonssnitt ligge geografisk langt unna Storsnittet og da begrense også der.

Flytbasert tar hensyn til alle snittkapasiteter samlet

Overgangen til flytbasert markedskobling innebærer at det ikke lenger er handelskapasiteter målt i MW mellom prisområder. Med flytbasert markedskobling brukes de tekniske kombinasjonssnittene og data om topologien i nettet* til å optimere markedet og nettet i samspill. Dette innebærer å tilpasse kraftbalansen (produksjonen fratrasket forbruket) i hvert prisområde, slik at det blir høyest mulig samfunnsøkonomisk effektivitet i det samlede kraftsystemet og vi samtidig sikrer at kraftflyten i nettet holder seg innenfor grensene for sikker drift (kombinasjonssnittene). Siden det i all hovedsak er produksjonen som tilpasser seg prisene betyr samfunnsøkonomisk effektivitet i praksis å finne lavest mulige produksjonskostnader for å levere til forbruket.

Med flytbasert vil det vi kaller den reelle overføringskapasiteten over et Storsnitt variere og være et resultat både lokale kombinasjonssnitt, hvordan flyten fordeler seg i hele nettet, hvorvidt kombinasjonssnitt andre steder i kraftsystemet begrenser kraftflyten, og hva som er de aktuelle produksjonskostnadene i de ulike prisområdene i det samlede systemet. Med den reelle overføringskapasiteten over et Storsnitt mener vi hvor mye vi maksimalt kan overføre i praksis.

Med flytbasert beregnes det hvordan flyten fordeler seg i nettet, med lineariseringsfaktorene som på engelsk heter Power Transfer Distribution Factors (PTDFs). Disse faktorene beskriver hvordan flyten fra et punkt i systemet fordeler seg på veien mot et annet punkt og er gitt ved:

$$\text{Flyt} = \text{summer for alle områder (PTDF} \bullet \text{NP)}$$

NP står for netto posisjon, og er en annen måte å si at man har et overskudd eller et underskudd i et prisområde. Og hvert snitt har et sett med PTDF-faktorer, en fra hvert område, og samlet gir PTDF-ene svaret på hvordan kraften flyter på ulike snitt:

I algoritmen er det et krav at flyten skal holde seg innenfor grensene for alle oppgitte kombinasjonssnitt. Når det eksempelvis er billig kraft i NO4 som markedet vil sende til DC-kablene i NO2 så vil noe av flyten gå via Sverige. Og hvis det da oppstår flaskehals på grensen i Hasle mellom Sør-Sverige og Sør-Norge vil denne hindre en ytterligere økning i flyten her.

Kapasitetsgrense $\geq$ Flyt

Det som kanskje er mindre intuitivt er at i dette eksempelet vil flaskehalsen i Hasle også hindre en økning av flyten ellers i systemet. Om vi ønsker å gjøre en handel fra Midt-Norge til Vestlandet er dette ikke lenger mulig hvis flyten allerede er ved kapasitetsgrensen i Hasle. Årsaken er at en handel mellom NO3 og NO5 vil gi en flyt som fordeler seg på alle de tilgjengelige elektriske veiene mellom Midt-Norge og Vestlandet. Dette innebærer at en andel også vil flyte via nettet i Sverige, og så returnere til Norge via Hasle til NO1 for å bli transportert vestover. Selv om andelen av handelen som tar denne ruten er liten er den en ufravikelig del av slik flyten i et AC-nett brer seg.

Dette er eksempler på hvordan begrensninger helt andre steder i systemet påvirker den reelle overføringskapasiteten lokalt i en transportkorridor. I sum gir denne kapasitetsmekanismen mer fleksibilitet og et høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn med den gamle markedskoblingen.

* Med topologi mener vi hvordan nettet er koblet sammen og hva impedansen (motstanden) er i hver enkelt nettkomponent.

Flytbasert prioriterer handel som gir størst samlet overskudd

I flytbasert markedskobling gir PTDF-ene oss ikke bare nøkkelen til å regne ut flyten i systemet. PTDF-ene gir oss også prisene og dermed prisforskjellene. Denne sammenhengen er gitt ved:

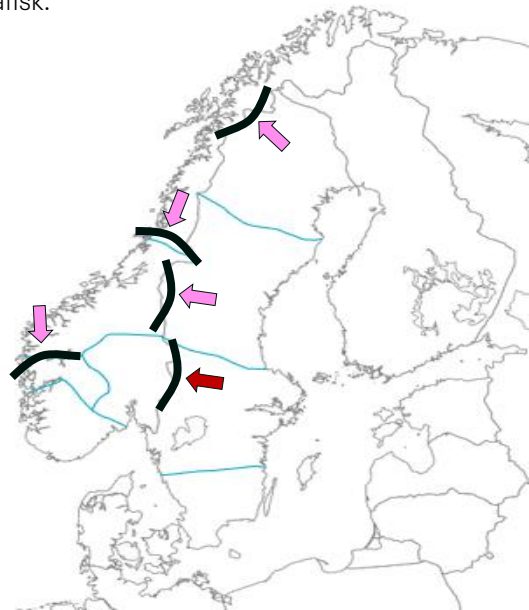
$$\text{Prisforskjellen} = \text{PTDF} \bullet \lambda$$

λ er det vi kaller skyggeverdiene for snitt s . Når et snitt når sin kapasitetsgrense får den en skyggeverdi > 0 . Skyggeverdien for et snitt er et mål på hvor mye begrensningen "koster" i markedet – altså hvor mye den hindrer billig kraft fra å nå dyrere områder. I tillegg blir prisforskjellene bestemt av PTDF-ene, altså i hvor stor grad en handel pålaster snitt med flaskehals.

I en flytbasert markedskobling vil løsningen sikre at:

- Den marginale nytten ved handel over en grense er lik for alle grenser, når den justeres for den belastningen handelene gir på nettet.
- I en optimal løsning vil prisforskjellen mellom to områder reflektere den marginale kostnaden ved å overføre kraft mellom dem.
- Hvis én grense gir mer belastning på et begrenset snitt, har større PTDF, vil den ha **større prisforskjell** – fordi den "koster mer" å bruke.
- **marginal nytte = marginal kostnad**, og er lik for alle grenser.

En flytbasert markedskobling ser altså virkningen fra alle områder samtidig og finner den løsningen som er best globalt. Lokalt kan løsningen fortone seg 'lite' optimal. Spesielt når begrensningen ligger langt borte. Den matematiske formuleringen uttrykt ved PTDF-er gir et tydelig forhold mellom handler og flyt. Selv marginale økninger i flyt når kapasitetsgrensen for et snitt er nådd, vil ikke tillates. Uavhengig av hvor marginal pålastningen er og hvor langt unna handelsgrensen flaskehalsen ligger geografisk.



Vi estimerer realiserte kapasiteter med modellsimuleringer

I ATK legger vi inn overføringsgrensene gitt av kombinasjonssnittene og en detaljert databeskrivelse av nettets topologi i marked-nettmodellen Samnett. For nettet i Norge bruker vi rundt 200 ulike kombinasjonssnitt for hvert stadie i nettutviklingen. Modellsimuleringene med Samnett gjengir markedet og nettet i samspill, og benytter flytbasert markedskobling på samme måte som i det virkelige systemet. I hvert simulerte tidsavsnitt finner modellen en optimal markedsløsning med tilhørende kraftflyt innenfor grensene gitt av de tekniske snittkapasitetene. Vi simulerer hvert datasett over 29 værår med en tidsoppløsning på tre timer. Dette gir ca. 85 tusen simulerte tidsavsnitt per simulering.

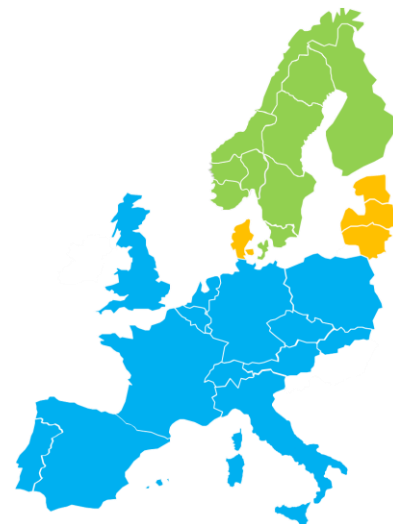
Med dette dekker vi et stort spekter av flytfordelinger der det samtidig er flaskehals på de ulike transportkanalene. Vi kan dermed bruke simulert flyt ved flaskehals som et grunnlag for å estimere den realiserte overføringskapasiteten i storsnittene. Dette gir en indikasjon på hvor mye den reelle overføringskapasiteten på de ulike storsnittene øker, både som følge av nettutviklingen lokalt men også som følge av nettutbygging og høyere grenser i kombinasjonssnittene andre steder i systemet.

PSS[®]E: Teknisk nettmodell som med detaljerte data og elkraftens matematiske ligninger gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne tekniske kombinasjonssnitt (grenser) med utfallsanalyser, til bruk i Samnett.

BID 3.0: Markedsmodell som med optimeringsalgoritmer minimerer de løpende driftskostnadene for å møte etterspørselen time for time over ulike analyseår, basert på detaljert databeskrivelser av hele markedet. Brukes i Statnett til å gjengi det britiske og kontinentale markedet – og gir prisrekker for landene med grense til Norden som inngangsdata til Samnett.



Samnett: Integrert markeds og nettmodell. Etterligner markedet bottom-up ved å minimere de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time, innenfor grensene gitt av blant annet alle kraftverkene og nettet. Dette inkluderer en detaljert optimering av vannkraften. Har integrert nettmodell lik den i PSS[®]E og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSS[®]E med prisområder og flytbasert markedskobling. I Statnetts oppsett dekker modellen Norden og henter markedspriser for kontinentet og UK fra BID-modellen.



- Samnett + BID + PSS[®]E
- Samnett + BID
- BID

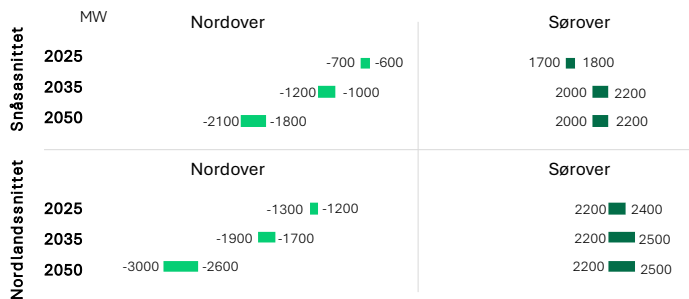
Realisert kapasitet mot 2050

Planlagte nettforsterkninger gjør at den realiserte kapasiteten øker fra i dag til 2050 for mange Storsnitt. Her viser vi estimater hentet ut fra modellsimuleringer med Samnett. Den realiserte kapasiteten på hvert Storsnitt varierer mellom ulike flytfordelinger og markedsituasjoner. Derfor oppgir vi kapasitetene med et spenn.

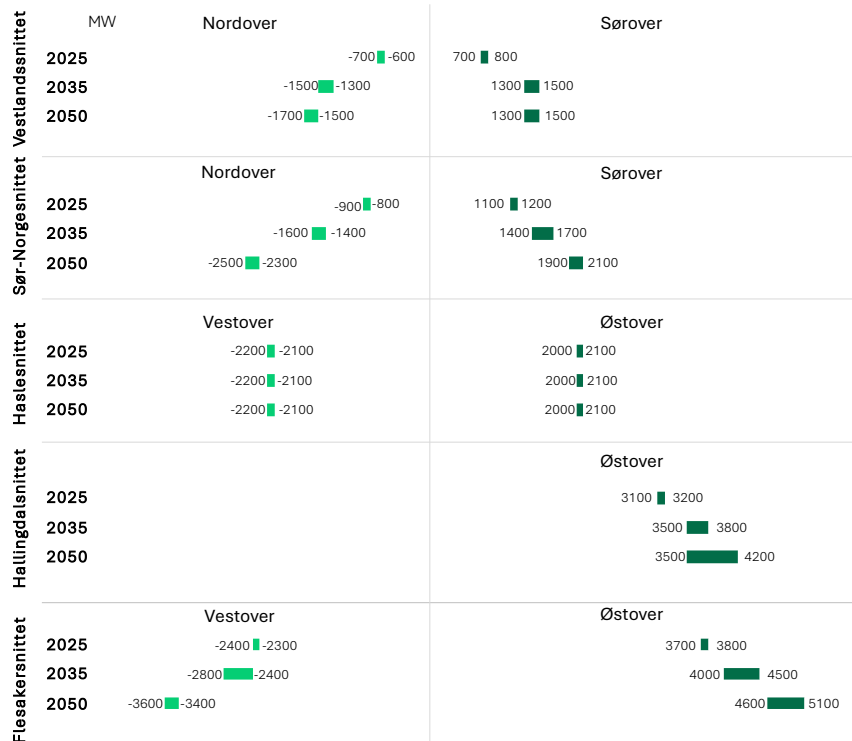
Redusert overskudd i Nord gir økt maksflyt på storsnittene i Nord-Norge i nordlig flytretning. Haslesnittet er ikke planlagt å forsterkes, og her har vi maksflyt allerede i dag. For de fleste andre Storsnitt er det stor økning i realisert kapasitet frem mot 2050.

Enkelte Storsnitt er så preget av ensidig flyt at vi kun beregner realisert kapasitet i en flytretning. Hallingdalsnittet går mellom en utpreget overskuddsregion med begrenset potensial for fremtidig forbruksøkning og landets hovedstad med omland. Det er derfor et godt eksempel på et slikt ensidig Storsnitt.

Realisert kapasitet på utvalgte Storsnitt i Nord-Norge



Realisert kapasitet på utvalgte Storsnitt i Sør-Norge



Stor nettutvikling og kapasitetsheving i Sverige

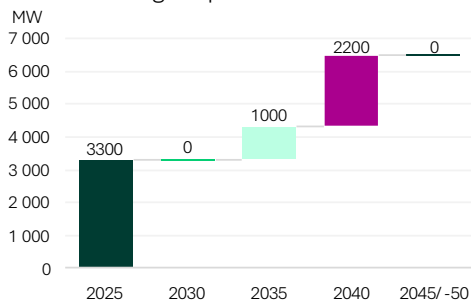
Det norske og svenske nettet henger tett sammen. Og siden det er et mye sterkere nett nord-sør i Sverige enn i Norge, har flaskehalser i Sverige mer å si for Norge enn motsatt. For flyten nord-sør er det norske nettet en omvei om du står i Sverige, mens om du står i Norge ligner det svenske nettet mer på en snarvei sørover. Når flyten da ikke er styrbar men velger minste motstands vei, får det stor betydning for oss i Norge om det er flaskehals eller ledig kapasitet på Snitt 2 i Sverige.

Svenska kraftnät er i gang med å oppgradere nettet mellom nord og sør. Viktigst for oss er Snitt 2, mellom SE2 og SE3, som vi forutsetter oppgradert i flere trinn i løpet av analyseperioden. Til sammen skal kapasiteten på Snitt 2 øke med nærmere 50 % frem mot 2040, mens den for Snitt 1 nesten doubles.

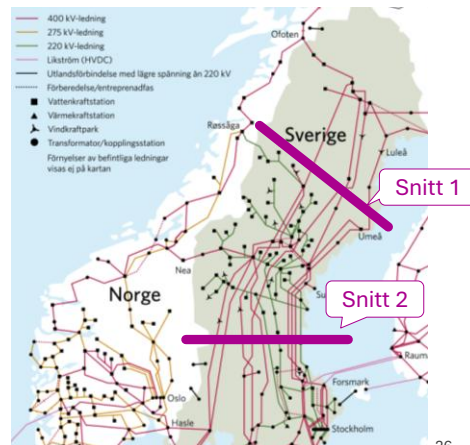
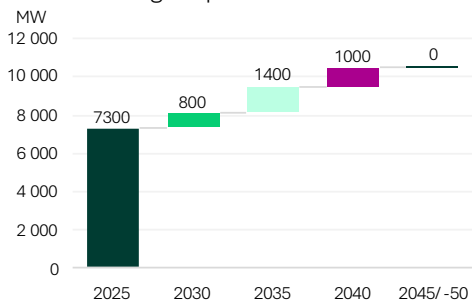
Statnett samarbeider med SvK om databeskrivelser av nettet. Dermed får vi inkludert planlagte svenske nettforsterkninger i nettmodellene for hvert analyseår. Vi har per nå ikke kombinasjonssnitt for det svenske nettet utover de fem første årene. For 2035 og utover bruker vi derfor sumbegrensinger over de svenske Storsnittene. En bedre og mer nyansert beskrivelse med kombinasjonssnitt også for det svenske nettet er en prioritert forbedringsoppgave sammen med SvK.

Selv om det er svakheter ved vår gjengivelse av det svenske nettet fanger vi opp det viktigste.

Utvikling i kapasitet over Snitt 1



Utvikling i kapasitet over Snitt 2



2 - Utveksling, flaskehalser og behovet for planlagt nett

I dette kapittelet viser og drøfter vi hovedtrekk og utfallsrom for overføringsbehov, flaskehalser og virkningene av Statnetts planlagte netutvikling fram til 2050.

Vi har en særlig grundig analyse av situasjonen på mellomlang sikt til 2035. Hensikten med dette er å klargjøre hva vi oppnår med nettforsterkningene som er gjennomført til da, og kvalitetssikre ytterligere hvorvidt rekkefølgen i netplanene er hensiktsmessig.



Flere faktorer gir behov for økt kapasitet i transportkanalene

De siste årene har det vært mye flaskehalser og store prisforskjeller i Norge. Hovedårsaken til dette er at det er bygget ut mye mer vindkraft enn den lokale veksten i forbruket nord i Sverige og til dels Norge. Dette har gitt et økende overskudd på energibalansene i nord og et mye større transportbehov nord-sør i Norge og Sverige. Sammen med økt utvekslingskapasitet til andre land fra Sør-Norge og fortsatt mye gammelt nett har dette gitt flaskehalser. I tillegg har både høye kraftpriser i gjennomsnitt og høy kortsiktig prisvariasjon på kontinentet forsterket prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalsene. I sum gir dette et klart behov for økt kapasitet i transportkanalene.

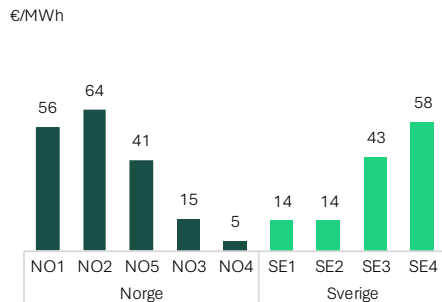
Utviklingen av overføringsbehovet videre fram til 2050, påvirkes av en rekke faktorer i samspill. En av disse er behovet for å jevne ut variabel produksjon fra vann, vind og solkraft, som i alle scenarioer vil bidra til

fortsatt høy flyt og stort nettbehov framover. Det samme gjelder samspillet mellom den fleksible vannkraften og resten av markedet, som gir mye flyt til og fra forbindelsene til utlandet. Så er det en del faktorer som er mer usikre og som både kan øke og dempe overføringsbehovet sammenlignet med i dag. De viktigste er:

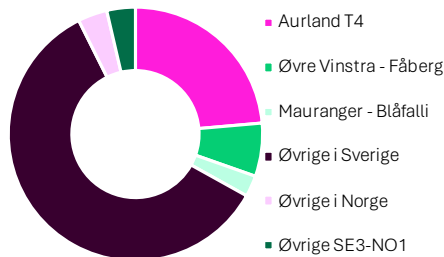
- Vekst og geografisk fordeling av forbruk og produksjon
- Utviklingen i de regionale gjennomsnittlige energibalansene
- Energibalansen nord i Sverige og kraftprisene i våre naboland

Ulike markedsscenarioer gir et visst utfallsrom for utviklingen i overføringsbehovet og prisforskjellene som oppstår når det er flaskehalser. Samtidig kan vi med sikkerhet slå fast at det framtidige overføringsbehovet vil være større enn kapasiteten i mye av dagens nett.

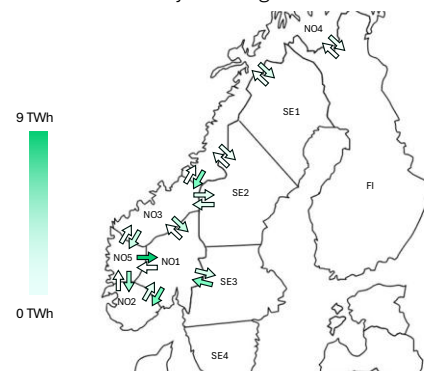
Snittpriser så langt i 2025*



Bidrag fra begrensende element til prisforskjell NO1-NO3**



Markedsflyt så langt i 2025*



* Til og med 30.09.2025.

** Til og med 30.09.2025. Øvrige er summen av øvrige bidrag.

Markedsutviklingen i Europa - Høy prisvariasjon og større volum

I ATK tar vi utgangspunkt i markedsscenarioene og datasettene fra Statnetts siste langsiktige markedsanalyse (LMA 2024)*. Analysen viser en klar hovedretning for markedsutviklingen i Europa til 2050 med fortsatt høy utbygging av vind og solkraft, økt forbruk gjennom elektrifisering og stor prisvariasjon. Så viser analysen samtidig et stort utfallsrom for relevante kostnader, veksten i forbruk, fleksibilitet og produksjon, og for kraftprisene. Usikkerheten er knyttet til politiske mål og virkemidler, teknologisk utvikling, geopolitisk rivalisering og industriell konkurranse.

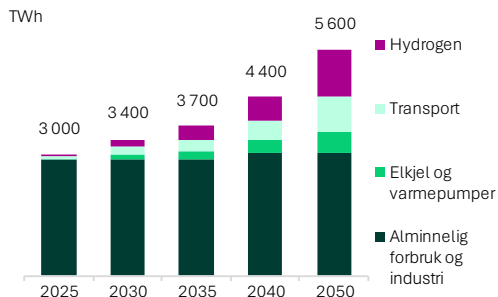
Vi har tre hovedscenarier for markeds- og prisutviklingen i Europa. Basis representerer det vi anser som den mest realistiske utviklingsbanen frem mot 2050, mens Høypris og Lavpris gir et utfallsrom for kraftprisene både i form av gjennomsnittsnivå og prisvariasjon.

I Basis gir raskere vekst i vind og solkraft enn forbruk og fleksibilitet mye nullpriser de første 10-15 årene. Sammen med høy CO₂-pris gir dette stor prisvariasjon. Etter hvert bidrar likevel vekst i forbruket og billigere fleksibilitet til en mer dempet prisvariasjon. Snittprisene går også ned.

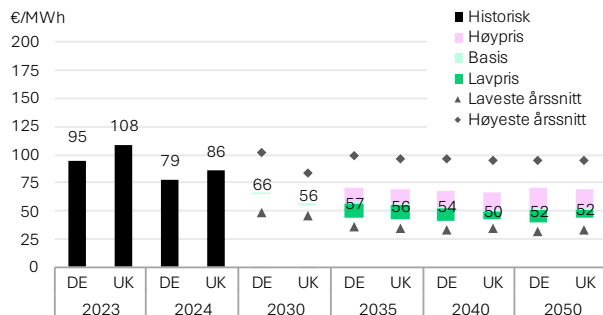
I Lavpris er gass, CO₂, fornybar og fleksibilitet billigere, og europeisk industri er mer konkurransedyktig. Dette gir større samlet vekst i forbruk og produksjon, lavere snittpriser, færre nullpristimer og mindre prisvariasjon. I Høypris er det motsatt.

Den europeiske markedsutviklingen har stor betydning for utviklingen av flyt og flaskehalser i Norge. De viktigste faktorene er prisvariasjonen, snittprisene, og utviklingen innen relevante teknologier, industrien og energi og klimapolitikken.

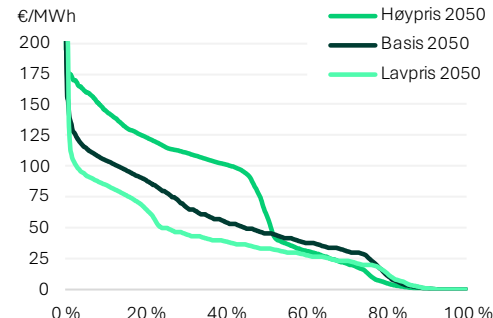
Samlet europeisk kraftforbruk per år i Basis i området dekket av våre markedsmodeller



Utvikling i gjennomsnittspris i Tyskland og UK



Varighetskurve for tysk pris i Lavpris, Basis, Høypris



* Utfyllende beskrivelse av datasettene og driverne for de ulike forutsetningene kan leses i [Langsiktig markedsanalyse 2024-2050](#).

Norge – forbruk, produksjon og energibalanse

Datasentre og elektrifisering av petroleum og transport er sterke drivere for vekst i det norske kraftforbruket. Det kan også bli mye mer forbruk innen hydrogen og industrien men her er usikkerheten større. Og samlet er det et stort utfallsrom for veksten i forbruket.

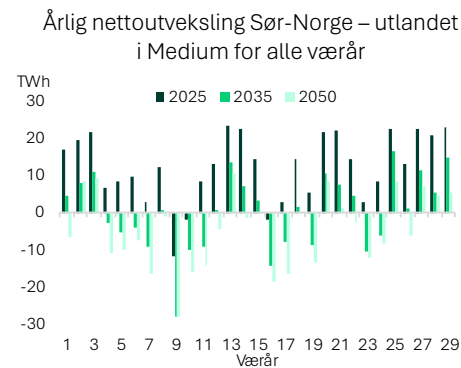
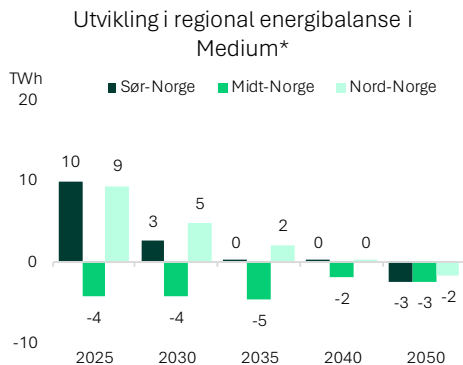
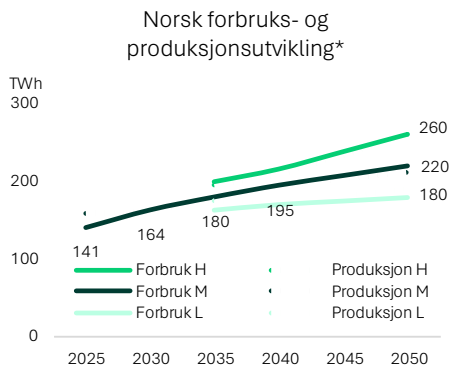
I dag er det overskudd på energibalansen i Norge og dette gir rom for en viss vekst i forbruket uten at det bygges ny produksjon. Derimot vil en vekst større enn anslagsvis 30-40 TWh forutsette at det kommer til ny kraftproduksjon. Uten dette blir kraftprisene så høye at det nye forbruket ikke blir realisert. Samtidig gir høye kostnader for havvind og motstand mot ny vindkraft på land begrensede utsikter til økt produksjon de første 10 til 15 årene. I LMA 2024 har vi derfor nedjustert veksten fram til 2040.

På lenger sikt kan lavere kostnader gi en større utbygging av havvind. Det er også en mulighet for at det bygges ut kjernekraft i Norge.

Vi har tre scenarier for norsk forbruk og produksjon – Lav, Medium og Høy. Disse angir en vekst til henholdsvis 180-, 220- og 260 TWh mot 2050. I Høy er det tilgang på mye mer produksjon. I Lav er det motsatt. I alle de tre gir markedet en relativt balansert vekst i forbruk og produksjon per landsdel. Dette er særlig sannsynlig i Høy. Utbygging av havvind, landvind eller kjernekraft vil trolig koste det samme i nord som i sør. Dette tilsier at produksjonen fordeles og at det blir en rimelig balansert utvikling.

De tre scenarioene for norsk forbruk og produksjon kan kombineres med flere av markedsscenarioene. Men noen kombinasjoner er klart mindre sannsynlige. I Høypris er det dyrere teknologi og lavere vekst i europeisk forbruk og produksjon. Da vil det trolig ikke være høy vekst i Norge heller.

Det er mange planer om å øke effekten i norske vannkraftverk. I hovedscenarier Medium, Høy og Lav antar vi en økning på rundt 5 GW.



* Tall for 2025 og 2030 er fra KMA25. Datasettene for resten av analyseperioden bygger på LMA 2024. Forskjellen er at vi i ATK ikke har med et trinn to med havvind i Sørlege Nordsjø tilknyttet med hybrid, som i LMA er forutsatt i drift fra 2035

Norge – samlet prisutvikling

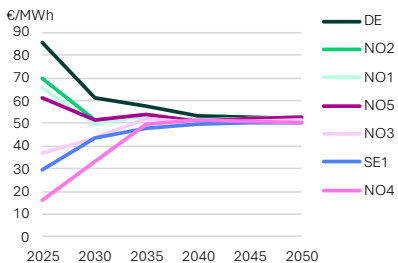
Med mer overføringskapasitet i Norge og Sverige, og energibalanser rundt null, blir det etter hvert rimelig like snittpriser rundt 50 €/MWh nord og sør i Norge i hovedscenariene. Lavere snittpriser og flere timer der prisene faller ned mot null på kontinentet bidrar til å redusere snittprisene i Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5). Dette utligner prisøkningen som isolert sett følger av reduksjonen i energibalansene i Norge og Sverige i hovedscenariene. I Nord-Norge (NO4) gir økt forbruk lokalt og høyere priser i Sverige, sammen med mer nettkapasitet, en økning i snittprisen. I Midt-Norge (NO3) blir det også en svak økning i snittprisene i Medium når vi simulerer med en markedsutvikling ellers i Europa som i Basis.

Variasjoner i tilsiget og sesonger gir mye variasjon i de norske kraftprisene. Den kortsiktige prisvariasjonen øker også utover i analyseperioden, men er hele veien mye lavere enn i andre land som følge av den store andelen fleksibel vannkraft.

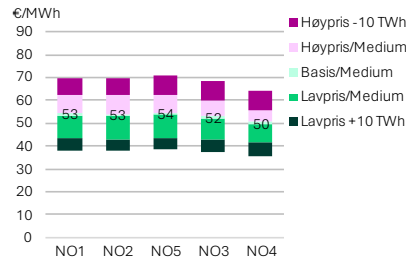
Scenariene Høypris og Lavpris gir et betydelig utfallsrom for snittprisene. Det samme gjelder om vi får mer over- og underskudd på energibalansene enn vi har i Medium, Høy og Lav.

I fortsettelsen bruker vi Lav, Medium og Høy om hvilke forbruksscenarioer vi viser resultater for. Forbruksscenariene er kombinert med Basis for prisutviklingen i utlandet hvis ikke noe annet er spesifisert.

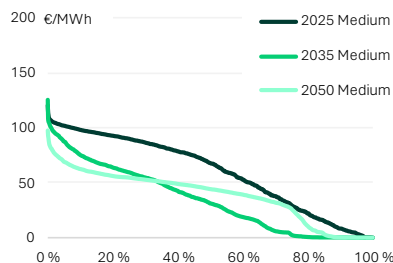
Simulerte gjennomsnittlige kraftpriser i Medium med markedet som i Basis*



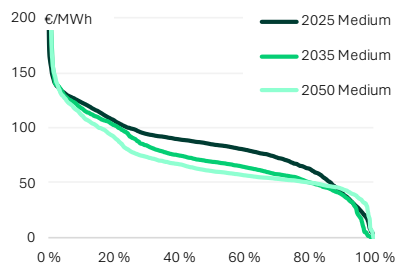
Utfallsrom i norske kraftpriser 2035 i ulike prisscenarioer med ulike energibalanser**



Varighetskurver pris NO2 sommer



Varighetskurve pris NO2 vinter



* Tall for 2025 og 2030 er fra KMA25.

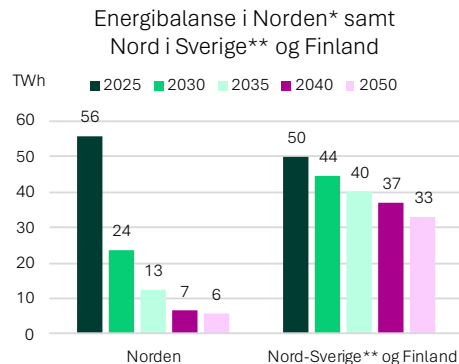
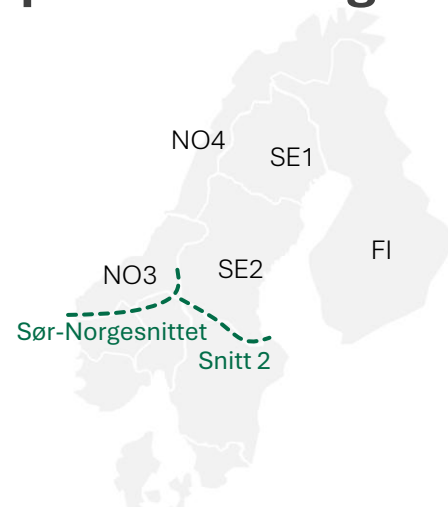
** +/- 10 TWh endret energibalanse i Norge i forhold til i Medium-scenariet i 2035.

Sverige og Finland – overskudd, nett og priser påvirker Norge

Det nordiske kraftsystemet er tett knyttet sammen. Dette gjør at energibalanser, overføringskapasiteter og kraftpriser i særlig Sverige påvirker kraftflyt, realiserte overføringskapasiteter og priser i Norge.

De nordligste områdene i Norden har i dag et betydelig overskudd. Dette gir et stort overføringsbehov nord-sør og lavere snittpriser nord i Norge og Sverige. Allerede de første årene ligger det imidlertid an til at økt forbruk nord i Sverige vil dempe overskuddet. Samtidig forsterker Statnett og Svenska Kraftnät nettet nord-sør. I Basis gir dette relativt raskt ganske like snittpriser nord og sør. Det vil fortsatt være et stort overskudd nord i Sverige men høy overføringskapasitet håndterer dette uten store prisforskjeller. Utsatte forbruksprosjekter nord i Sverige kan gjøre at det tar noe mer tid før det blir rimelig like snittpriser.

Det som er relativt enveis energitransport nord-sør erstattes frem mot 2050 av mer vekslende flyt der det i perioder også er høy flyt nordover. Utjevning av variabel produksjon er den sentrale drivkraften for dette. Både kraftflyt og flaskehalser i det svenske nettet påvirker flyt og flaskehalser direkte i Norge siden Norge og Sverige i praksis har et felles masket nett.

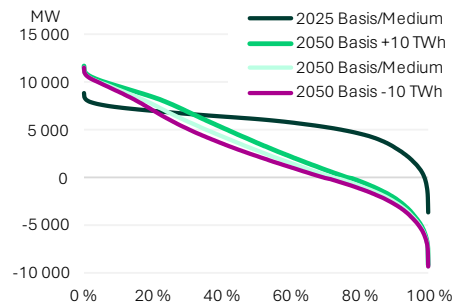


* Tall for 2025 og 2030 er fra KMA25.

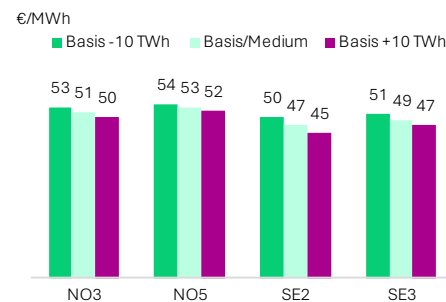
** Svenske budområder nord for Snitt 2, SE1 og SE2.

*** +/- 10 TWh endring i energibalansen i Nord-Sverige og Finland i forhold til Medium.

Varighetskurve for samlet kraftflyt i 2025 og 2050
NO3+SE2 – Sør med ulik utbyggingsgrad***



Simulert kraftpris i 2050 med ulik utbyggingsgrad i Nord-Sverige og Finland***



Overordnede utviklingstrekk for overføringsbehovet i Norge

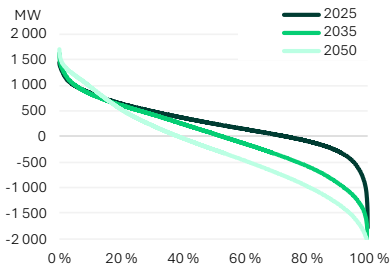
Markedsscenarioene fram til 2050 gir generelt mindre enveis energitransport og mer vekslende kraftflyt i transportkanalene i Norge og til- og fra våre naboland. En viktig årsak til dette er utviklingen mot lavere overskudd på den gjennomsnittlige energibalansen nord i Norge og Sverige, og samlet i begge land. Den andre hovedårsaken er det store behovet for å jevne ut variabel produksjon og forbruk. I Norge er dette forsterket av at vannkraften har fleksibilitet til å starte og stoppe i takt med varierende produksjon fra elvekraft, sol og vindkraft. I sum gir dette mye flyt frem og tilbake mellom land og regioner.

Områder som Østlandet vil fortsatt ha underskudd på energi, og selv om markedet trekker i retning av en balansert utvikling er det et utfallsrom for energibalansene per region. Det kan derfor være mye enveis flyt i deler av nettet også til 2050. Men hovedtrenden er mer vekslende flyt.

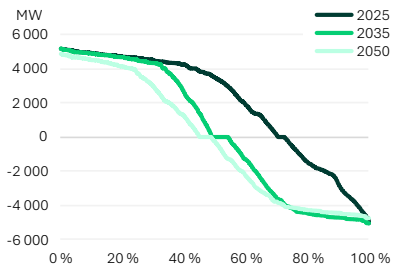
Overføringsbehovet er allerede i dag klart større enn det er kapasitet til i mye av dagens nett. Analysen viser at dette vil vedvare i alle scenarioer. Uten planlagte nettforsterkninger vil det være store flaskehalser både ved høy- og lav vekst i forbruk og produksjon. Selv om det er en viss usikkerhet, er utfallsrommet for overføringsbehovet i de sentrale transportkanalene mer dempet enn utfallsrommet for veksten i- og fordelingen av forbruk og produksjon. Figuren til høyre viser at det ville blitt vesentlig mer samlet flyt målt i TWh per år om vi allerede nå hadde hatt det planlagte nettet for 2045-50. Det samme nettet i markedsscenario 2050 Høy gir kun mindre økning i samlet utveksling mellom norske budområder.

Utfallsrommet for nettbehovet er større lokalt. Eksempelvis kan mye ensidig vekst i forbruket gi høy flyt inn til Bergensområdet. Det samme gjelder lokalt på Sørlandet ved tilknytning av mer havvind.

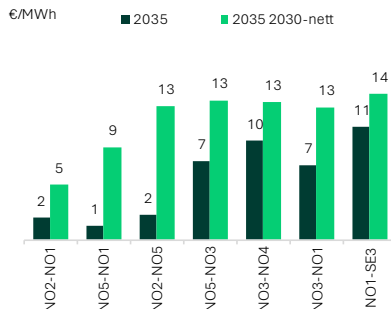
Varighetskurve for samlet flyt fra NO3 til NO1/NO5 i Medium/Basis



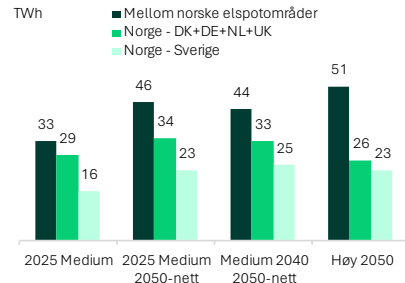
Varighetskurve for flyt ut fra NO2 på DC-kablene i Medium/Basis



Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2035 Medium/Basis og med forsinket nettutbygging



Total brutto flyt (TWh) internt i Norge og mellom Norge og utlandet



Uttekslingen med andre land er en viktig årsak til nettbetrevet

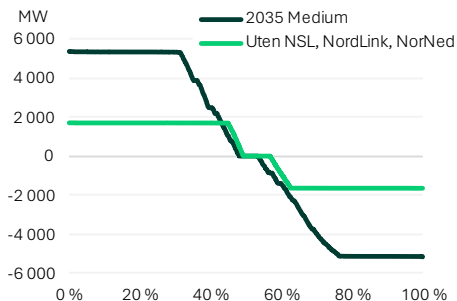
Norge har bygget et kraftsystem basert på vann- og vindkraft. Dette gir store variasjoner i tilgangen på elektrisk kraft. Evnen til å levere energi fra norske vannkraftverk kan variere med 75-80 TWh mellom et tørt og vått år. I tillegg er det store sesongvariasjoner med mye forbruk på vinteren når nedbøren kommer som snø. I sum gir dette behov for store magasiner, optimalisert samkjøring av alle kraftverk og utstrakt utveksling internt i Norge for å jevne ut produksjonen og gi tilstrekkelig forsyningssikkerhet.

Det norske kraftsystemet er i tillegg helt avhengig av å ha høy utvekslingskapasitet med andre land. Ved varig eller midlertidig overskudd på energibalansen må dette eksporteres. Motsatt må vi ha nettoimport for å dekke forbruket når det er underskudd på energi. I dag har Norge overskudd på den gjennomsnittlige energibalansen og mest eksport. En svakere norsk energibalanse gir gradvis mer import i tørre år.

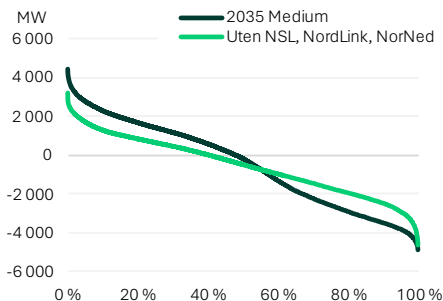
Uttekslingen med utlandet er en viktig driver for flyten internt i Norge og vil fortsatt være det helt til 2050. Påvirkningen er størst internt i NO2 der Statnett allerede har forsterket nettet slik at dette ikke skal gi store flaskehalser. Figuren i midten illustrerer dette med lavere simulert flyt når vi tar ut flere av dagens kabler. Lengre nord er påvirkningen av kablene alene mindre og mer dempet, slik vi viser for Flesakersnittet mellom NO2 og NO1 i kurven til høyre. Her har andre faktorer, som forbruket på Østlandet, mer å si og flyten i østlig retning fylles opp av andre kilder når vi tar ned utvekslingskapasiteten. I vestlig retning ser vi virkningen av at eksportkapasiteten er redusert.

Uten nye forbindelser vil den maksimale flyten til og fra kablene holde seg uendret. Ved mer utvekslingskapasitet, eksempelvis med tilknytning av havvind både til Norge og et annet land på en hybrid, vil flyten øke internt.

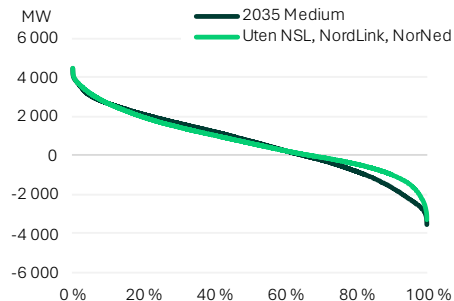
Varighetskurve flyt NO2 – DC-kabler i 2035 i Medium/Basis



Varighetskurve for flyt sørover på Sørlandssnittet i 2035 Medium/Basis



Varighetskurve for østgående flyt over Flesakersnittet i 2035 Medium/Basis



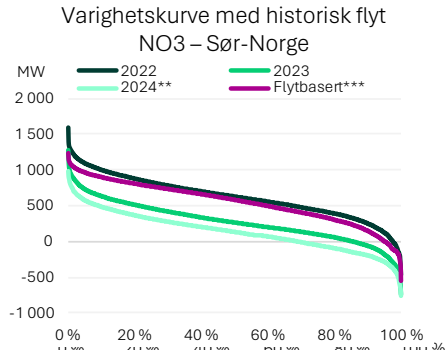
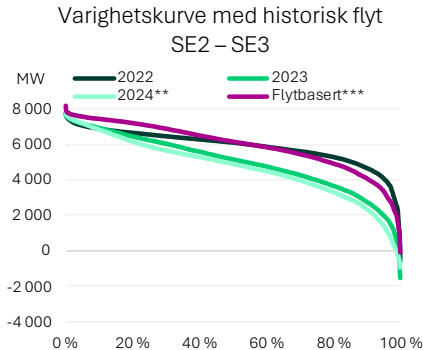
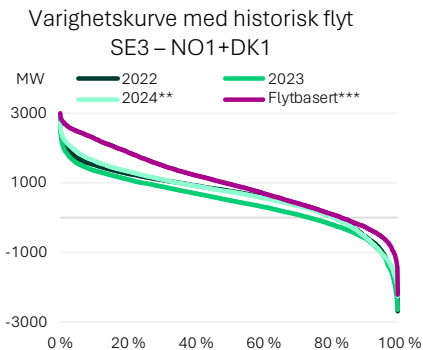
Flytbasert har gitt økt utnyttelse av nettet – særlig i Sverige

Innføringen av flytbasert markedskobling* i oktober 2024 har medført en bedre utnyttelse og i mange tilfeller høyere flyt i transmisjonsnettet. Det gjelder særlig nord-sør i Sverige hvor vi kan observere en betydelig økning i den maksimale flyten etter innføringen av flytbasert markedskobling. Det er også en markert økning i utnyttelsen av nettet ut av SE3 til NO1 og DK1.

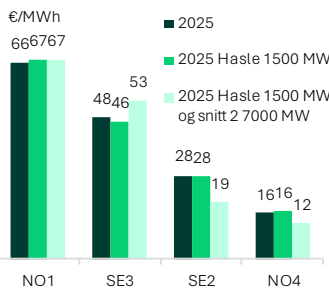
Mer flyt og kapasitet i disse korridorene har isolert sett bidratt til mindre flaskehalser og jevnere priser. Samtidig har perioden etter at flytbasert ble innført vært preget av ekstra store tilsig i de nordlige delene av Norge og Sverige. Dette har gitt tilsvarende økning i overføringsbehovet og fortsatt store prisforskjeller selv med økt utnyttelse av nettkapasiteten.

Simulerer vi datasettet vårt for 2025 med lavere kapasiteter både i snitt to og i Hasle får vi imidlertid raskt større prisforskjeller. Dette indikerer at den økte utnyttelsen av nettet har gitt mer like priser.

Overgangen til flytbasert har utvilsomt også bidratt til økt utnyttelse av nettet internt i Norge. Økningen i realiserte overføringskapasiteter har imidlertid ikke vært like stor og synlig mellom eksempelvis Midt og Sør-Norge som internt i Sverige og mellom Sverige og Norge over Haslesnittet. Dette skyldes mest sannsynlig at vi allerede hadde en relativt høy utnyttelse her i utgangspunktet.



Snittpriser ved lavere kapasitet i
Hasle og Snitt 2



* I flytbasert markedskobling erstattes handelsrestriksjoner i markedsklareringen med restriksjoner som begrenser sammenhengen mellom forbruk, produksjon og innvirkningen på alle snitt i det modellerte område. Mer folkelig kan man si at flytbasert markedskoblingen bruker begrensninger i fysikkens lover for strøm direkte i klareringen av markedet.

** Frem til innføringen av flytbasert markedskobling 29.10.2024.

*** Etter innføringen av flytbasert markedskobling 29.10.2024, til og med 09.10.2025.

Kablene fra NO2 brukes i flytbasert til å håndtere flaskehalser

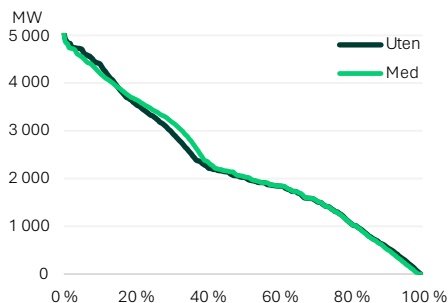
For å kunne regulere påvirkningen fra likestrømsforbindelsene på nordiske snitt i flytbasertoptimeringen er det innført virtuelle budområder på mellomlandsforbindelsene. Dette innebærer at hver forbindelse får en egen pris dersom dette er gunstig i markedsalgoritmens samlede kostnadsminimering av markedet og nettet. Markedsalgoritmen kan dermed skille mellom de ulike mellomlandsforbindelsene sin påvirkning på de begrensede snittene uavhengig av hverandre og tilpasse prisene individuelt ved behov. Slik blir flyten på kablene bedre tilpasset for å holde seg innenfor snittgrensene.

Unntaket på dette er NSL som på grunn av Brexit ikke har eget virtuelt budområde. Denne kan dermed ikke få forskjellig pris fra NO2. Dette er uheldig siden NSL har veldig stor innvirkning på flere begrensende snitt i Sør-Norge.

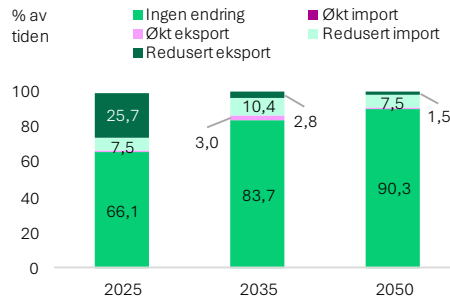
Både i modell og virkelighet ser vi at interne flaskehalser i Sør-Norge løses mer effektivt med virtuelle budområder. Figuren til venstre viser hvordan justerer flyten på kablene for bedre håndteringen av interne snitt i Norge.

Bruken av kablene for å løse flaskehalser blir mindre utover i tid etter hvert som nettet bygges ut og vi får et lavere nivå av flaskehalser enn i dag. Figuren til høyre viser at flyten på NorNed justeres i 33% av tiden i 2025, mot 16% i 2035 og 10 % i 2050.

Varighetskurve for timene med import til NO2 på mellomlandsforbindelser i 2025 simulert med og uten virtuelle budområder



Andel av tiden flyten på NorNed justeres av de virtuelle budområdene for å løse flaskehalser



2035 – overblikk på flyt og flaskehalser

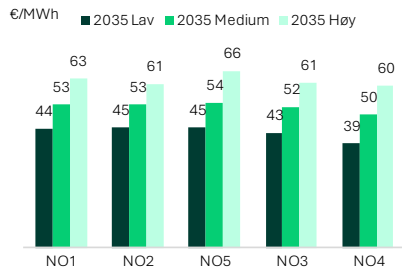
Med planlagte nettførsterkninger til 2035 blir prisforskjellen internt i Norge betraktelig redusert sammenlignet med i dag. Internt i Sør-Norge gir gjennomgående 420 kV på Vestlandet og oppgradering mellom Bamble og Eiker og videre over Oslofjorden et løft i kapasitet som sammen med mindre overskudd og mer balansert flyt mellom NO2 og resten av Sør-Norge, nesten eliminerer prisforskjellene i Medium. Ved høy forbruksvekst vil prisforskjellene være større, men fortsatt moderate. Mer kapasitet, særlig i vest, åpner for mer utveksling på kablene og større flyt ut av NO2.

Oppgraderingene mellom Sunndalsøra og Lillehammer og over Sognefjorden øker kapasiteten på Sør-Norgesnittet og gir mer flyt sørover fra NO3. Nettførsterkningene halverer prisforskjellen mellom Midt-Norge og Sør-Norge. Dette er illustrert med simuleringen av 2025 der vi kun har lagt inn nettførsterkningene til 2035 uten andre endringer. Utjevning av energibalansen i nord og sør fra 2025 til 2035 gir ytterligere reduksjon.

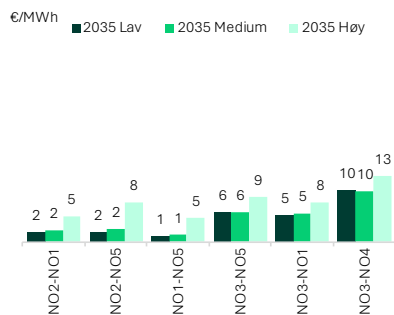
Vi har lagt til grunn at dagens ledning mellom Nedre Røssåga i Nordland og Grundfors i SE2 er erstattet med en ny til 2035. Dette gir et stort løft i kapasiteten inn og ut av NO4 og dermed vesentlig lavere prisforskjeller både til Sverige og Midt-Norge. Økt forbruk og mindre overskudd i NO4 demper prisforskjellene ytterligere til 2035. En forutsetning for at forsterkningen til Sverige skal kunne gi en stor nedgang i prisforskjellene med dagens lokale overskudd på energibalansen, er at vi simulerer med NO4 delt i to prisområder. Dette forklarer vi nærmere på side 44.

Ved en høyere vekst i forbruk og produksjon enn i Medium ser vi at det generelt blir noe større prisforskjeller time for time i snitt i hele systemet. Dette gjelder også der nettførsterkninger har gitt økt kapasitet til 2035. Mer under- eller overskudd regionalt vil også gi mer flaskehalser.

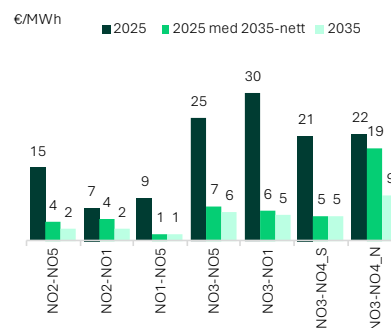
Gjennomsnittspris 2035 i ulike markedsscenarier



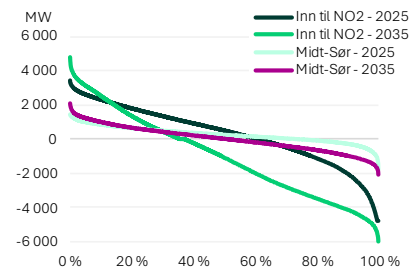
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell 2035 i ulike markedsscenarier



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell 2025, 2025 med 2035 nett og 2035 Medium*



Flyt fra Midt- til Sør-Norge og samlet inn til NO2 fra NO5 og NO1 i Medium



* NO4 er delt i to budområder.

2035 – overblikk på flyt og flaskehalser

Hvis det blir forsinkelser i nettutbyggingen vil dette gi større flaskehalser og prisforskjeller i Norge. En forsinket utbygging av 420 kV på Vestlandet vil ha særlig mye å si og gi mer flaskehalser på Vestlandet. En forsinket utbygging her vil også redusere utnyttelsen av nettet mellom NO2 og NO1 og generelt opprettholde prisforskjellene i hele Sør-Norge.

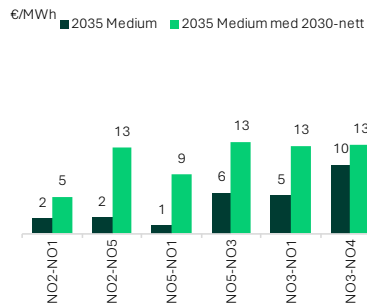
Utsettelser og kansellering av ulike forbruksplaner, og utsikter til fortsatt lav vekst i produksjonen, har gjort det lave vekstscenarioet mer relevant. Våre simuleringer med Lav viser imidlertid at en lavere forbruksvekst i liten grad demper prisforskjellene med forsinket nett. Dette viser at det er et klart behov for det planlagte nettet til 2035 selv om forbruksveksten blir lav. Også når vi simulerer med Lavpris er behovet fortsatt tydelig. Lavere og mer jevne priser gir bare litt lavere prisforskjeller.

Utfallsrommet er mye større om vi får høyere vekst i forbruk og produksjon, og det i tillegg bygges mer havvind tilknyttet NO2. Hvis vi da får forsinkelser i nettutbyggingen vil prisforskjellene i Norge bli svært høye.

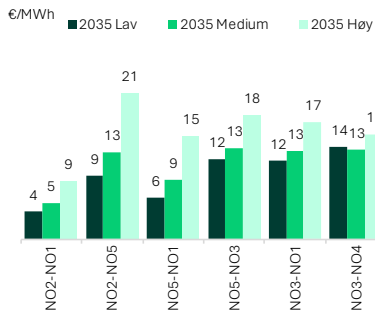
I Høypris er det både høyere snittpriser og større prisforskjeller i våre naboland. Dette gir større prisforskjeller mellom Norge og andre land. Høyere og mer variable priser i det europeiske markedet generelt bidrar også til å øke prisforskjellene internt i Norge når det er flaskehalser. Dette blir særlig tydelig i scenarioer med større overføringsbehov og flaskehalser, eksempelvis ved et fortsatt høyt overskudd nord i Norden.

Det er et betydelig utfallsrom for flaskehalsene og prisforskjellene rundt 2035. Samtidig viser simuleringene at de planlagte nettførsterkningene har stor og positiv effekt i hele utfallsrommet.

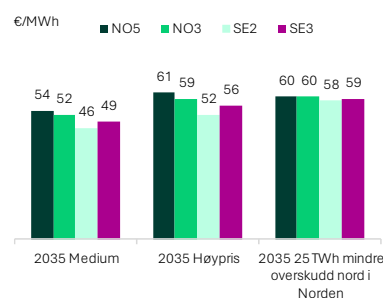
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035 med planlagt nett og forsinket nett (2030)



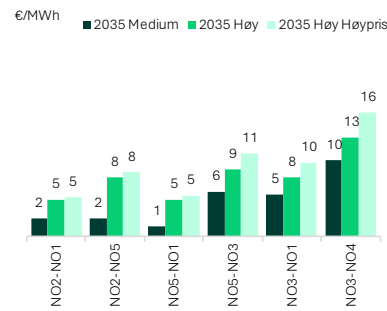
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035 i ulike vekstscenario med forsinket nett (2030)



Gjennomsnittlig kraftpris i 2035 med ulik prisutvikling og energibalanse nord i Norden



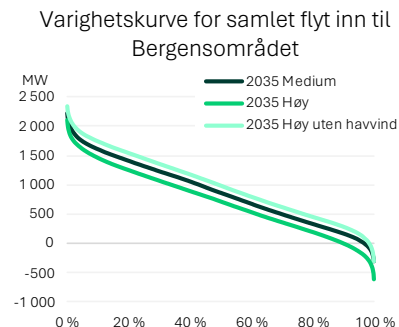
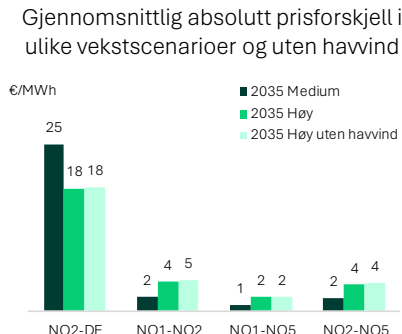
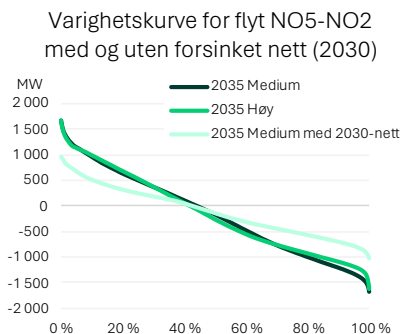
Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i ulike vekst- og prisscenarioer



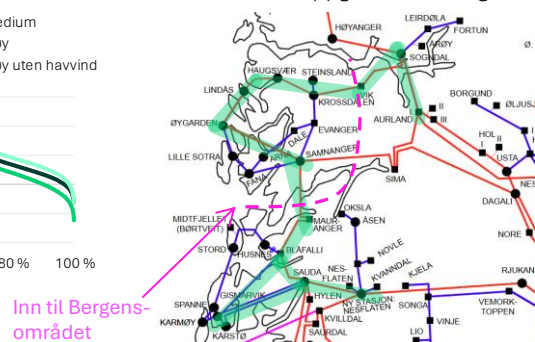
2035 – Vestlandet

Til 2035 gir utbyggingen av gjennomgående 420 kV fra Sogndal via Bergen til Sauda mye mer overføringskapasitet mellom NO5 og NO2. Dette igjen løser opp mulig flyt NO2-NO1 og dermed muligheten for utvekslingen mot kontinentet. I figuren til venstre er dette illustrert ved å sammenligne 2035 med simuleringer av 2035 med nettet slik det er i 2030 før vi har nettforsterkningene i drift for NO5-NO2. Simulert flyt øker med rundt 500 MW når vi har ny ledning. Den økte kapasitet på Vestlandet gir lavere prisforskjeller ikke bare mellom NO5-NO2, men i hele Sør-Norge.

Det planlagte nettet har plass til stor forbruksvekst i Bergensområdet, nok til å dekke planlagt forbruk det neste tiåret. Ved høy vekst vil det imidlertid kunne bli flaskehals med oppgradert nett. Flaskehalsen kan avlastes ved bruk av systemvern. En eventuell endring av budområdegrenser gir bedre utnyttelse av den berørte fleksible produksjonen for å løse flaskehalsen.



Nett på Vestlandet i 2035. Grønn indikerer oppgradert ledning.



Inn til Bergensområdet

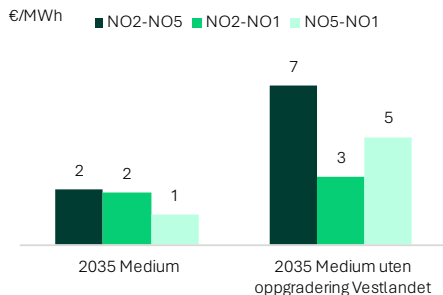
2035 – Sterkere nett i vest gir likere priser i hele Sør-Norge

Før oppgraderingen mellom Samnanger og Sauda begrenser kapasiteten på Vestlandet hvor mye produksjonen i NO5 kan kjøre når det er eksport på kablene i NO2. Hvis produksjonen øker ytterligere vil en del av flyten uansett gå rett sørover via Samnanger-Sauda. For å unngå å bryte snittgrensene må dermed produksjonen i NO5 holdes tilbake, selv om det fortsatt er ledig kapasitet den andre veien ut av NO5, over Hallingdalsnittet til NO1 og videre til NO2. Dette gir prisforskjeller mellom NO5 og NO1 selv om flyten her ligger langt under kapasitetsgrensen.

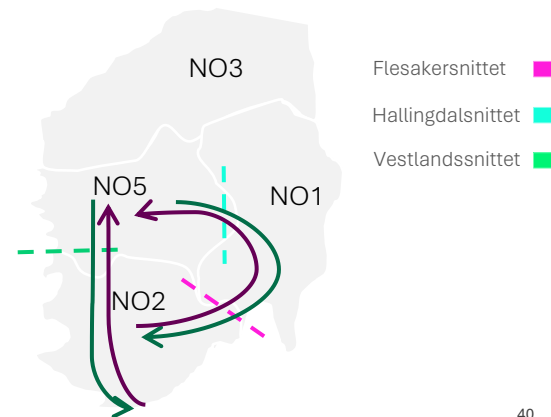
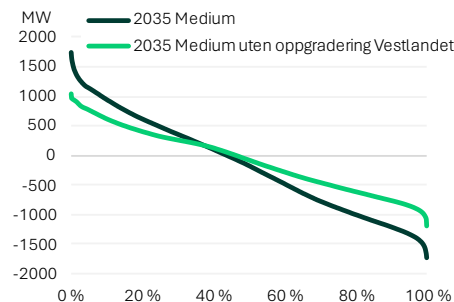
Motsatt vil det ved stor import ofte oppstå flaskehals nordover på Vestlandet fra NO2 til NO5 før det blir flaskehals på ledningene fra NO2 til NO1. Og siden en andel av flyten mellom NO2 og NO1 uansett vil gå via NO5, må dermed importen eller produksjonen i NO2 begrenses selv om det fortsatt er ledig kapasitet fra NO2 til NO1.

I figurene under viser vi hvordan økt kapasitet på Vestlandet gir bedre utnyttelse av nettet og lavere prisforskjeller også mellom NO5-NO1 og NO1-NO2. Vi har her simulert 2035 med og uten oppgraderingen mellom Sauda og Samnanger, uten andre endringer.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med og uten oppgradering mellom Sauda og Samnanger



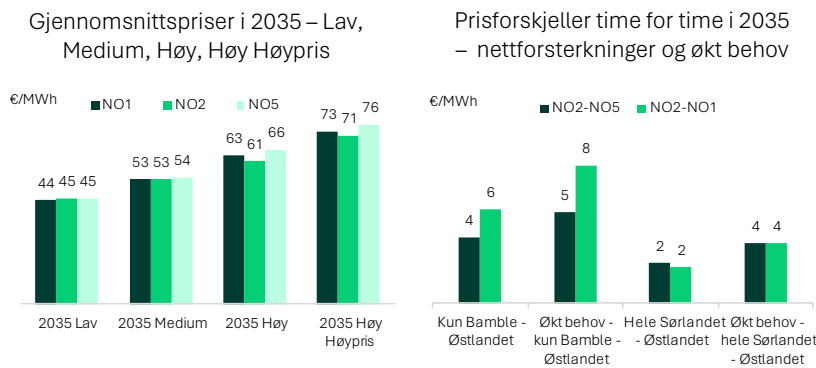
Varighetskurve for flyt NO5-NO2 med og uten oppgradering mellom Sauda og Samnanger



2035 – Sørlandet til Østlandet

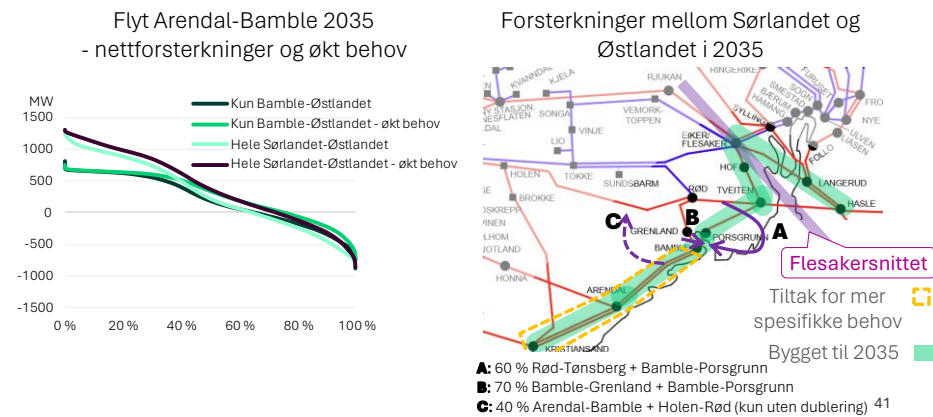
Til 2035 har vi oppgradert både mellom Bamble og Eiker og videre over Oslofjorden. Disse tiltakene er viktige for å redusere flaskehals og prisforskjell mellom NO1 og NO2. Dette gjelder begge veier. Med dagens nett er det flaskehalser inn mot Østlandet på vinteren og motsatt på sommeren. Hvis det blir en høy vekst i forbruket på Østlandet og samtidig utbygging av mer havvind tilknyttet Sørlandet vil dette forsterke overføringsbehovet og flaskehalsene. Dette vises i figurene i midten, der økt behov beskriver 6TWh økt forbruksvekst på Østlandet.

Selv uten vekst i forbruk og produksjon vil det være stort overføringsbehov mellom NO1 og NO2. Dette drives blant annet av varierende tilsig til norsk vannkraft, volatil kraftproduksjon i Sverige og utvekslingen med kontinentet fra NO2. Det er derfor vanskelig å se for seg en situasjon hvor behovet blir særlig mindre enn i Medium og Lav.



I våre datasett har vi en ny 420 kV i parallell med den eksisterende mellom Kristiansand og Bamble i 2035. Denne bidrar også til lavere prisforskjeller, men i mindre grad enn oppgraderingen nord for Bamble. Ny forbindelse Kristiansand-Bamble er heller ikke nødvendig for å få ut effekten fra effektoppgraderinger i NO2. Behovet for den nye ledningen blir derimot tydelig ved mer havvind tilknyttet i sør og ekstra høy vekst i forbruket på Østlandet og særlig rundt Grenland. Ledningen gir også bedre utnyttelse av utenlandsforbindelsene. Det vil trolig være behov for å bruke systemvern med nødeffekt ved import fra kontinentet på snitt A og –B under, for oppnå god utnyttelse av dubleringen sør for Bamble.

Siden vi gjennomførte områdestudie og KVV i 2022/23* har flere forbruksplaner blitt utsatt og utsiktene til mer havvind er svekket. Dermed er det viktigst å forsterke nord for Bamble. Tiltaket sør for Bamble prioriteres lavere og kan trolig skyves i tid.

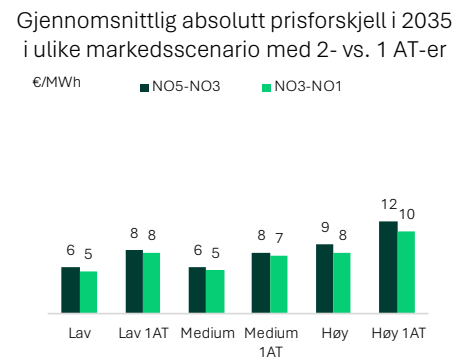
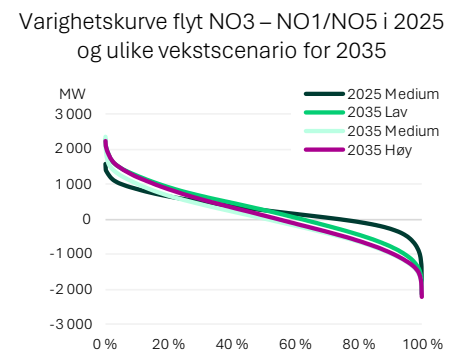
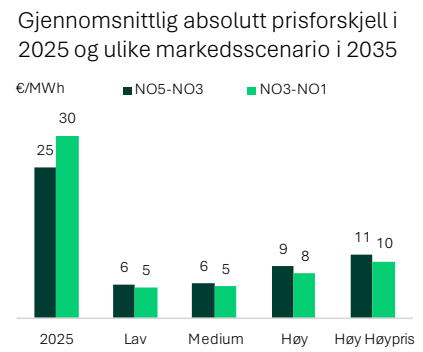
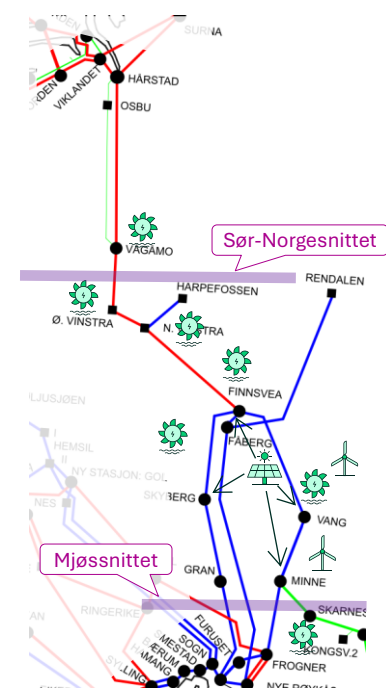


2035 – Sunndalsøra-Oslo

Til 2035 legger vi i denne analysen til grunn at ledningene mellom Sunndalsøra og Lillehammer er oppgradert til 420 kV. I tillegg vil dagens 300 kV ledning Fåberg-Vang-Roa-Ulven være ferdig reinvestert. Den vil imidlertid driftes på 300 kV i påvente av spenningsoppgradering gjennom Oslo. Samlet gir dette likevel et løft i kapasiteten mellom NO3 og NO1 og flyten på Sør-Norgesnittet øker med 3-600 MW avhengig av markedsscenario. Analysen viser at oppgraderingene reduserer dagens flaskehalser. En mer nøytral energibalanse trekker i samme retning. I sum gir dette betydelig lavere prisforskjell mellom Midt- og Sør-Norge.

Det er planer om mye solkraft på Innlandet. Når vi simulerer med økt solkraftvolum får vi mer flyt og flaskehalser sørover mot Oslo. Simuleringene viser imidlertid at flaskehalsene løses effektivt nok, fordi mesteparten av de regulerbare vannkraftverkene i NO1 ligger nord for flaskehalsene. Det vil trolig være plass til det volumet solkraft som ønsker tilknytning før oppnådd kraftpris blir for lav til at det er lønnsomt å bygge ut mer basert på kraftsalg alene uten subsidier. I analysen finner vi at det er viktig å ha to autotransformatorer (AT-er) mellom 300 og 420 kV i Finnsvea. Uten dette vil det oppstå en ekstra flaskehals. I simuleringene reduseres prisforskjellene midt til sør med 2 €/MWh med to trafoer, og planen er nå å bygge med to.

Nettbilde for Sunndalsøra-Oslo i 2035 inkludert dagens produksjon (vindkraft og vannkraft). Solkraft er fordelt i Fåberg, Vang, Skyberg og Minne i vår analyse.

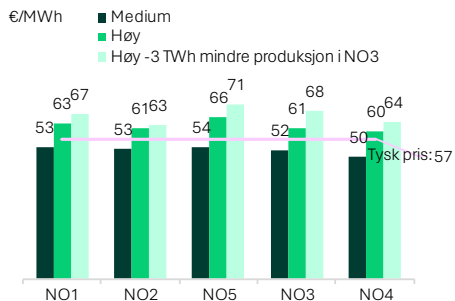


2035 – Midt-Norge

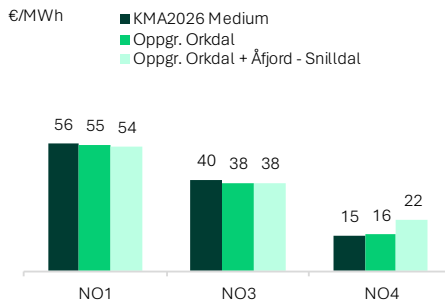
Oppgraderingene mellom Sunndalsøra og Lillehammer bidrar tilsvarende til å øke kapasiteten på Sør-Norgesnittet i nordlig retning. Dette gir mindre prisforskjeller nordover når det eksempelvis er nullpriser på kontinentet og lave priser i Sør-Norge. Sammen med oppgraderinger internt i NO3 gir det mer kapasitet til å øke forbruket i NO3. Simuleringene viser at det er rom for noe økt forbruksvekst i NO3 før prisen passerer tysk pris. I Høy har vi en forbruksvekst fra Medium på ca. 3 TWh i NO3 og omtrent tilsvarende økning i produksjon. Dersom forbruksveksten kommer uten økt produksjon blir prisene raskt høyere. En produksjonsvekst som følger forbruksveksten vil på sikt være avgjørende for hvor mye forbruk som kan komme uten at det blir store flaskehalser inn til området og stor prisdifferanse til andre områder. Dette utdyper vi mer i [kapittel 6](#).

Frem til 2030 oppgraderes nettet gjennom NO3. Først med en spenningsoppgradering av Orkdal og Surna-Sunndalsøra på 420 kV. I 2030 er ny kabel under Trondheimsfjorden og forbindelse mellom Åfjord – Snilldal ferdig. Netttiltakene ligger internt i NO3, men gir dubleret forbindelse fra Nord-Trøndelag til Sunndalsøra. Dette øker kapasiteten nord-sør ved å bygge ned snitt som, på grunn av sin plassering midt i NO3, i dag må løses med andre virkemidler enn i markedet. Samtidig bedrer tiltaket dempingen av nord-sør-svingemoden omtalt på side [19](#) og øker kapasiteten på spenningsnitt ut av NO4. Samlet gir dette større flyt ut av NO4 og tiltakene demper prisforskjellene mellom NO3 og NO4 alt annet likt.

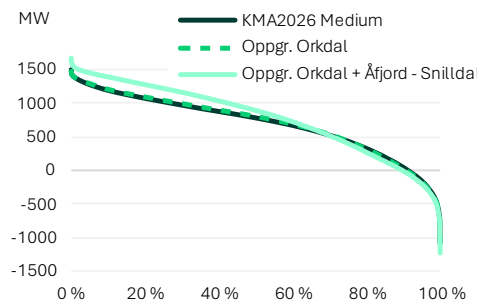
Gjennomsnittspris i 2035 med ulike vekstscenario i NO3



Gjennomsnittspris med og uten planlagte netttiltak i NO3 i 2026



Varighetskurver for flyt NO4–NO3 med og uten planlagte netttiltak i NO3 i 2026

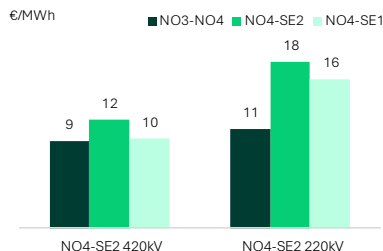


2035 – Nord-Norge

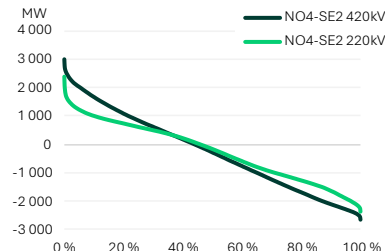
Overføringsbehovet inn og ut av Nord-Norge er både i dag og i våre scenarioer større enn det er kapasitet til i dagens nett. Overskudd på energi, variasjoner i tilsiget og samspillet mellom fleksibel vannkraft og varierende priser er viktige drivere. På sikt kan også underskudd på energi bli en viktig driver, hvis forbruket øker uten ny produksjon.

I vår nettmodell for 2035 er ledningen mellom Nedre Røssåga og Sverige oppgradert til 420 kV. Dette gir en stor kapasitetsøkning. Sammen med forsterkningene gjennom Midt-Norge bidrar dette til å dempe flaskehalsene og prisforskjellene både til Midt-Norge og Sverige. Større vekst i forbruket enn i produksjonen vil også bidra til å jevne ut prisene. I Medium reduseres overskuddet fra ni til to TWh til 2035. For å gjøre det mulig å gi tilknytning til lokal forbruksvekst i Helgeland er planen å bygge en ny 420 kV ledning mellom Rana og Marka.

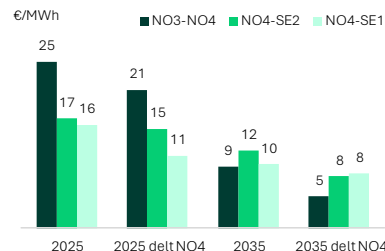
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med/uten 420 kV Nedre Røssåga-Ajaure i 2035



Flyt fra Nord-Norge til Sverige med og uten 420 kV Nedre Røssåga-Ajaure i 2035

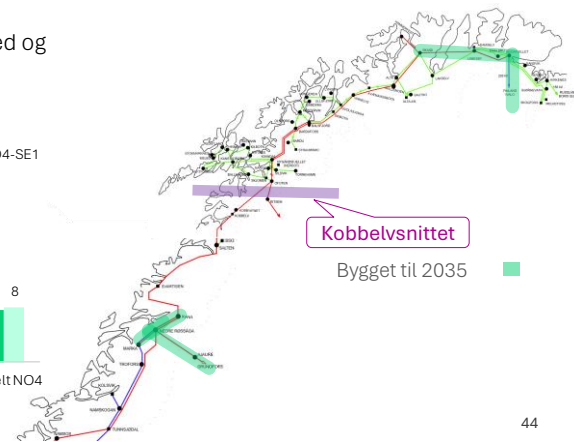


Prisforskjeller 2025 og 2035 med og uten delt NO4



Med forsterkningen til Sverige vil Kobbelsnippet og de underliggende kombinasjonssnittene midt i NO4 bli en mer sentral begrensning. Dette gjelder særlig om vi beholder dagens overskudd eller får et underskudd på energi nord for snittet. I forrige ATK viste vi at denne flaskehalsen håndteres mer effektivt og gir mindre prisforskjeller ved en deling av NO4 i to prisområder. Simuleringene med oppdaterte datasett bekrefter dette. I figuren til venstre viser vi derfor utviklingen i prisforskjell med todelt NO4.

I Finnmark gir 420 kV fra Skillemoen via Skaidi til Lebesby (Adamselv) og styrbar flyt mot Finland bedre forsyningssikkerhet og kapasitet til mer forbruk i Øst-Finnmark. Det gir også mulighet for å bygge ut mer produksjon. Og mer produksjon lokalt vil bidra til å avlaste Kobbelsnippet dersom forbruket øker i Finnmark og Troms.



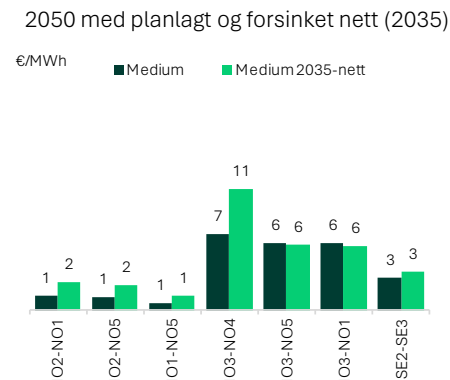
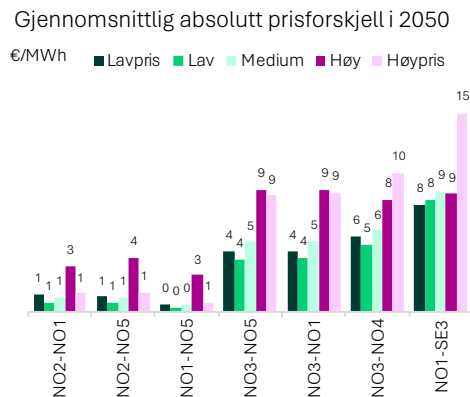
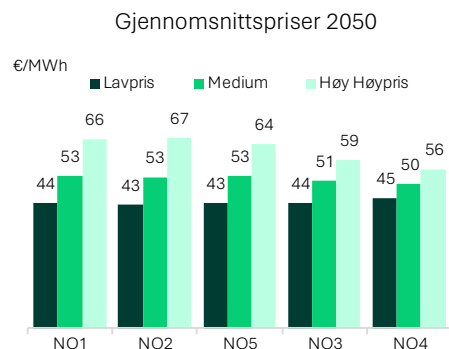
2040/50 - Planlagt nett gir lite flaskehalser i hovedscenarierne

Fra 2035 og videre til 2045 forsterkes nettet ytterligere mellom Troms og Finnmark, gjennom Nordland, mellom NO3 og NO4, fra Sunndalsøra til Oslo, gjennom Bergen, Haugalandet og mellom Bamble og Eiker. I sum bidrar disse forsterkningene til ytterligere vekst i de realiserte overføringskapasitetene i viktige snitt. Sammen med forsterkningene til 2035 og ytterligere forsterkninger i Sverige gir dette generelt lite flaskehalser og prisforskjeller i hovedscenarierne fra LMA.

I Medium med Basis prisutvikling bidrar mindre overskudd nord i Norden til å dempe flaskehalsene ytterligere. I sum gir dette like snittpriser i hele landet. I Sør-Norge er også prisforskjellene time for time neglisjerbare. Lengre nordover er det noe større prisforskjeller time for time, eksempelvis mellom NO3 og Sør-Norge. Forskjellene er imidlertid fortsatt relativt lave og det veksler hvilken side som har høyest og lavest pris.

I Høy gir mer forbruk og produksjon større behov for utjevning, mer flyt og dermed noe større flaskehalser. Prisforskjellene er imidlertid fortsatt moderate og snittprisene er også her tilnærmet like nord og sør. Dette til tross for at vi i dette scenarioet har en vekst på mer enn 100 TWh forbruk og produksjon fra dagens nivå.

Når vi simulerer med Høypris eller Lavpris, får dette betydning for hvor store prisforskjellene blir når det først er flaskehals. Særlig en kombinasjon av Høy og Høypris gir en del større prisforskjeller. Dette er imidlertid et mindre sannsynlig scenario. I LMA forklarer vi nærmere om at Høypris har høyere teknologikostnader, lavere konkurranseevne for industrien i Europa og dermed mindre vekst i forbruk og produksjon. Dette gjør det mindre sannsynlig med høy vekst i norsk forbruk og produksjon, slik vi har i Høy.



2040/50 - Gjenværende flaskehalser varierer og er sjeldnere

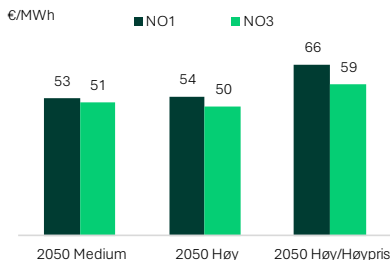
De gjenværende flaskehalsene i 2040-50 er generelt mer varierende enn i dag. Det varierer både hvilken retning det er flaskehals og prisforskjell, og hvor ofte det er flaskehals.

Et godt eksempel på dette er flaskehalsene over Sør-Norgesnittet mellom Midt-Norge og Sør-Norge. Her er snittprisene rimelig like i de fleste scenarier når vi kommer til 2040-50. Prisforskjellene time for time er litt større, men det varierer hvilken retning det er forskjell. Og som varighetskurven for prisforskjellene viser er prisforskjellene konsentrert til en mindre del av tiden. I lange perioder er det helt lik pris, men av og til er det prisforskjell og da er den ganske stor.

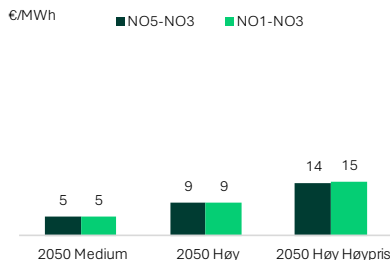
Siden det er like priser i det meste av tiden vil nytten av å bygge enda mer nett være lav. At det av og til er ganske store flaskehalser, gjør også at vi må ha relativt mye mer nettkapasitet om det skal være mulig å få tilnærmet helt like priser time for time i snitt.

I slutten av kapittelet skisserer og drøfter vi hva som eventuelt skal til for å få enda mer like priser, og hvorvidt dette kan være samfunnsøkonomisk rasjonelt.

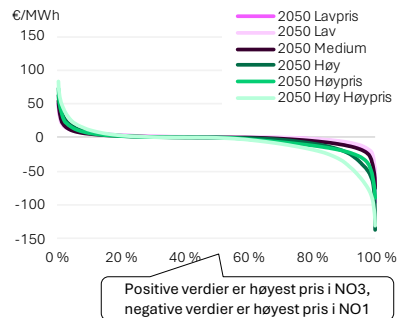
Gjennomsnittspriser i ulike markeds- og prisscenarier



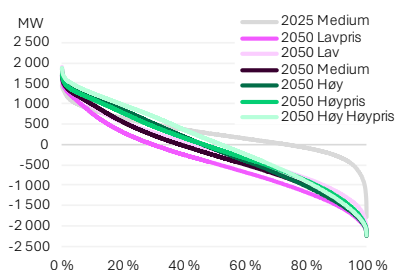
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i ulike markeds- og prisscenarier



Varighetskurve for prisforskjell NO3-NO1 i ulike markeds- og prisscenarier



Varighetskurve for sørgående flyt fra NO3 i ulike markeds- og prisscenarier

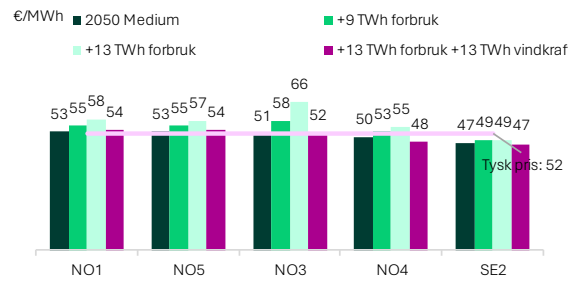


2040/50 – Planlagt nett kan håndtere høy vekst og ubalanser

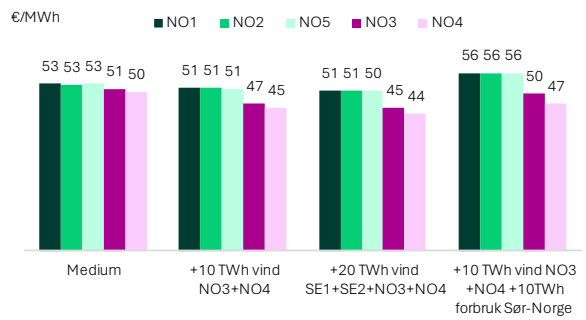
Nettet vi planlegger til 2050 håndterer det høye scenarioet med 260 TWh forbruk og produksjon. Dette drøftet vi også grundig i forrige ATK. Årets analyse bekrefter dette med relativt like snittpriser og lave prisforskjeller. En utvikling til 260 TWh forutsetter at produksjonen målt i energi følger takten i forbruksutviklingen, både nasjonalt og regionalt. Det er også en forutsetning at det bygges ut mer effekt i eksisterende vannkraft. Dersom det blir en ensidig forbruksvekst uten ny produksjon vil prisnivået øke og bremse veksten i forbruket. Analysene viser at forbruksveksten kan dekkes opp av vindkraft så lenge det finnes fleksibel vannkraft innenfor den aktuelle regionen. Som figuren under viser, så blir prisbildet identisk i en simulering hvor vi øker vindkraften og industriforbruket i NO3 like mye målt i energi. Årsaken til dette er at den fleksible vannkraften jevner ut forskjellene i profilen til den nye produksjonen og det økte forbruket.

Selv om markedskreftene trekker i retning av jevnere energibalanser, er det mange forhold som kan og vil gi varige eller midlertidige over og underskudd på energi regionalt og nasjonalt. Simuleringene viser at det planlagte nettet også kan håndtere betydelige ubalanser av denne typen. Når vi simulerer 10-20 TWh større overskudd nord i Sverige og Norge enn hva vi har i 2050 Høy gir dette større flaskehalser over eksempelvis Sør-Norgesnittet, men fortsatt relativt moderate prisforskjeller. Når det gjelder mer lokale ubalanser finner vi at det eksempelvis er mulig å ensidig øke forbruket med ca. 8-9 TWh i NO3 før prisene blir nevneverdig høyere enn i andre områder. I Bergensområdet er den tilsvarende kapasiteten til ensidig forbruksvekst anslagsvis 10-12 TWh i det planlagte nettet allerede til 2035. Dette er store ubalanser som trolig ikke vil oppstå.

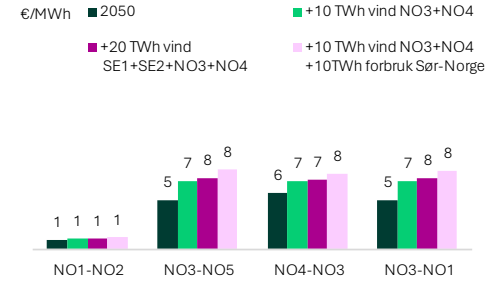
Gjennomsnittspriser ved ensidig forbruksvekst i NO3



Gjennomsnittspriser Norge i 2050



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



2040/50 – Planlagt nett kan håndtere mer havvind til NO2

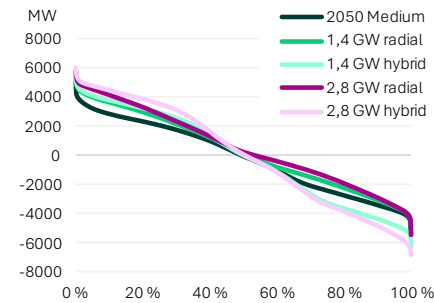
Hvis det blir en større utbygging av bunnfast havvind i Sørlege Norsjø tilknyttet Sørlandet vil dette øke overføringsbehovet i nettet på land. Dette gjelder både ved radiell tilkobling kun til Norge og med hybrid der havvinden også er tilknyttet et annet land. Ved en hybrid blir det imidlertid også økt flyt sørover inn mot tilknytningspunktet når det er eksport.

Figuren til venstre viser at flyten øker til og fra Sørlandet når vi legger til mer havvind til Sørlandskysten. Den tilknyttede havvinden vil i stor grad forsterke flytmønsteret gitt av vekslingen mellom eksport og import på de eksisterende mellomlandsforbindelsene. Når det er mye produksjon fra havvinden er det som regel også mye vind, lave priser på kontinentet og dermed import på øvrige forbindelser. Dette forsterker flyten nordover. I motsatt retning vil en hybrid bidra til å forsterkes flyten sørover når det er eksport på de andre forbindelsene.

Det første trinnet med 1,4 GW havvind i Sørlege Nordsjø er nå under prosjektering. Dette skal tilknyttes Kvinesdal på radial. Når vi simulerer med ytterligere en enhet på 1,4 GW gir dette fortsatt lite ekstra flaskehalser i planlagt nett, selv med hybrid. Men det blir da mer viktig å ha bygget ny ledning mellom Kristiansand og Bamble. Når vi øker til 2,8 GW på hybrid, utover det første trinnet, viser analysen at også dette vil kunne håndteres med planlagt nett. Men da blir det mer flaskehalser og litt redusert nytte av havvinden. Det kan også oppstå utfordringer med stabilitet som Statnett nå undersøker videre.

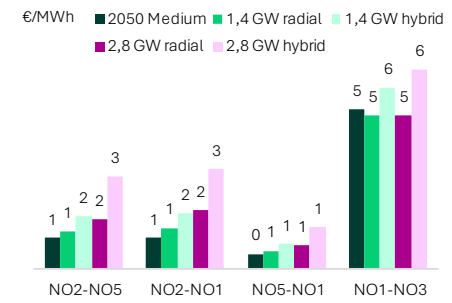
I Nettutredningen for Sørvest F* viser vi at havvind trolig ikke er lønnsomt basert på kraftsalg alene. Det kan likevel bli bygget for å sikre nok energi til industri og elektrifisering. Og gitt at dette skjer viser Sørvest F utredningen at en hybrid tilkobling vil ha høyest samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Varighetskurve for flyt på Sørlandssnittet i ulike sensitiviteter i 2050

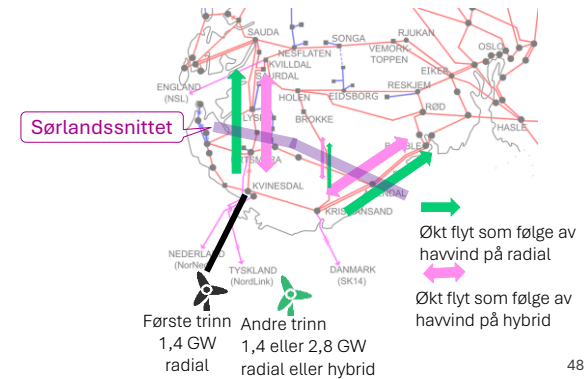


*: Nettutredning Sørvest F

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell internt i Sør-Norge



Illustrasjon på endring i flyt



2040/50 - Mer effekt i vannkraften øker nettbehovet mest lokalt

Utbygging av mer produksjonseffekt og pumpekraft i norske vannkraftverk har blitt mer aktuelt drevet av mer variable kraftpriser, utsikter til økt forbruk og et økende reinvesteringsbehov. Det er derfor et stort antall prosjekter under utvikling. Hvis alle nåværende prosjekter realiseres vil dette gi hele 10 GW ny effekt og 9 GW pumpekraft i sum for hele Norge.

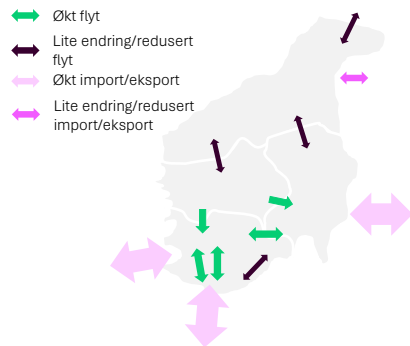
Med økt effekt vil kraftverkene kunne produsere mer i timer med høye priser og stort behov for kraft. Med pumpekraft kan i tillegg vannet pumpes opp igjen i lavpristimer. Resultatet blir færre timer med direkte priskobling med utlandet. I høypristimer blir det flere timer hvor produksjonseffekten er tilstrekkelig til å dekke norsk forbruk og samtidig ha full eksport. I lavpristimer vil pumping heve det norske forbruket. I sum gir dette mindre norsk prisvariasjon og økt utnyttelse av mellomlandsforbindelsene.

Det er etter vår vurdering rimelig sikkert at det vil komme en viss økning i effekten i vannkraften. Hvor mange av oppgraderingene som blir realisert er imidlertid usikkert og avhengig av blant annet kostnadene, veksten i forbruket og prisvariasjonen i markedet.

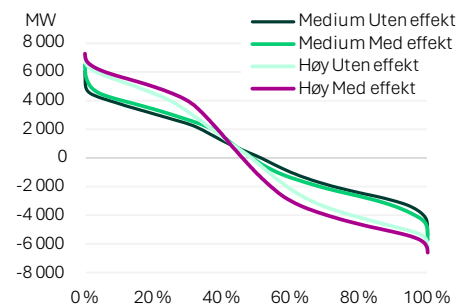
Når vi simulerer med mer effekt og pumpekraft finner vi at dette gir relativt lite endring i flyt og flaskehalser på transportkanalene. Dette gjelder selv i et maksimalt scenario med 10 GW økt effekt. En viktig årsak til dette er at både vannkraften og forbruksveksten er godt distribuert i nettet. Ved maks produksjon blir dermed flyten godt fordelt. Vi ser flere timer med høy flyt på mellomlandsforbindelsene og i transportkanalene ut hit, men den maksimale flyten øker ikke så lenge kapasiteten på kablene er uforandret.

Mer effekt og pumpekraft øker først og fremst nettbehovet lokalt der oppgraderingene kommer. Dette er nærmere forklart i kapittel 5*.

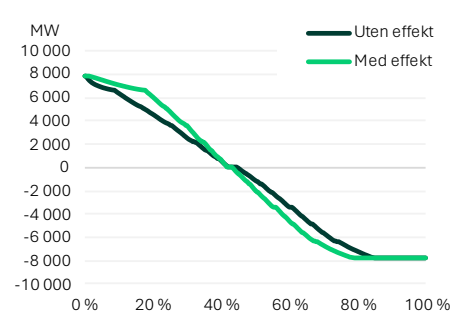
Påvirkning på flyt i timer med mye effekt/pumpe



Varighetskurve for flyt gjennom Sørlandssnittet



Import/eksport på DC-forbindelser



* Nettbehovet ved utbygging av mer effekt og pumpekraft i NO2 er grundig forklart i rapporten "Nett og effekt i NO2 – 2025"

2040/50 - Lav forbruksvekst gir ikke vesentlig lavere nettbehov

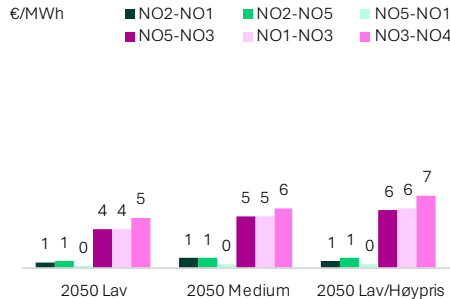
Selv med lav vekst i forbruk og produksjon vil det være behov for det meste av det planlagte nettet. Dette er drevet av behovet for å jevne ut produksjonen og samspillet mellom fleksibel vannkraft i Norge og volatil vind- og solkraft både i Norden og på kontinentet. Dette ser vi allerede i dag, og det vil forsterkes med økende integrasjon av fornybar kraft.

Simuleringene viser at prisforskjellene endres lite mellom Medium og Lav på lang sikt. Siden utviklingen i Norge gjerne speiler den i Europa, er det sannsynlig at kombinasjonen av Lav og Høypris, som er et resultat av mindre industriutvikling og høyere fornybar- og fleks-pris på kontinentet, inntreffer samtidig. Denne kombinasjonen gir prisforskjeller som ligger rett over nivået for Medium. Tilsvarende utvikling ser vi når vi simulerer 2050 med nettmodell og snitt for 2035, men prisforskjellene er da noe høyere på grunn av forsinket nettutbygging.

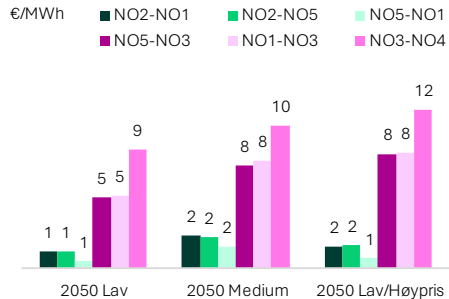
Det er likevel noen forhold som kan gi lavere nettbehov. Samlokalisering av produksjon og forbruk som minimerer regionale ubalanser kan redusere behovet for noen lokale tiltak i områder som er mer radielt tilknyttet resten av transmisjonsnettet. Små modulære kjernekraft-reaktorer kan gjøre at samlokalisering blir lettere å få til. Dette kommenterer vi nærmere i kapittel 3.

De fleste forsterkningene i transportkanalene vil uansett være nødvendige å gjennomføre på grunn av vekslende flyt og reinvesteringsbehov. Men for noen av forsterkningene vi planlegger er behovet tettere knyttet til spesifikke utviklingstrekk som vi finner i Høy, for eksempel Øygarden-Samnanger eller Kristiansand-Bamble. Disse kan trolig skyves noe ut i tid dersom markedsutviklingen følger den lave banen.

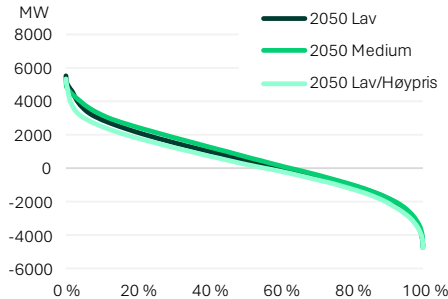
Prisforskjeller 2050 – Lav, Medium og Lav+Høypris



Prisforskjeller 2050 med forsinket nett (2035)
Lav, Medium og Lav+Høypris



Varighetskurver for flyt NO2-NO1 i Lav, Medium og Lav+Høypris



2040/50 - Utfallsrommet for overføringsbehovet er avgrenset

Det er mange forhold som er usikre ved det framtidige kraftsystemet og markedet. Men når det gjelder fysiske overføringsbehovet i transportkanalene viser analysen at det er et relativt avgrenset utfallsrom.

Selv ved vedvarende lav vekst i forbruk og produksjon viser vi at det fortsatt vil være et stort behov for å sende kraft frem og tilbake. Den nedre grensen for overføringsbehovet er dermed på et relativt høyt nivå, og høyere enn det er kapasitet til i mye av dagens nett.

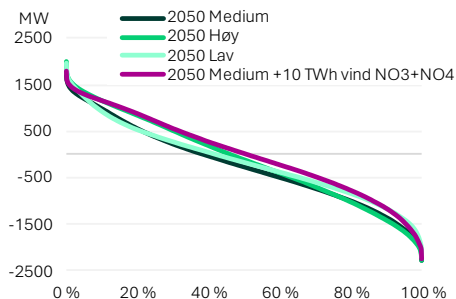
Så viser analysen at scenarioer med høyere vekst i forbruk og produksjon, mye ny effekt i vannkraften, havvind tilknyttet med hybrid og større ubalanser vil gi mer flyt og flaskehalser. Men forskjellene fra scenarioer med lavere vekst er generelt ikke så store. Og vi sliter med å komme opp med mulige scenarioer som virkelig gir vesentlig større overføringsbehov og som samtidig er noen lunde realistiske. Et eksempel på det siste er

varianter av Høy med ubalansert vekst. Her er det i første omgang mindre sannsynlig at vi skal få en så høy vekst som i 2050 Høy. Og som vi drøfter tidligere er det enda mer usannsynlig at en så høy vekst skal fordele seg på en så ubalansert måte at det har betydning. Hvis det er flytende havvind som driver veksten vil produksjonen tvert i mot mest sannsynlig bli koblet til på større forbruks og industriområder langs kysten. Det samme gjelder om det er kjernekraft som er drivkraften.

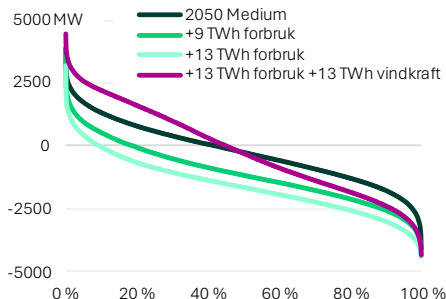
Når det gjelder havvind tilknyttet Sørlandet gir dette mer flyt, men det er avgrenset til de sørligste delene av Sør-Norge. I tillegg er det per nå lite realistisk at det skal bli aktuelt å bygge mer enn to hybrider utover den første med radial. Dette begrenser utfallsrommet ytterligere.

Utbygging av mer effekt i vannkraften vil trolig skje. Men det er lite trolig at alle prosjektene blir realisert. Og hvis skjer gir det moderat økt flyt.

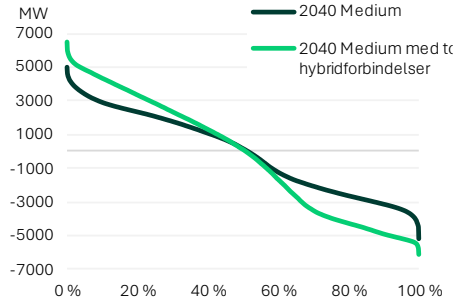
Flyt NO3 - NO1/NO5



Samlet flyt NO3 – omkringliggende budområder



Flyt over Sørlandssnittet med og uten to nye hybrider



2040/50 – Lokalt på Vestlandet kan nettbehovet bli større

I de tre forbruks- og produksjonsscenarioene fra LMA er de regionale energibalansene rimelig nøytrale rundt 2050. Dette er en sannsynlig utvikling da forbruksplanene og tilgangen på ny produksjon er godt spredt mellom regioner og markedskreftene vil trekke mot energibalanse.

Det kan likevel oppstå scenarioer med større regionale over- eller underskudd. Og i noen mer avgrensede regioner kan dette gi behov for mer nett lokalt. Bergensområdet (BKK) er et av disse områdene. Her er det underskudd på energibalansen i dag, og mot 2050 kan underskuddet bli mye større. Dette fordi det er mange stedbundne planer om elektrifisering og ny industri og samtidig få planer om ny energiproduksjon. Vi undersøker derfor noen sensitiviteter med mellom 10 TWh og 20 TWh underskudd på energibalansen i BKK, med utgangspunkt i 2050 Høy. I [kapittel 4](#) går vi i detalj på tilsvarende sensitiviteter i 2035.

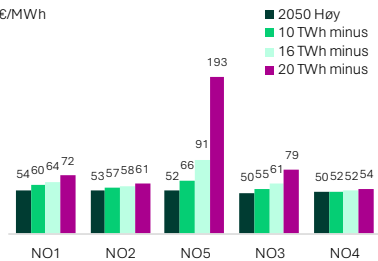
Simuleringene viser at et underskudd i BKK øker overføringsbehovet mellom NO2 og NO5. Flyten øker også inn fra NO3, men langt mindre. Snittprisene i NO5 øker betydelig, og i sensitiviteten med 20 TWh underskudd er kraftprisen i NO5 på et nivå som gjør at rundt 1 TWh forbruk kobler ut. Ved 16 TWh minus er snittprisen for NO5 mye høyere enn resten av landet. Dette stopper trolig veksten i forbruket.

Sammenlignet med resultatene for 2035 i kapittel 4, forsynes et større forbruk i NO5 i 2050 Høy enn i 2035. Dette skyldes mer lokalt forbruk i 2050 Høy. Evnen til å forsyne et underskudd øker lite mellom 2035 og 2050, fordi vi fremdeles kun har 3 korridorer inn til BKK-området. Mer produksjon i området eller en fjerde ledning fra for eksempel NO2 i sør kan muliggjøre enda mer forbruk.

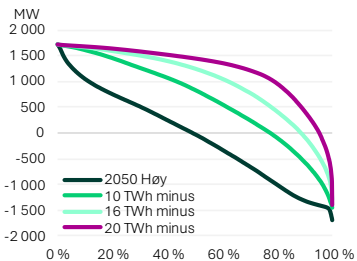
Oversikt over sensitiviteter

TWh	Prod.	Forbr.	Balanse	ΔForbruk
2025 Medium	9	13	-4	
2050 Høy	27	23	+4	
10 TWh minus	27	37	-10	0,2
16 TWh minus	27	43	-16	0,3
20 TWh minus	27	47	-20	1,0

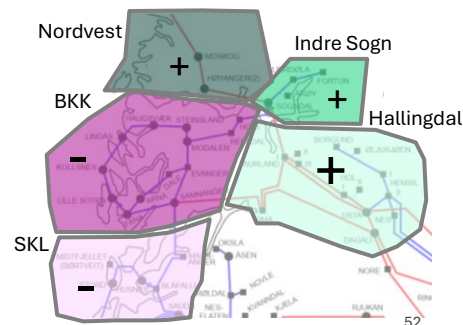
Snittpriser i 2050 Høy og i sensitiviteter med økt forbruk i NO5



Flyt NO2-NO5 i 2050 Høy og i sensitiviteter med økt forbruk i NO5



Kart over tilstøtende områder. Indikert over-/underskudd i 2025



*Kolonnen ΔForbruk angir underskuddet i realisert konsum i forhold til hva vi har lagt til på toppen av forbruket i 2050 Høy.

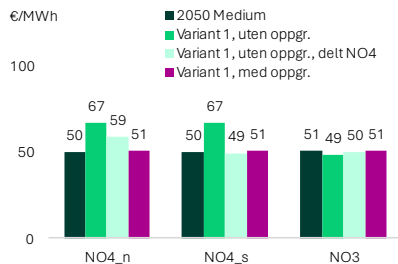
2040/50 – Lokalt i Nord-Norge kan nettbehovet bli større

Også internt i NO4 kan større ubalanser gi økt nettbehov. I forrige ATK så vi på denne problemstillingen, og vi repeterer her noen sentrale funn.

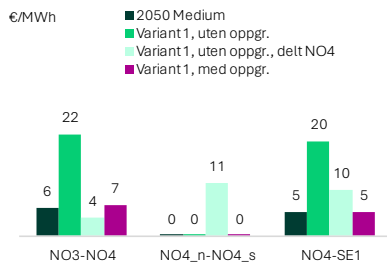
NO4 har i dag et solid overskudd på energibalansen på rundt 10 TWh. Mot 2050 øker forbruket og overskuddet i NO4 går mot null i Medium. Her er det en jevn fordeling nord og sør i området, men selv moderate endringer i energibalansene i hver del av NO4 har stor virkning på flyt, flaskehalser og priser. Dette gjelder særlig uten de planlagte og noe usikre forsterkningene Rana-Ofoten ("2" i figuren), samt Balsfjord-Skillemoen ("1" i figuren).

Vi undersøker dette på nytt i 2050 Medium, hvor NO4 samlet har 1 TWh i underskudd på energibalansen, fordelt med 2 TWh underskudd i NO4 nord og 1TWh overskudd i NO4 sør. I Variant 1 reduserer vi energibalansen i NO4 nord til -6 TWh og øker energibalansen i NO4 sør til 5 TWh. Energi-balansen i NO4 samlet er den samme. En energibalanse med underskudd i sør og overskudd i nord vil gi omtrent lik flaskehals, men i motsatt retning.

Snittpriser i 2050 i ulike varianter



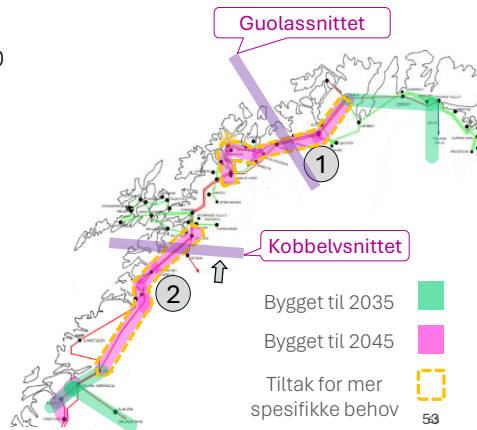
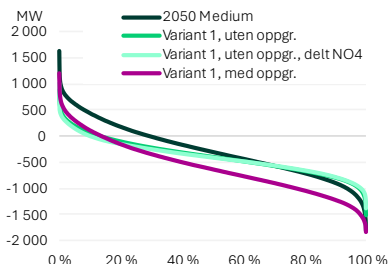
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2050



Simuleringene viser at NO4-prisen øker med 15 €/MWh sammenlignet med 2050 Medium, når vi simulerer Variant 1 uten Rana-Ofoten og Balsfjord-Skaidi. Det blir også stor prisforskjell til områdene rundt. Dette da begrensningen mellom nord og sør i NO4, Kobbelsnippet, gjør at forbruket i NO4-nord blir vanskelig å forsyne. I en slik situasjon vil det å ha to prisområder i NO4 gjøre at begrensningen blir lettere å løse, i hovedsak fordi vannkraften får mer riktige prissignaler. Simuleringene viser at NO4 delt i to prisområder demper prisforskjellen mellom NO4 og NO3, SE1 og SE2. Samtidig blir det prisforskjell mellom nordlig og sørlig del av NO4.

Med begge nettoppgraderingene på plass er nettet langt mer robust og tåler dermed en større forskjell i energibalansen internt i NO4 uten at kraftprisen i NO4 påvirkes i særlig grad.

Flyt over Kobbelsnippet mot nord i 2050 Medium og ulike varianter

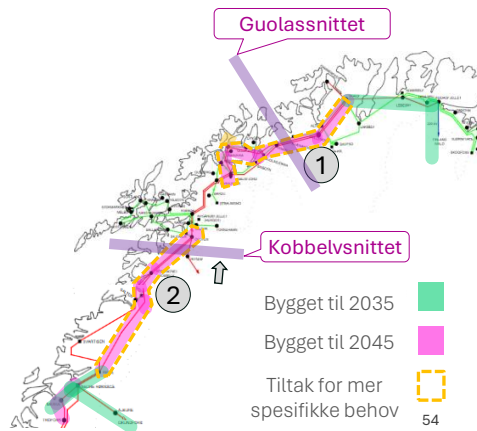
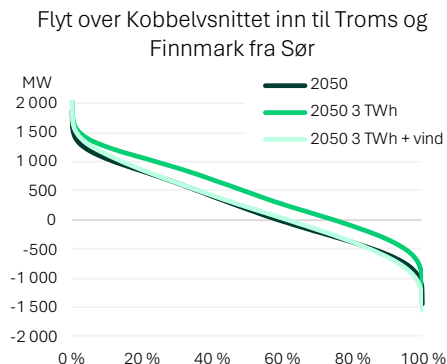
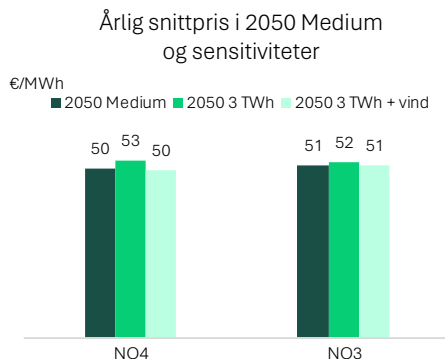


2040/50 – Nett og produksjon i nord kan avlaste nettet fra sør

Med de planlagte forsterkningene gjennom Troms og Finnmark blir det dubleret 420 kV fra Balsfjord til Skaidi og videre en enkel 420 kV østover til Lebesby, nær dagens Adamselv stasjon*. Med dette kan det knyttes til mye mer produksjon fra vindkraft. Finnmark skiller seg fra de fleste andre deler av landet i at det har svært lite regulerbar vannkrafteffekt. Øker forbruket i Finnmark nok, vil det være behov for å knytte Troms og Finnmark tettere sammen ved å forsterke over Guolassnittet. Det gjør at vi kan utnytte mer av fleksibiliteten i vannkraften i Troms til å jevne ut variasjonene i vindkraften i Finnmark. I sum kan dette dekke en vesentlig vekst i forbruket lokalt i området – uten at det nødvendigvis gir økt nettbehov inn til regionen. På denne måten kan det planlagte nettet gjennom Troms og Finnmark dempe behovet for den planlagte ledningen fra Rana til Ofoten.

I figurene under viser vi dette med en sensitivitet hvor vi først legger til 3 TWh økt forbruk i Finnmark og deretter legger til tilsvarende energimengde vindkraft. Overføringsbehovet inn til Troms og Finnmark fra sør reduseres betydelig året sett under ett og Kobbelsnittet pålastes i mindre grad.

Det er i dag tidvis en utfordring at vi ikke kan styre flyten på transportkorridoren mellom Varangerbotn og Nord-Finland. Ny 420 kV-ledning østover i Finnmark knytter området tettere sammen, reduserer de elektriske avstandene og forsterker utfordringene. Vi prioriterer å investere i komponenter for styrbar flyt på denne forbindelsen, da dette muliggjør de nevnte nettiltakene.



* Forsterkning østover fra Skaidi er i seg selv ikke en transportkorridor, men et tiltak for å styrke forsyningsikkerheten i Øst-Finnmark.

Høy nytte av reinvestering – lave fremskyndingskostnader

Størsteparten av tiltakene i transportkanalene i målnettet består av å oppgradere det nettet vi allerede har. Kostnaden med å reinvestere nettet i transportkanalene på reinvesteringstidspunktet er grovt anslått til 80-100 mrd. NOK (faste priser). Dette er vårt nullalternativ. Det er ikke et alternativ å la være å gjennomføre reinvesteringene da dette vil innebære å koble av eksisterende forbruk og produksjon, redusere forsyningssikkerheten og risikere at hele kraftsystemet kollapser. Nyten av å unngå dette er ikke relevant å anslå. Vi bare konstaterer at nyten av nullalternativet vil være langt høyere enn kostnaden i alle scenarioer.

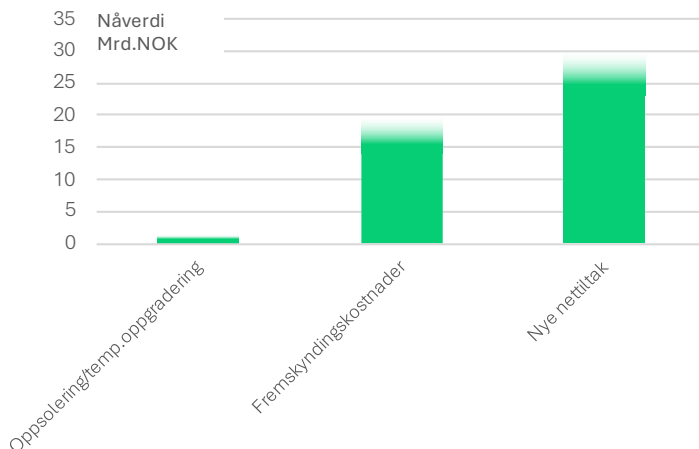
Oppgraderingene er imidlertid ofte planlagt på et noe tidligere tidspunkt enn alder alene skulle tilsi. Det er derfor relevant å sammenligne nyten av økt kapasitet med kostnaden ved å framskynde reinvesteringene.

Til forskjell fra fremskyndingskostnadene i områdeplanene har vi her kun sett på tiltakene i transportkorridorene. Vi har benyttet samme metodikk som i områdeplanene for å anslå investeringskostnader, levetider og tidspunkt for fremskynding av nettanleggene. Basert på dette anslår vi grovt fremskyndingskostnaden samlet til ca. 15-20 mrd. NOK.

På noen av ledningsstrekke gjør vi mindre og billige tiltak som raskt gir økt kapasitet. Den ene kategorien er tiltak for at ledningene kan tåle høyere temperaturer og dermed overføre mer strøm. Den andre er å "oppisolere" noen komponenter, slik at vi kan øke spenningsnivået i eksisterende anlegg fra 300- til 420 kV. Porteføljen av disse har en investeringskostnad på om lag 1 mrd. NOK. Ved oppisolering kan eksisterende anlegg driftes videre helt til tidspunktet for reinvestering, istedenfor å rive dagens anlegg for å bygge ny med økt kapasitet tidligere.

En del av tiltakene i ATK er å bygge helt nye ledninger for å øke kapasiteten i transportkorridorene mer. Dette er aktuelt der en oppgradering av dagens nett alene ikke er nok for å få en tilstrekkelig reduksjon av flaskehalsene. Vi har grovt anslått nåverdien av disse nye nettanleggene til drøyt 25-30 mrd. NOK. Disse kommer i tillegg til nullalternativet. Og her må nyten av økt kapasitet bære hele kostnaden. Det er ikke sikkert at alle disse tiltakene faktisk blir gjennomført siden de er avhengige av spesielle utviklingstrekk og scenarioer.

Relevante nettkostnader av tiltakene i ATK, mrd. NOK nåverdi



Høy samfunnsøkonomisk markedsnytte av økt kapasitet

Når vi bygger ut mer kapasitet i transportkanalene oppstår det en samfunnsøkonomisk nytte i markedet*. Denne markedsnyttten kommer av økt ressursutnyttelse. I praksis innebærer dette at den samlede kraftverksparken i hele det nord-europeiske kraftsystemet kan utnyttes mer effektivt og at forbruket dermed kan dekkes med billigere produksjon.

Prisforskjellen i markedet som oppstår som følge av en flaskehals sier noe om potensialet for hvor mye produksjonskostnader man kan spare inn. Det er fordi prisforskjellen indikerer forskjellen i marginalkostnad hos de prissettende kraftverkene på hver sin side av flaskehalsen.

Kraftproduksjonen i Norge er fornybar med produksjonskostnader ned mot null. Det er dermed ingen reelle norske produksjonskostnader å spare inn på å bygge ut nettet i Norge. Nyttten av økt kapasitet i de norske transportkanalene oppstår derfor i hovedsak som reduserte drivstoffkostnader i andre land. Når vi fjerner eller reduserer en intern flaskehals i Norge erstatter vi produksjon i et vannkraftverk med høy vannverdi med produksjon i et annet med lavere beregnet vannverdi. Via handelen med utlandet gir dette sparte produksjonskostnader i termiske kraftverk i utlandet. Norge sitter igjen med en betydelig andel av denne gevinsten gjennom en mer lønnsom utenlandshandel.

Verdien av handel med utlandet består av i) inntekten av krafteksport til utlandet, ii) kostnaden ved kraftimport fra utlandet og iii) norsk andel av flaskehalsinntektene på forbindelsene til utlandet. De to første omtaler vi som bytteforholdet mot utlandet dvs. handelsinntekter, og er summen av endringen i produsent- og konsumentoverskuddet.

Vi beregner markedsnyttten ved å simulere med og uten de aktuelle tiltakene. Så tar vi differansen i overføringstapene, produsent- og konsumentoverskuddet og flaskehalsinntektene i Norge og mot utlandet.

Normalt beregner vi markedsnyttten av å forsterke hver strekning. Men for å gi en viss indikasjon på den samlede lønnsomheten av det planlagte nettet har vi i ATK gjort noen forenklete beregninger av markedsnyttten av alle tiltakene samlet. Vi har både beregnet nyttten av å ha 2050 nettet i scenarioet 2030 Medium/Basis, og å gå fra 2035 nett til 2050 nett i 2050 Medium/Basis. Dette gir én til seks mrd. NOK i norsk markedsnyttten per år. I scenarioene Høy og Høypris er nyttten større. Det samme gjelder i mer ubalanserte varianter der det er større overskudd og underskudd på lokale energibalanser. Vi presiserer at dette er grove anslag. Beregningene gir samtidig en tydelig indikasjon på at markedsnyttten trolig dekker mye av kostnadene.

Den beregnede markedsnyttten utgjør bare deler av de reelle nyttevirkningene. De klart største er som nevnt på forrige side knyttet til reinvesteringene og at vi opprettholder tilknytningen av eksisterende forbruk og produksjon. I tillegg kommer nyttten å kunne legge til rette for økt forbruk og produksjon både markedsmessig og teknisk, forbedret forsyningssikkerhet og at Norge lettere kan nå klimamål. Utover dette er også Statnett pålagt et sektorpolitisk mål om å redusere interne prisforskjeller. I sum fremstår derfor den samlede planlagte utbyggingen av nettet i transportkanalene samfunnsøkonomisk rasjonell.

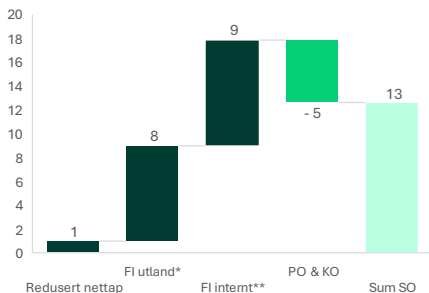
* Se [ATK 2019](#) kap. 4 for en enda mer inngående forklaring av markedsnyttten og samfunnsøkonomisk nytte ved å bygge ned interne flaskehalsen.

Eksempel – 420 kV Sunndalsøra-Oslo har høy lønnsomhet

Vi har tidligere drøftet effekten av å oppgradere transportkanalen Sunndalsøra-Oslo. For å illustrere den samlede markedsnyten har vi simulert 2035 Medium med og uten økt kapasitet i denne kanalen.

Resultatene viser at de timesvise prisforskjellene mellom NO3 og NO1 reduseres. Samtidig øker de innenlandske flaskehalsinntektene over året, da energimengden som transporteres øker. Økt kapasitet gir også en liten reduksjon i den gjennomsnittlige kraftprisen i Midt og Nord-Norge, da flaskehalsen ved nordoverflyt reduseres. Dette øker konsumentoverskuddet (KO) og senker produsentoverskuddet (PO). Nettovirkingen er lavere PO-KO etter tiltaket, dvs. at handelsinntektene går ned. På den andre siden øker flaskehalsinntektene fra utenlandshandelen, og i sum er verdien av handelen med utlandet positiv. Forbindelsen bidrar også til å redusere overføringstapene i det norske nettet. Ser vi det europeiske kraftsystemet under ett, kommer omtrent all markedsnytte i Norge.

Endring i årlig markedsnytte av økt kapasitet i transportkanalen i Medium/Basis i 2035 (mill. euro)



* FI utland = norsk andel av flaskehalsinntektene med utlandet

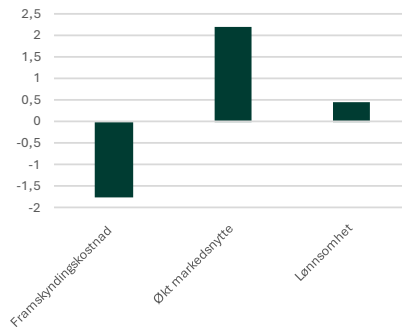
**FI internt = flaskehalsinntektene mellom budområdene i Norge

Ved å benytte samme metodikk som for hele ATK-nettet, er den samfunnsøkonomiske kostnaden av å framskynde oppgraderingen av Sunndalsøra-Oslo grovt anslått til 1,5 - 2 mrd. NOK.

Oppgradering innebærer at markedsnyten kommer tidligere, og nåverdien av dette er drøyt 2 mrd. NOK i Medium/Basis. Selv om både kostnadene og markedsnyten er usikre, mener vi at markedsnyten alene er stor nok til å dekke fremskyndings- og oppisoleringskostnadene.

I tillegg har en oppgradert forbindelse Sunndalsøra-Oslo andre nytteeffekter som beskrevet i den generelle delen om samfunnsøkonomi ATK. Tiltaket bidrar også positivt på Statnetts sektorpolitiske mål innenfor indikatoren "jevne ut prisforskjeller".

Samfunnsøkonomisk- kostnad og markedsnytte av å oppgradere Sunndalsøra-Oslo, mrd. NOK nåverdi



Krevende å bygge bort de siste gjenværende flaskehalsene

Analysen viser at det planlagte nettet fra og med 2040 er rimelig balansert. Nettet blir godt utnyttet og vi finner ingen opplagte svakheter der mindre tiltak gir et vesentlig løft i overføringskapasitetene på snitt som har flaskehals i transportkanalene. Vi finner også at det er en rimelig god balanse mellom nettet i Norge og Sverige. Den pågående og planlagte nettutbyggingen i Sverige gir betydelig økt kapasitet nord-sør. Dermed reduseres virkningen på nord-sør flaskehals i Norge. Og den skisserte forsterkningen mellom Norge og Sverige i nord reduserer flaskehals både på grensen og internt i Norge.

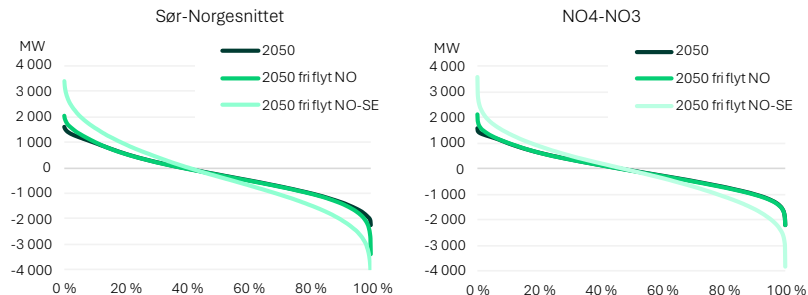
En konsekvens av at nettet er såpass balansert er at et videre løft i kapasitetene stort sett vil kreve at vi forsterker flere steder parallelt. De gjenstående flaskehalsene er i tillegg konsentrert til en relativt liten andel av tiden. Dette ser vi i varighetskurvene for prisforskjellene ved at det kun er få timer (lav andel av tiden) at det er store prisforskjeller.

Vi illustrerer også dette ved å simulere med fri flyt i Norge og Sverige. Sammenlignet med 2050 Medium ser vi at den maksimale flyten øker mye, men bare i en liten andel av tiden for de fleste korridorene. Dette tilsier at det trolig ikke er rasjonelt å bygge ned alle flaskehals helt.

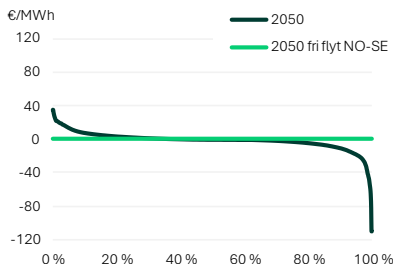
For å oppnå enda likere priser, kan en forsterkning over Sør-Norgesnettet være en mulighet. En forsterkning over Haslesnettet kan på sikt også være en mulighet, både fordi det er mye prisforskjeller her som gir lønnsomhet og fordi begrensninger i Haslesnettet bidrar til å begrense flyten også internt i Norge.

Generelt ser vi at det skal veldig mye til å få bort de siste gjenværende flaskehalsene. Det vil ikke være nok å med fri flyt innad i Norge. Dette da nær tilknytning til det maskede nettet i Sverige påvirker begrensninger på tvers av landegrensene.

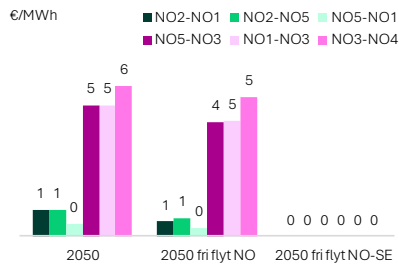
Varighetskurver for flyt ved fri flyt i Norge og Sverige



Varighetskurve for prisforskjell NO4-NO3 med og uten fri flyt



Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2050 med og uten fri flyt



Mer kapasitet NO3-NO1 er mulig – men lav nytte og høy kostnad

Et mulig alternativ for å redusere den gjenværende flaskehalsen på Sør-Norgesnettet i 2050 kan være å bygge en ny ledning mellom NO1 og NO3 gjennom Østerdalen. Forsterkning NO3-NO5 gir også mer kapasitet mellom midt og sør, men vil være lengre og koste mer.

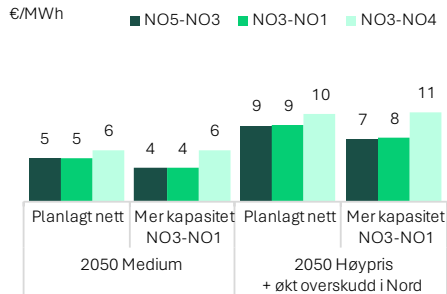
For å belyse effekten av et slikt tiltak har vi simulert 2050-datasettet med økt kapasitet på Sør-Norgesnettet. Det er verdt å merke seg at dette per nå ikke er et utredet nettalternativ hos Statnett og ikke inngår i nettkostnadene omtalt tidligere. Vi har simulert med et grovt anslag for hva en ny ledning NO3-NO1 kan gi av økt kapasitet.

Med disse oppgraderingene ser vi at økt kapasitet på Sør-Norgesnettet gir begrenset utslag på prisforskjeller internt i Norge i Medium. Virkningen vil være noe større i et scenario med større overskudd på energibalansen i nord og større utveksling, men prisforskjellen er fortsatt moderat.

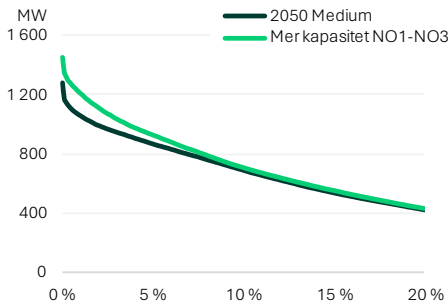
Den årlige markedsnytten av å redusere de gjenværende prisforskjellene fremstår som lav. I 2050 Medium/Basis er den årlige markedsnytten av en ny ledning NO3-NO1 om lag 3 M€ (30-40 MNOK). Dette skyldes at nytten av "den siste MW" med kapasitet er betydelige lavere enn den første. I scenarioer med store ubalanser og økt prisforskjell, er årlig markedsnytte drøyt 12 M€ (ca. 150 MNOK). Det er lite trolig at slike scenarioer vil vedvare over tid, uten at det blir en respons på forbruks- eller produksjonssiden. Nåverdien* ligger anslagsvis fra i underkant av 0,5 mrd. NOK og opp mot 2 mrd. NOK i de ubalanserte scenarioene.

Kostnaden av en ny ledning NO3-NO1 er grovt anslått til ca. 4-5 mrd. NOK.** Dette er vesentlig høyere enn den beregnede markedsnytten. Selv om det er andre nyttevirksomheter, innebærer det også et betydelig naturinngrep.

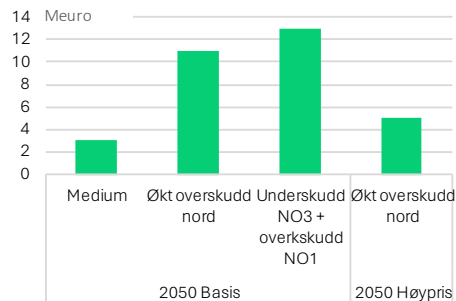
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell 2050 + 2050 mer kapasitet NO3-NO1



Flyt NO3-NO1 i 2050 Medium og med økt kapasitet på Sør-Norgesnettet



Økt årlig markedsnytte i 2050 (M€) av økt kapasitet i ulike scenarioer



* Dagens valutakurs, standard kalkulasjonsrente og analysehorisont (hhv. 4 % og 40 år).

** Avstanden gjennom Østerdalen er ca. 200 km. Antatt nytt felt inkl. trafo i begge stasjoner. Benyttet Statnetts estimatklasse 5-satser. Ekskl. at Rendalen-Øslo (ledning og stasjon) må reinvesteres i analyseperioden. Anslaget er derfor konservativt.

Mer kapasitet til Sverige over Hasle er en langsiktig mulighet

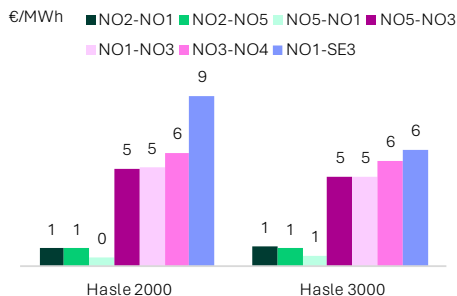
Den fleksible vannkraften gir mye mindre kortsiktig prisvariasjon i Norge enn ellers i Europa. Sammen med variasjoner i de norske prisene mellom tørre og våte perioder gir dette betydelige prisforskjeller time for time i snitt til alle andre land. Dette gir høy samfunnsøkonomisk markedsnytte av mellomlandsforbindelsene – inkludert de mellom Norge og Sverige.

I motsetning til de øvrige mellomlandsforbindelsene er ledningene mellom Norge og Sverige AC-ledninger. Kostnaden ved å bygge en ny ledning kan derfor være mye lavere enn for likestrømskablene over Nordsjøen og Skagerrak. Og siden disse ledningene inngår i det maskede norsk-svenske nettet kan økt kapasitet på grensen også øke utnyttelsen av nettet internt i hvert land. Dette ser vi tydelig når vi simulerer med og uten den skisserte forsterkningen mellom Norge og Sverige i nord. Da blir det også økt utnyttelse av ledningen mellom Nord og Midt-Norge.

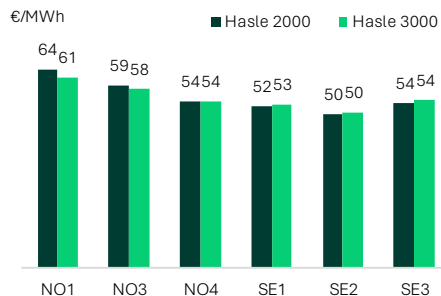
I lys av dette kan også økt kapasitet mellom Sør-Norge og Sør-Sverige over Haslesnittet være en langsiktig mulighet som kan ha positiv lønnsomhet og fordeler for begge land. Eksempelvis vil mer effekt i norsk vannkraft kunne bidra til å dekke mer av effektbehovet i Sverige. Motsatt kan Norge få bidrag til å jevne ut varierende energibalanser. Et slikt mulig tiltak forutsetter imidlertid at nettet er forsterket på begge sider. Det er først da en eventuell kortere ledning på grensen kan gi reell effekt.

I en forenklet sensitivitet har vi testet effekten av å øke kapasiteten i Hasle med 1000 MW. Dette gir noe lavere prisforskjeller på grensen, men fjerner de ikke helt. Samtidig ser vi at vi får en liten nedgang i prisforskjellen NO3-NO1. I sum tilsier dette at det kan være god nytte av et slikt tiltak. Vi understreker samtidig at det ikke er noen konkrete planer om å bygge ut mer kapasitet mellom Norge og Sverige i Hasle.

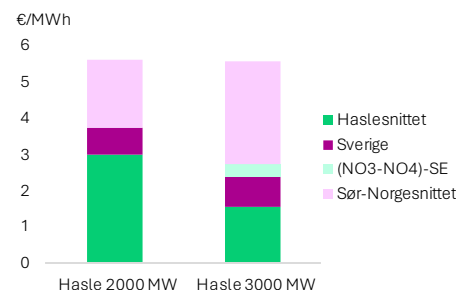
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med 2000 MW og 3000 MW kapasitet i Hasle



Snittpris med 2000 MW og 3000 MW kapasitet i Hasle



Bidrag til prisforskjell NO1-NO3 med og uten oppgradering i Hasle



Høye inntekter fra forbindelsene mot utlandet

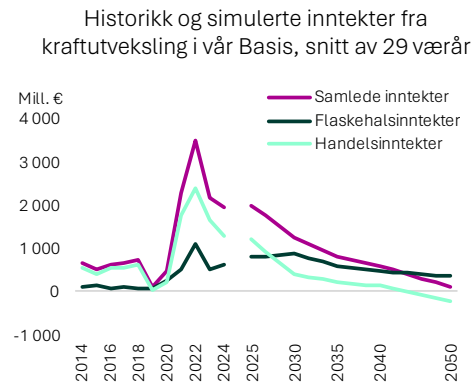
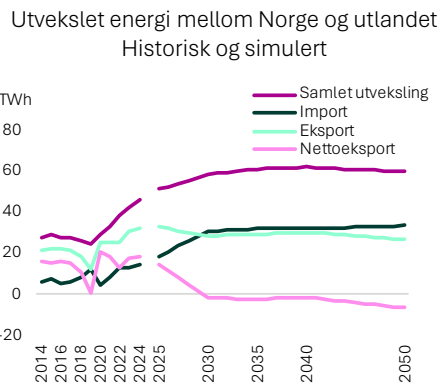
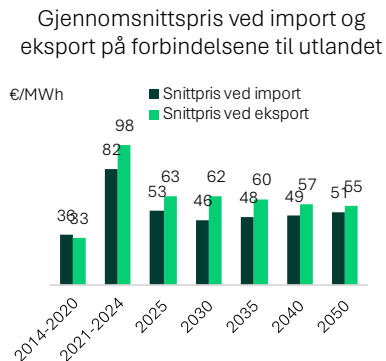
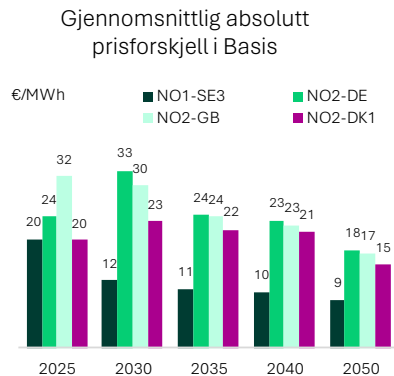
De øvrige mellomlandsforbindelsene som er i drift vil trolig gi fortløpende høy samfunnsøkonomisk nytte gjennom hele analyseperioden. I Basis er prisforskjellene og dermed også nytten ekstra stor som følge av høy kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia, og at det fortsatt er et solid overskudd på den nordiske kraftbalansen. Mellom 2040 og 2050 vil økt forbruk og mer fleksibilitet føre til jevnere priser i nabolandene, noe som vil dempe prisforskjellene til Norge noe. Nytten holder seg imidlertid høy.

De samlede norske inntektene fra krafthandel med utlandet er summen av i) norsk andel av flaskehalsinntektene mot utlandet som oppstår når det er prisforskjell, og ii) handelsgevinsten, som er inntektene fra eksport minus kostnadene med import. Flaskehalsinntekter på interne forbindelser i Norge holder vi her utenfor.

I Basis i 2030 er de samlede inntektene fra kraftutveksling 1 mrd. euro, selv om norsk energibalanse og dermed også nettoeksporten er svakt negativ. Dette da vi i hele perioden har et positivt bytteforhold der Norge eksporterer til en høyere snittpris enn vi importerer for. Mot 2050 synker imidlertid de samlede inntektene, da det blir et større underskudd på energibalansen som gjør handelsinntektene negative i 2050*.

Flaskehalsinntektene er mellom 850 og 350 mill euro årlig i perioden mot 2050. Vi beregner at nåverdien av de årlige gjennomsnittlige flaskehalsinntektene mot utlandet frem mot 2050 er rundt 110 mrd NOK.

Våre alternative prisscenario Høypris og Lavpris, gir et betydelig utfallsrom for prisforskjellene mellom Norge og andre land. Nytten av utvekslingen er likevel høy i alle scenarier.



* I 2050 får vi negativ handelsinntekt, mens vi i LMA havnet vi så vidt på positiv side. Forskjellen skyldes at vi i ATK simulerer uten hybriden, som gir en svakere norsk energibalanse, som er nok til å gi negativ handelsinntekt.

3 – Kjernekraft i Norge

Kjernekraft har i dag høyere kostnader enn vind- og solkraft. Fordelene er at kjernekraft gir stabil produksjon med små arealinngrep. Flere land i Europa planlegger derfor å fornye og øke kapasiteten, og også i Norge har kjernekraft blitt mer aktuelt.

I denne delanalysen ser vi på hvordan en eventuell utbygging av kjernekraft i Norge kan påvirke flaskehalser og nettbehov i transportkanalene.

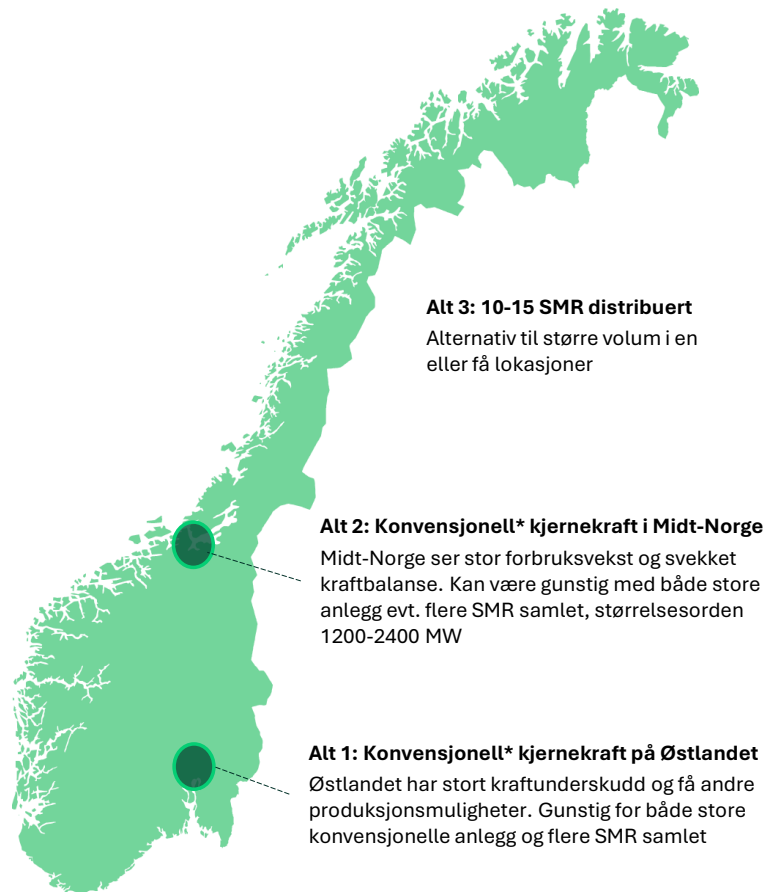
Vi vurderer verken lønnsomhet, behovet for infrastruktur for avfallshåndtering eller utarbeidelse av lowverk.



Hovedpunkter om kjernekraft i Norge

Tre stiliserte alternativer for kjernekraft i Norge

- I likhet med utbygging av vind og vannkraft kan kjernekraft gjøre det mulig å tilknytte mer forbruk i det planlagte nettet. Kjernekraft kan derimot ikke erstatte dagens planlagte nettførsterkninger i transportkanalene.
- Ved utbygging av store enheter konvensjonell* kjernekraft, vil Østlandet være en gunstig plassering ut fra energibalanse og nett. Samtidig viser analysen at kjernekraft på Østlandet også kan dekke opp for en høy forbruksvekst andre steder i Sør-Norge når planlagte nettførsterkninger i transportkanalene er gjennomført.
- Det vil fortsatt være en del flaskehalser nord – sør når hele målnettet er bygget. En eventuell utbygging av kjernekraft bør derfor gå i takt med forbruksveksten innenfor landsdelene Nord, Midt og Sør-Norge.
- Noen lokale nettutbygginger kan antagelig utsettes eller unngås hvis kjernekraft og nytt forbruk plasseres i nærheten av hverandre. Dette gjelder først og fremst behovet for nye ledninger, men ikke nødvendigvis stasjoner.
- Hvis kjernekraft erstatter lokale nettutbygginger, vil det være behov for koordinering i drift og vedlikehold mellom kjernekraft og forbruk, samt automatiske vernløsninger for forbruket ved feil i både kjernekraft og forbruk. Videre forutsetter det at kjernekraftaktøren forplikter framdrift, samt at myndigheter gir tydelige og stabile rammer for etablering.
- Utbygging av kjernekraft gir både energi og effekt. Kjernekraft gir dermed i praksis omtrent det samme som å bygge vindkraft og mer effekt i norsk vannkraft. Analysen viser at en utbygging av det samme volumet av disse to alternativene gir like kraftpriser og prisforskjeller.



* Vi omtaler her store samlede volumer (1200 MW -3600 MW) som "konvensjonell kjernekraft", men det kan like gjerne være flere SMR tilknyttet samme lokasjon.

Forutsetninger og beskrivelse av datasett

Hvordan kjernekraft påvirker flyt, flaskehalser og nettbehov vil avhenge av volum og geografisk plassering. Hvilken produksjon kjernekraften erstatter har også betydning. Her er det mange muligheter. I denne delstudien fokuserer vi på fem varianter med ulike volum og plasseringer av ny kjernekraft, som i sum representerer et relevant mulighetsrom.

For konvensjonell kjernekraft ser vi på effektene av å legge de nye kraftverkene på Østlandet (A-scenarioene) og i Midt-Norge (B-scenario). I disse regionene er det i dag underskudd på energibalansen og stort potensial for videre vekst i forbruket. I NO1 fokuserer vi på det høyeste kjernekraftvolumet, fordi dette representerer en-til-en skifte vindkraft + fleks mot kjernekraft, samtidig som det tydelig får frem forskjellene. Vi har også simulert et scenario F med mange mindre kjernekraftverk (SMR) fordelt utover i nettet for å vise virkningen av mer distribuert utbygging.

Det vil trolig ta mange år før kjernekraftverk kan settes i drift i Norge og de vil være i systemet i mange tiår. Vi tar derfor utgangspunkt i 2050 Medium, og nettet slik det er planlagt til dette stadiet.

Regionale energibalanser i de ulike hoved-scenarioene

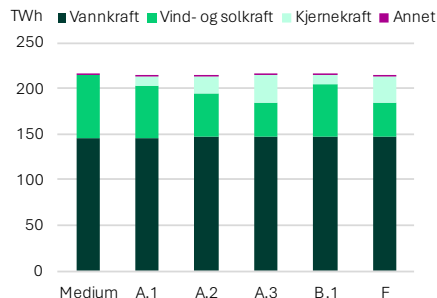
Navn	Case	Kjernekraft		Energibalanser						
		Effekt [MW]	Energi [TWh]	Norge	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	
Medium	Referanse	0	0	-7	-20	5	-3	-2	12	
A.1	1200 NO1	1200	10	-7	-10	-2	-2	-2	9	
A.2	2400 NO1	2400	20	-7	0	-9	-2	-2	6	
A.3	3600 NO1	3600	30	-6	7	-13	-2	-2	4	
B.1	1200 NO3	1200	10	-7	-20	5	-1	-4	12	
F	3600 SMR	3600	30	-7	-15	-1	-1	-1	11	

I Medium 2050 fra LMA 2024 har vi 20 TWh havvind tilknyttet Sør-Norge og 5 GW økt installert effekt i eksisterende vannkraftverk. Siden kjernekraft både gir utslippsfri energi og regulerbar effekt antar vi i denne delanalysens scenarioer at kjernekraften erstatter havvind og effektutvidelser tilnærmet en til en. Samtidig viser vi sensitiviteter der kjernekraften kommer i tillegg til annen ny produksjon.

I A.1 legger vi inn 1200 MW (10 TWh) kjernekraft i NO1, og fjerner tilsvarende energimengde havvind tilknyttet Sør-Norge. I A.2 er all ny havvind tilknyttet Sør og Vestlandet erstattet med kjernekraft på Østlandet. I A.3-scenariet erstatter enda mer kjernekraft ytterligere 10 TWh landvind og solkraft i Sør-Norge. I midt og nord gir endringer på energibalansene større utslag. B.1 har derfor noe mindre vekst i kjernekraften med 1200 MW i NO3.

Sørnorgesnittet er fortsatt en strukturell flaskehals mellom Sør-Norge og Nord- og Midt-Norge i 2050. Vi holder derfor i utgangspunktet energibalansene uendret nord og sør for Dovre. Vi illustrerer samtidig virkningen av en mer ubalansert utvikling i sensitiviteter.

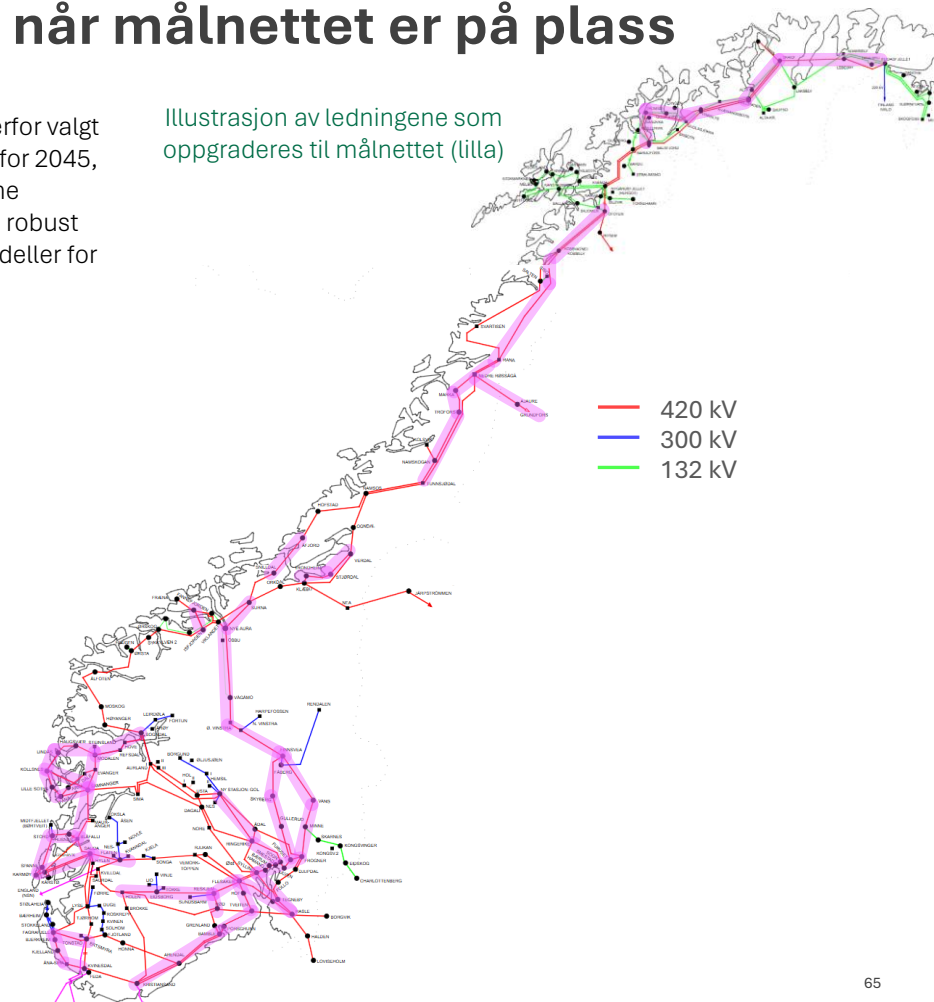
Årlig norsk snittproduksjon per scenario



Vi antar at kjernekraft kobles til når målnettets er på plass

Vi antar at kjernekraft først kan komme på drift i Norge etter 2040, og har derfor valgt å ha fokus på vårt 2050-datasett i denne delanalysen. Det er nettmodellen for 2045, som representerer målnettets, som ligger til grunn for dette datasettet. Denne modellen representerer nettet slik det er planlagt per nå. Vi mener det er en robust basis for denne analysen. Vi ser også på sensitiviteter med tidligere nettmodeller for å vurdere konsekvensen dersom nettviklingen går saktere enn planlagt.

Illustrasjon av ledningene som oppgraderes til målnettets (lilla)



Kjernekraft kan erstatte vindkraft og økt effekt i vannkraftverk

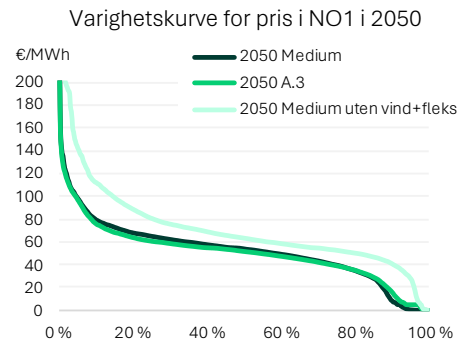
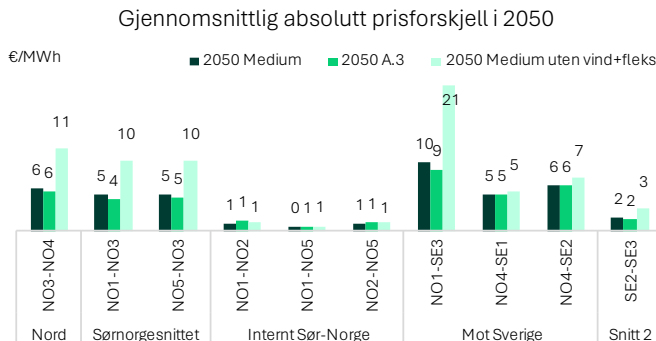
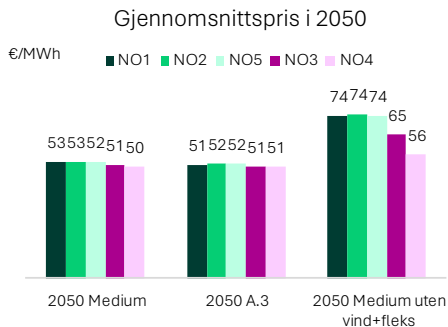
I LMA 2024 forklarer vi at størrelsen på forbruksveksten til 2050 vil avhenge av veksten i ny produksjon. Uten nok produksjonsvekst blir kraftprisene høyere i Norge og da vil forbruksveksten også bli lavere. Det er derfor relevant å se på scenarioer der den samlede produksjonsveksten er på nivå med veksten i forbruket. Her ser vi først på scenarioer der produksjonen fra kjernekraft erstatter annen ny produksjon.

I Medium 2050 dekkes forbruksveksten med energi fra variabel vindkraft og fleksibilitet fra eksisterende vannkraft supplert med mer effekt. I tillegg bidrar utvekslingen internt og med andre land. I sum gir dette et robust system med relativt jevne priser litt under nivået på kontinentet, selv om forbruket i Norge har økt fra 140 TWh i dag til 220 TWh.

Når vi simulerer med samme forbruksvekst men uten noe vekst i fornybar og uten effektutvidelsene, så øker snittprisene i Sør-Norge med rundt 20 €/MWh. Vi får også en betydelig økning i prisforskjeller. Når vi så legger til

3600 MW kjernekraft på Østlandet (A.3)*, flyttes prisbildet nesten helt tilbake til utgangspunktet. Både snittprisene og prisforskjellene internt i Norge er omtrent som i Medium. Men siden scenarioet med kjernekraft har en mindre andel uregulerbar produksjon får vi litt færre timer der kraftprisene faller helt ned til null. Samtidig blir kjernekraften prissettende i rundt 5 % av tiden. Dette gir en lav pris på 15 €/MWh i disse timene, som er nivået vi har antatt på de marginale driftskostnadene for kjernekraften. Vi får også litt lavere priser enn når vannkraften setter prisene.

Selv i scenarioet med 3600 MW kjernekraft ser vi ingen endring på toppen av varighetskurven. Dette er timer med høyt forbruk i Norge hvor prisen ikke settes av vannverdi, men av prisen i utlandet eller forbruksutkobling. Grunnen til at kjernekraft ikke fjerner disse høypristimene sammenlignet med medium, er at bidraget fra kjernekraft erstatter bidraget fra effekt i vannkraft og energi i vindkraft tilnærmet en-til-en, og gir derfor lite utslag.



* Vi har lagt til kjernekraften i Langerud (dagens Tegneby), en 420 kV transformatorstasjon som ligger plassert øst for flaskehalsene gjennom Oslo, og i en masket del av nettet, ikke langt fra kjølevannet i ytre Oslofjord.

Kjernekraft kan påvirke utviklingstakten til forbruk

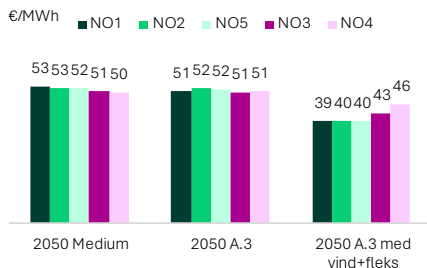
Hvis det blir bygget ut konvensjonell kjernekraft i Norge vil dette trolig skje først etter 2040 og i store enheter som gir mye ny produksjon på en gang. Både den lange ledetiden og at det kommer mye ny produksjon når den først kommer, gjør det relevant å vurdere realismen i at kjernekraften erstatter vekst i annen produksjon. Det kan også tenkes at vi får en situasjon på kort sikt som gjør at andre typer produksjon likevel bygges ut før kjernekraften realiseres. Da vil kjernekraften i større grad komme på toppen av denne veksten heller enn i stedet for.

I et scenario der norske myndigheter holder igjen på utbyggingen av eksempelvis havvind for å heller satse på kjernekraft, kan dette dempe veksten i forbruket før de nye kraftverkene er i drift. Dette vil også kunne gi en periode der de nye kraftverkene kommer som et tillegg og gir økt overskudd på energibalansen før forbruket etterpå tar seg opp og gir en balanse.

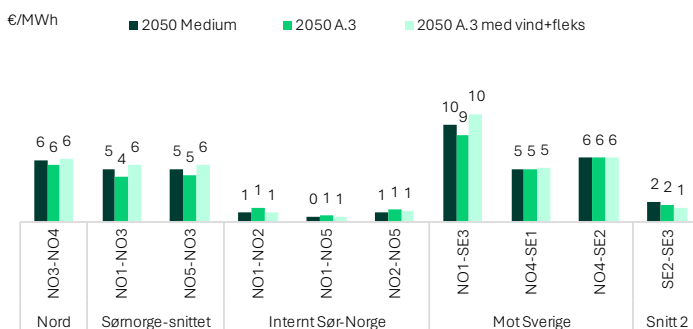
Når vi simulerer med ny kjernekraft uten tilsvarende vekst i forbruket reduseres de norske kraftprisene. Nedgangen er størst i Sør-Norge men det blir også lavere priser i Midt- og Nord-Norge. Dette øker insentivene til å etablere nytt forbruk. Med planlagte nettforsterkninger til 2050 viser imidlertid simuleringene at mer overskudd i liten grad påvirker prisforskjellene og behovet for nye nettforsterkninger internt i Norge.

Hvis forbruksveksten fortsetter utover 2030 tallet uten at dette dekkes opp av annen produksjon, vil dette gi underskudd på energibalansen i forkant av at kjernekraften kommer i drift. I sensitiviteten under ser vi hvordan dette gjør at prisene i Sør-Norge øker til et nivå som er høyere enn snittprisen på kontinentet. Dersom denne utviklingen blir langvarig vil dette trolig dempe forbruksveksten eller gjøre at det likevel kommer mer produksjon fra andre kilder.

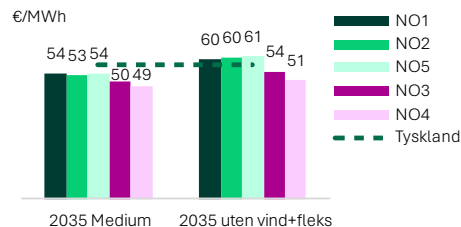
Gjennomsnittspris i 2050 i ulike caser



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2050 i ulike caser



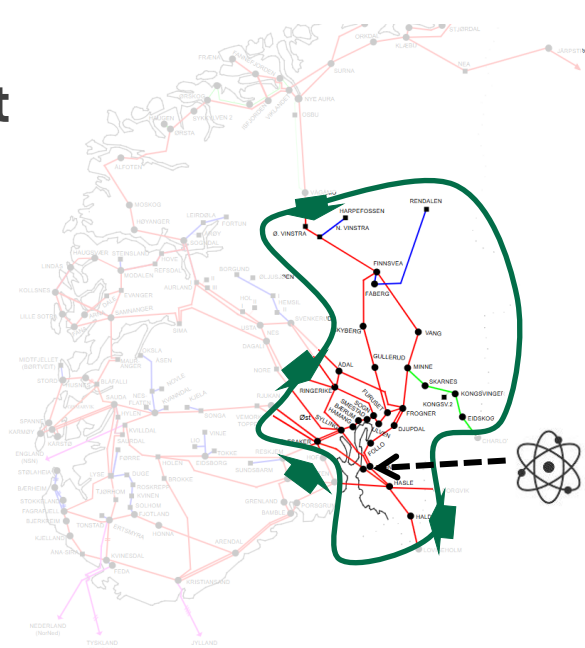
Gjennomsnittspris i 2035
for Medium og Medium simulert uten ny vindkraft,
men med effektoppgraderinger i vannkraften



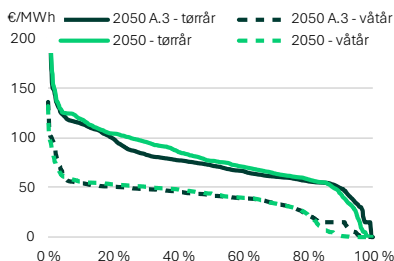
Østlandet er en god lokasjon for kjernekraft

Østlandet og budområdet NO1 har høyt forbruk og underskudd på energibalansen i snitt, både historisk og i våre datasett framover. I Medium 2050 har NO1 et underskudd på 20 TWh i et normalår. Dette gir høy flyt inn til området på vinteren. Produksjonen i området er samtidig i stor grad uregulert med mye elvekraft og etter hvert også vind og solkraft. Dette gir overskudd på sommeren når forbruket er lavt. På grunn av disse karakteristikene er overføringsbehovet i transportkanalene høyt både gjennom, og til og fra, NO1.

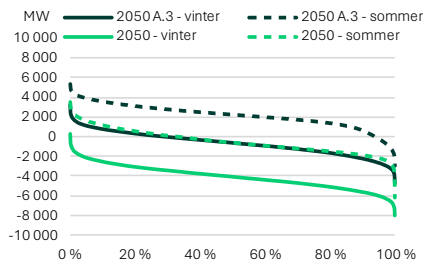
Kombinasjonen av underskudd på energibalansen i gjennomsnitt og samtidig høye overføringskapasiteter til resten av Sør-Norge og Sverige gjør at NO1 vil være en god lokasjon for konvensjonell kjernekraft. Når vi legger til 3600 MW kjernekraft i Langerud bedrer dette energibalansen i NO1, slik at vi får 10 TWh overskudd i et normalår. Simulert kraftflyt inn til området reduseres da i alle transportkanalene. Samtidig blir det mye mer flyt ut av området på sommeren når det er mye elvekraft og lavt alminnelig forbruk. Flaskehalsene er imidlertid fortsatt moderate. Det er først når vi legger inn enda mer kjernekraft på Østlandet at det blir vesentlige flaskehalsar.



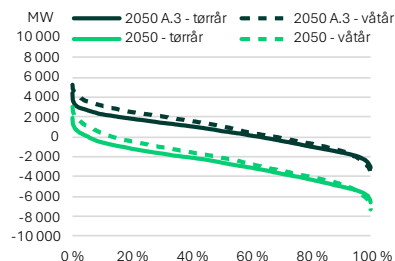
Varighetskurve pris NO1, tørrår og våtår



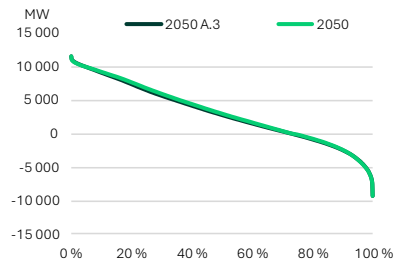
Varighetskurve ut av NO1, sesong



Varighetskurve flyt ut av NO1, tørrår og våtår



Varighetskurve flyt nord-sør i Norden

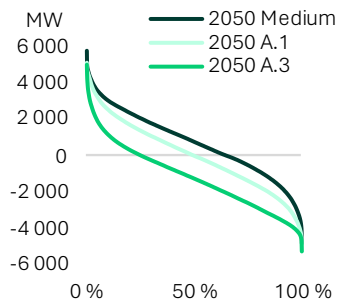


Kjernekraft i NO1 kan forsyne økt forbruk i hele Sør-Norge

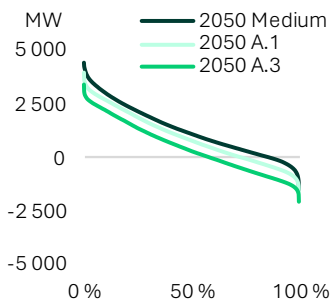
I Medium bidrar havvind og vannkraft på Vest- og Sørlandet til å forsyne mye av det økte forbruket på Østlandet. Når vi legger til 3600 MW kjernekraft i NO1 går energibalansen i NO1 fra -20 TWh til +10 TWh. Samtidig blir energibalansen på Vest- og Sørlandet mer negativ når vi tar ut den antatte økningen i havvind og effektoppgraderinger. Dermed blir det i større grad slik at kjernekraft på Østlandet forsyner økt forbruk både på Vest- og Sørlandet. Dette snur flyten til å gå mer fra øst til vest og sør.

Det er fortsatt flaskehals i en del av tiden mellom NO2 og NO1 i Medium 2050, og da særlig i østlig retning. Med 1200 MW kjernekraft i NO1 (A.1) blir utvekslingen mellom NO2 og NO1 mer balansert og vi får mer begrensning fra NO1 til NO2. Prisforskjellene som følger av flaskehalsen er imidlertid små. Det er først ved enda mer kjernekraft at det blir betydelige prisforskjeller.

Flyt NO2-NO1



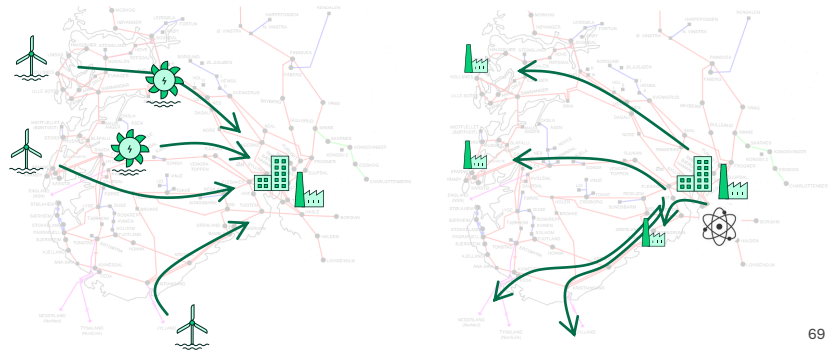
Flyt NO5-NO1



På korridoren mellom NO5 og NO1 blir flyten også mer balansert med både 1200 MW og 3600 MW kjernekraft. Ved høy flyt NO1-NO5 kan vi få flaskehals lenger nord, men denne løses effektivt ved at regulerbar vannkraft i Hallingdal reduserer produksjonen sin i disse timene.

Dette tyder på at utbygging av kjernekraft i NO1 ikke bare kan bedre energibalansen på Østlandet og legge til rette for utvikling og forbruksvekst der. Det vil også, når målnettets er på plass, kunne forsyne forbruk og legge til rette for vekst også på Sør- og Vestlandet.

Illustrativ skisse over plassering av havvind og vannkraft med effektoppgradering, forbruk og kjernekraft. Medium til venstre, A.3 til høyre. Grønne piler indikerer flytmønstre.



Kjernekraft i NO1 gir lite flaskehals også med høy forbruksvekst

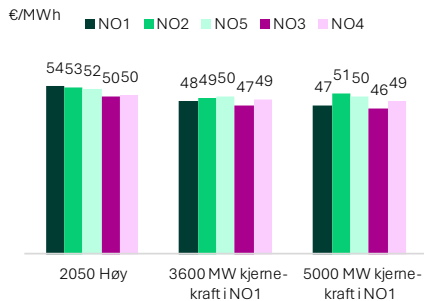
I scenarioet Høy fra LMA 2024 er forbruksveksten i Sør-Norge rundt 20 TWh høyere enn i Medium til 2050. I sensitivitetene under har vi erstattet henholdsvis 30- og 42 TWh havvind i Høy 2050 med 3600 og 5000 MW kjernekraft lagt til Østlandet. I tillegg har vi i begge variantene tatt ut en antatt hybrid tilkobling av havvind fra Sørlege Nordsjø med kapasitet 2800 MW mellom Norge og Tyskland. Simuleringene med 3600 MW kjernekraft gir fortsatt relativt lite flaskehals. Det er først ved 5000 MW konvensjonell kjernekraft lagt til ett enkelt punkt i NO1 at det blir merkbare begrensninger. Prisforskjellene er likevel fortsatt på nivå med 2050 Høy, men retningen snur til å være preget av flyt fra NO1 mot NO2.

Med kjernekraften kommer det mer effekt inn i et område med effektunderskudd. Dette reduserer de høyeste pristoppene i NO1 og i Sverige. Med 3600 MW kjernekraft reduseres også prisen i NO2, fordi de i mange timer kan få overskuddskraft fra NO1.

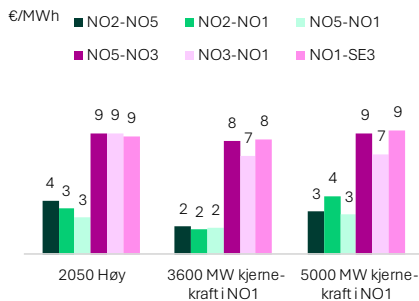
Ved enda høyere kjernekraftvolum i NO1, slik som vi har med 5000 MW, får vi imidlertid flaskehals vestover på Flesakersnittet i stedet. Sammen med lavere utvekslingskapasitet gir det en strammere effektbalanse i tørrår på vinteren, som igjen gir noe høyere pris. Figuren til høyre viser hvordan flaskehalsen og prisforskjellene mellom NO2 og NO1 skifter retning med mer kjernekraft i NO1. Mer kjernekraft gir også en viss grad av prissmitte til NO3, hvor lavere pris i Sverige også reduserer prisen i NO3 sammenlignet med 2050 Høy i begge sensitivitetene.

Samlet viser dette at det er mulig å dekke en relativt høy vekst i forbruket i hele Sør-Norge med kjernekraft på Østlandet og planlagte nettforsterkninger i drift. Dersom veksten er svært ubalansert og i stor grad kommer sør i NO2 vil flaskehalsene bli noe større enn ved en balansert forbruksvekst.

Gjennomsnittspris i 2050

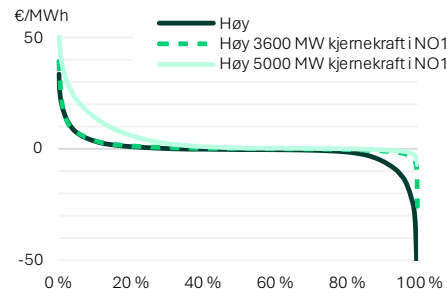


Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2050



Varighetskurve for prisforskjell NO2-NO1 i 2050

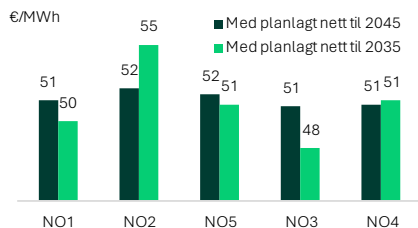
Positive verdier representerer høyere pris i NO2



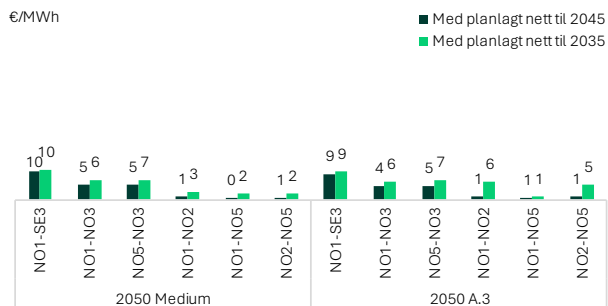
Målnettet er nødvendig for god utnyttelse av kjernekraft i NO1

Hvis det skal være mulig å både forsyne Østlandet og resten av Sør-Norge med kjernekraft på Østlandet er det en forutsetning at målnettet er bygget og satt i drift. For å illustrere dette har vi simulert 2050 datasettene med nettet slik det er planlagt til 2035, med og uten kjernekraft på Østlandet. Med Medium 2050 uten kjernekraft gir dette i utgangspunktet større prisforskjeller internt i Norge enn i en simulering med målnettet på plass. Og når vi simulerer med 3600 MW kjernekraft i NO1 blir økningen i prisforskjeller mer markant. Kjernekraft lagt til Østlandet i denne skalaen øker overføringsbehovet, særlig fra NO1 mot NO2 og SE3. Og uten målnettet på i drift gir scenarioet betydelig større flaskehalser enn i 2050 Medium med forsinket nett. Dette viser at de planlagte forsterkningstiltakene som ligger i målnettet er viktige for å få en god utnyttelse av kjernekraften. Dette gjelder særlig om alt tilknyttes i NO1, til tross for at dette i utgangspunktet er et område med underskudd på energibalansen.

Gjennomsnittspris i A.3 i 2050

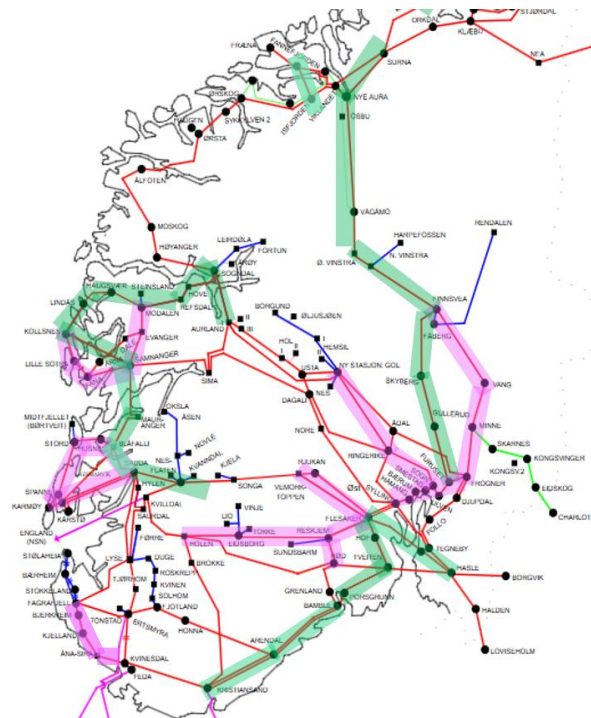


Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2050



Bygget til 2035

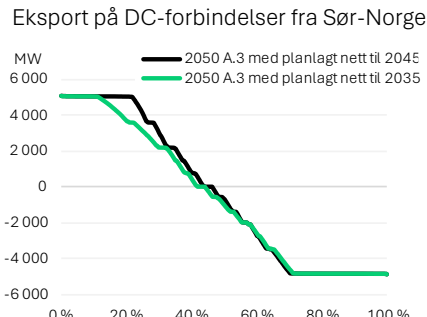
Bygget til 2045



Med 2035-nett blir utfall av Hasle-Tønsberg på Eiker-Hof en stor flaskehals i vestlig retning (markert med grønn * i kartet). I 2035 er Eiker-Hof-Tønsberg oppgradert til 420 kV, mens Telemarksnettet fortsatt er på 300 kV. Høy impedans gjennom Telemark (via Tokke) gjør at en stor del av flyten som skal fra NO1 til Grenlandsområdet vil legge seg på forbindelsen mellom Eiker og Tønsberg. I tillegg vil en større del av flyten legge seg på denne forbindelsen ved utfall på grunn av de samme impedansforholdene.

Kraftoverskuddet må i stedet eksporteres til kontinentet via Sverige. Dette gir lavere pris i NO1, spesielt på sommeren når det er mindre forbruk og mye elvekraft som skaper stort overskudd på Østlandet og dermed behov for høy flyt ut av NO1.

Flesakersnittet og kapasiteten NO1-NO2 er viktig for å få ut overskuddet i perioder med mye produksjon i NO1. Kjernekraften bidrar til et betydelig større overskudd i NO1 og øker denne flaskehalsen betraktelig. Ferdig utbygd målnett i transportkanalene inn til NO1, og særlig mellom Sørlandet og Østlandet, er viktig for å få godt utbytte av kjernekraften.

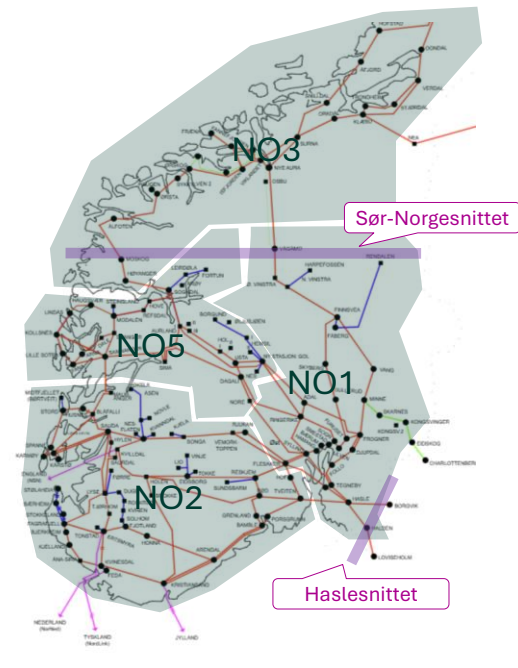


Balansert regional utvikling er fortsatt viktig

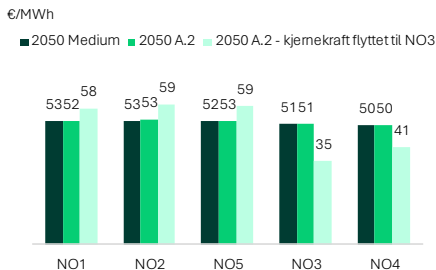
I 2050 fremstår transmisjonsnettets internt i Sør-Norge svært robust, og det er lite flaskehals mellom NO1, NO2 og NO5. Dette gjelder også når vi legger inn 3600 MW kjernekraft i NO1 samtidig som vi tar ut mye havvind tilknyttet Sør og Vestlandet.

Samtidig er det to større flaskehalsar som gjenstår selv når målnettet er på plass; Sør-Norgesnittet mot NO3 og Hasle-snittet mot SE3. Dette betyr at produksjonen må komme på riktig side av disse snittene for å legge til rette for økt forbruk uten stor økning i prisforskjellene. For å illustrere dette viser vi en sensitivitet hvor vi fjerner havvind og effektoppgraderinger i Sør-Norge, som i A.2, men legger i stedet til 2400 MW kjernekraft i NO3, nord for Sør-Norgesnittet. Da får NO3 lavest pris i Norge mens prisen i Sør-Norge øker med rundt 6 €/MWh. Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell øker betraktelig, særlig NO1-NO3 og NO5-NO3. I tillegg vil mer positiv energibalanse i NO3 og motsatt i Sør-Norge øke overføringsbehovet gjennom Sverige, og prisforskjellene både mellom NO3 og SE2 og mellom NO1 og SE3 øker.

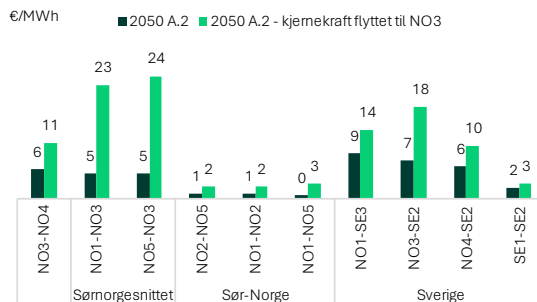
Både Haslesnittet og Sør-Norgesnittet påvirkes i stor grad av flaskehalsar internt i det maskede nettet i Sverige. Tiltak på norsk side kan ikke alene oppheve disse flaskehalsene, og selv om det planlegges mange oppgraderinger i det svenske nettet, vil det fortsatt være strukturelle flaskehalsar også her. Derfor er det viktig med balansert regional utvikling, særlig nord og sør for Sør-Norgesnittet.



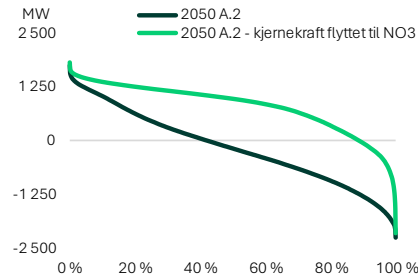
Gjennomsnittspris i 2050



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve flyt NO3-Sør-Norge



Kjernekraft i Midt-Norge kan erstatte havvind i Nord og Midt-Norge

Analysen viser at kjernekraft sentralt plassert ved kysten i Midt-Norge kan erstatte ny fornybar i NO3 og NO4 uten større prisvirkninger i 2050. I Midt og Nord-Norge ligger det i 2050 Medium 1500 MW havvind, ca. 5 TWh årlig snittproduksjon, og en vekst i sol og landvind på ca. 11 TWh i årlig snittproduksjon fra 2025.

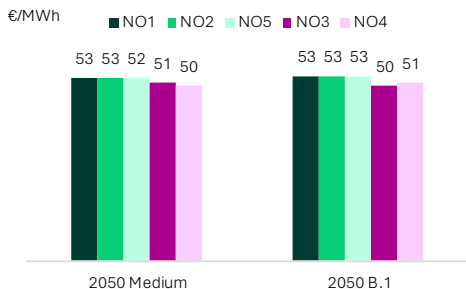
I scenarioet B.1 antar vi at det bygges 1200 MW konvensjonell kjernekraft i Midt-Norge. Dette erstatter tilsvarende energimengde fra havvind og annen fornybar i NO3 og NO4 slik at energibalansen i disse områdene i sum er -4 TWh, lik det vi har i Medium. Resultatet blir at vi får omtrent helt like priser med og uten kjernekraften.

Mye av veksten i vindkraft er i Medium lagt til NO4. Når denne erstattes med kjernekraft sentralt i Midt-Norge får NO3 bedre energibalanse, mens energibalansen i NO4 blir litt dårligere, og det er dette som gir utslag i pris.

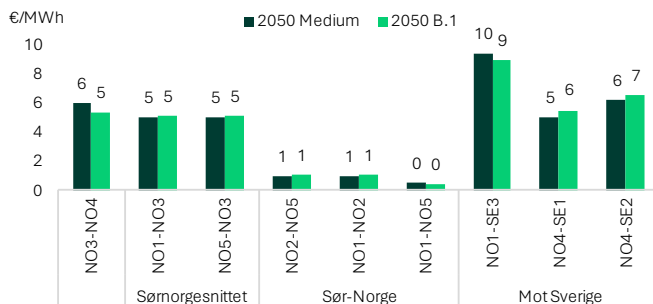
Flaskehalsene og prisforskjellene blir i liten grad påvirket av 1200 MW kjernekraft i NO3 når vi samtidig tar ut den samme mengden øvrig produksjon. Den absolutte prisforskjellen holder seg også relativt lik mellom scenarioene. På grensen mellom NO3 og NO4 er den dominerende flytretningen sørover, fra NO4 til NO3. Når energibalansen i NO4 svekkes og energibalansen i NO3 styrkes, blir det noe mindre kraftflyt til NO3 fra nord. Det reflekteres i noe nedgang i prisforskjell her.

Vi ser også en liten nedgang i prisforskjell fra NO1-SE3. Det henger sammen med at et jevnere produksjonsmønster fra kjernekraft i Midt-Norge reduserer behovet for overføring av kraft fra vannkraftprodusenter i NO2 og kontinentet for å dekke ubalanser forårsaket av volatilitet i vindkraft. Det er en del av denne kraften som tar veien om Sverige, så når behovet minker reduseres også flaskehalsen.

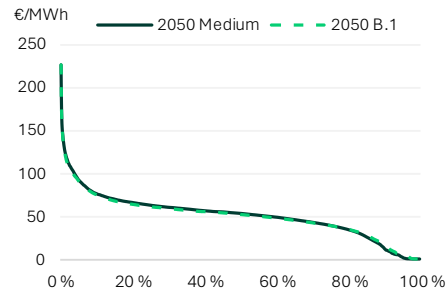
Gjennomsnittspris i 2050



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve pris i NO3



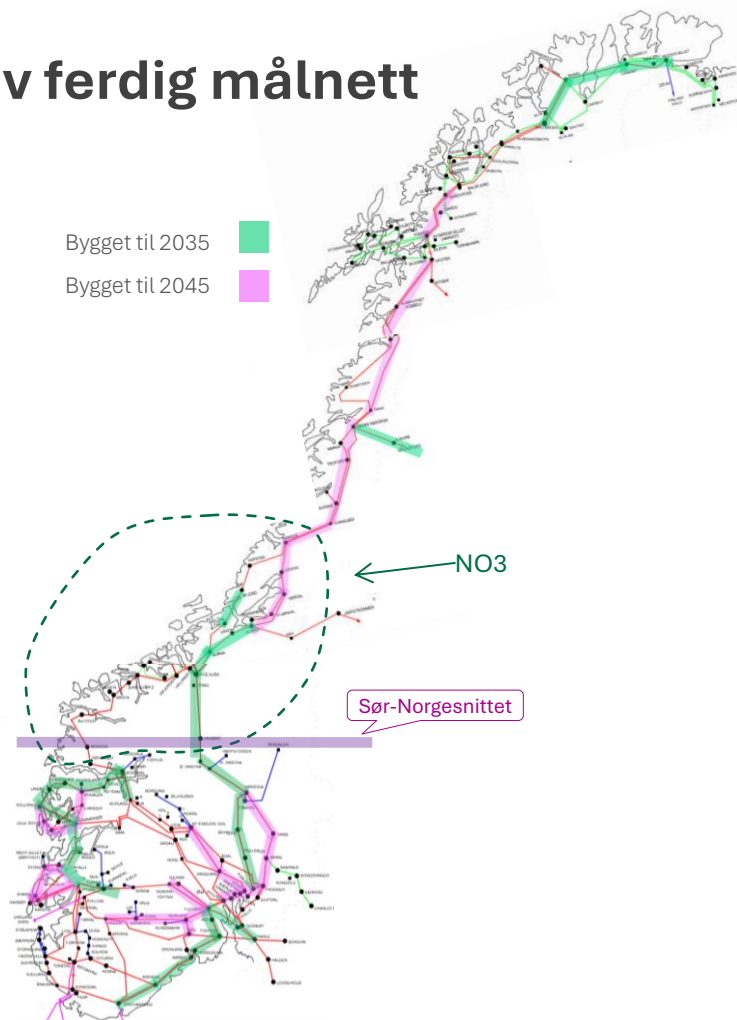
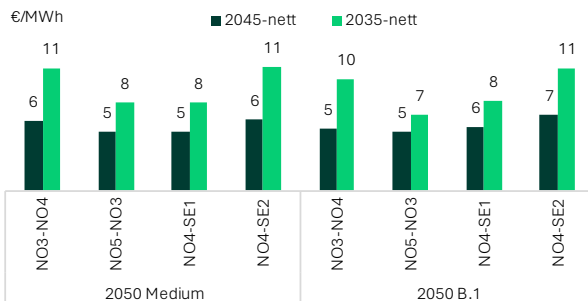
Kjernekraft i NO3 er mindre avhengig av ferdig målnett

Vi har simulert med nettmodell og snitt for 2035 for å etterligne en situasjon hvor nettutbyggingen blir forsinket. I Medium 2050 gir forsinket nett betydelig høyere prisforskjeller, med 3-5 €/MWh økning i et normalår. Når vi gjør samme øvelsen med 1200 MW kjernekraft i NO3, ser vi at endringen i prisforskjeller blir relativt lik som med forsinket nett i 2050 Medium. Hvorvidt vi har kjernekraft eller vindkraft i NO3 har dermed lite å si for nytten av målnett. Dette henger også sammen med at en stor del av kapasitetsløftet mellom Midt- og Sør-Norge skjer til 2035. Dagens nett er mer sensitivt til 1200 MW økt produksjon nord for Sør-Norgesnittet.

Den dominerende flaskehalsen i Norge når vi kommer til 2040-50 er på Sør-Norgesnittet, som inkluderer de to forbindelsene til NO3 fra NO1 og NO5, samt forbindelsen til SE2 (indikert med mørk lilla i kartet). Som vi har forklart tidligere, må en økning i produksjon komme på riktig side av denne flaskehalsen for å kunne legge til rette for økt forbruk.

Kjernekraft i NO3 er dermed godt egnet til å bedre den midt-norske energibalansen og legge til rette for at forbruksvekst i NO3. En utbygging av kjernekraft i Midt-Norge er imidlertid lite egnet til å forsyne forbruksvekst i Sør-Norge.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell
2050 medium sammenlignet med B.1 og simulert med målnett (2045) og forsinket nett (2035)

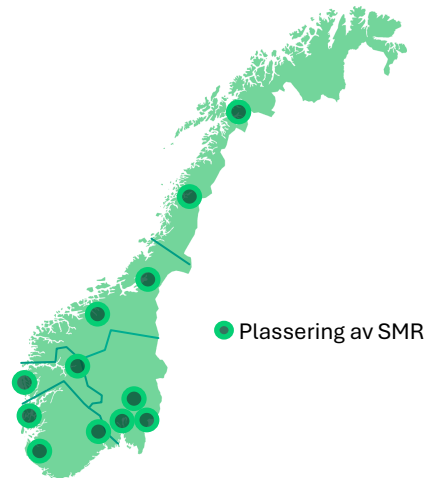


Distribuert SMR endrer i liten grad kraftpriser og prisforskjeller

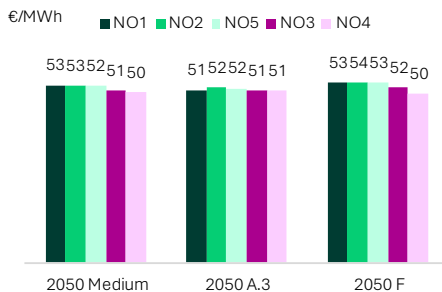
Distribuert utbygging av mange mindre enheter kjernekraft med SMR teknologi er et mulig alternativ til store konvensjonelle enheter lagt til et fåtall steder. For å illustrere hvordan dette kan påvirke flyt og priser har vi simulert med 3600 MW SMR fordelt over hele Norge. I figurene under sammenligner vi dette med resultatene fra scenario A.3, der det er en konsentrert utbygging av samme volum på Østlandet.

Oppsummert viser resultatene lite prisvirkning ved en distribuert utbygging. Dette ser vi igjen i både gjennomsnittspriser og på varighetskurven over året. På den andre siden er det tydelig at selv om kjernekraftverkene bidrar til å begrense regionale ubalanser, så vil det fortsatt være stort behov for utveksling og tidvis flaskehalser og prisforskjeller. Kjernekraften har dermed ingen utjevneende effekt på utvekslingsbehovet som kommer fra varierende tilsig og vindkraft i Norge og varierende kraftpriser i andre land.

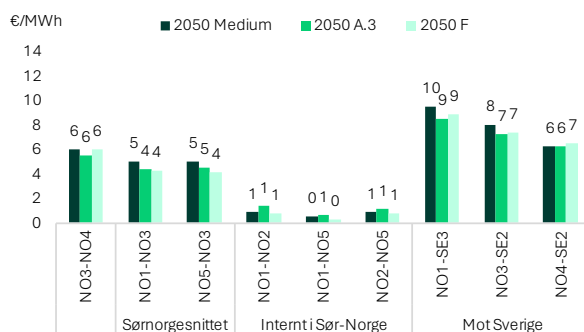
Vi har modellert SMR i moduler på 300 MW. Sammenlignet med det øvrige norske systemet er dette et mellomstort kraftverk. Det vil ikke alene påvirke flyten på transportkanalene nok til å endre prisbildet eller flyten. Gunstig plassering av SMR kan derimot bedre kapasiteten i tilknytningsnettet, ved at lokale underskuddsområder kan få tilknyttet produksjonskapasitet med høy brukstid.



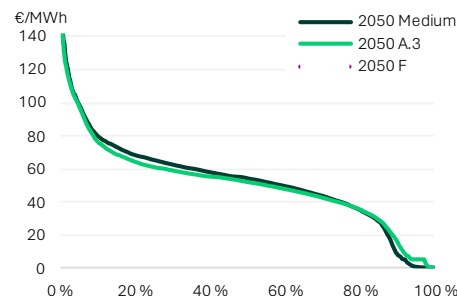
Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve for pris i NO1



Noen lokale nettutbygginger kan utsettes ved samlokalisering

Midt- og Nord-Norge er preget av lange avstander og mindre masket nett enn Sør-Norge. I tillegg er det totale systemet i hhv NO3 og NO4 mye mindre, så områdene er mer sårbare for regionale ubalanser. Med store avstander og lokale hensyn er det ikke rasjonelt med utbygging av veldig mye nytt nett i disse områdene. Kapasiteten ut av de regionale områdene er tilstrekkelig i målnett, men disse områdene er likevel mer sårbare for store endringer i energibalansen enn regionale områder i Sør-Norge. I Nord- og Midt-Norge vil derfor balansert utvikling av forbruk og produksjon innenfor mindre områder være viktigere enn i sør. Siden kostnaden for å bygge ut SMR forventes å i stor grad være uavhengig av lokasjon, er det sannsynlig at en utbygging med denne teknologien vil kunne følge forbruksveksten lokalt.

Gunstig plassert kjernekraft kan være med å begrense flyten i tilknytningsnettet i regionale områder hvor nettet er mindre masket. En forbruksøkning fulgt av en samtidig økning i produksjon vil opprettholde eller bedre den regionale energibalansen og føre til at overføringsbehovet inn til regionen ikke øker som følge av forbruksøkningen. Sånn sett kan det legges til rette for en større forbruksøkning i det planlagte tilknytningsnettet, eller at noen nettutbygginger kan utsettes eller droppes helt. Men som vi har vist tidligere er oppgraderingene i transportkanalene nødvendige for å redusere prisforskjeller, også med kjernekraft i energimiksen.

Et viktig aspekt ved dette er også at Statnett må dimensjonere nettet for å kunne opprettholde god forsyningssikkerhet til sine kunder under alle forhold, også ved vedlikehold og ved feil i nettet. Dette gjelder for nettanlegg, men også for større forbruksenheter og produksjonsenheter.

Utbygging av kjernekraft som premiss for utbyggingsvalg i tilknytningsnettet vil være krevende i så måte, og må i så fall medføre tett planlegging mellom forbruks- og produksjonsutbygging. Koordinering av vedlikeholdsperioder og håndtering av eventuelle feil må være avklart i tydelige avtaler mellom partene og systemansvarlig for å sikre god forsyningssikkerhet når dette inntreffer. Systemansvarlig og kraftsystemet kan ikke komme i en situasjon hvor to kommersielle aktører foretar driftsbeslutninger som vesentlig utfordrer driften og forsyningssikkerheten for området. Hvordan dette skal løses må fastlegges før eller når beslutning om kjernekraft tas.

Å bruke ny produksjon for å redusere nettbehov krever mer styring og koordinering av forbruks- og produksjonsutvikling enn det som er vanlig og mulig i dag.

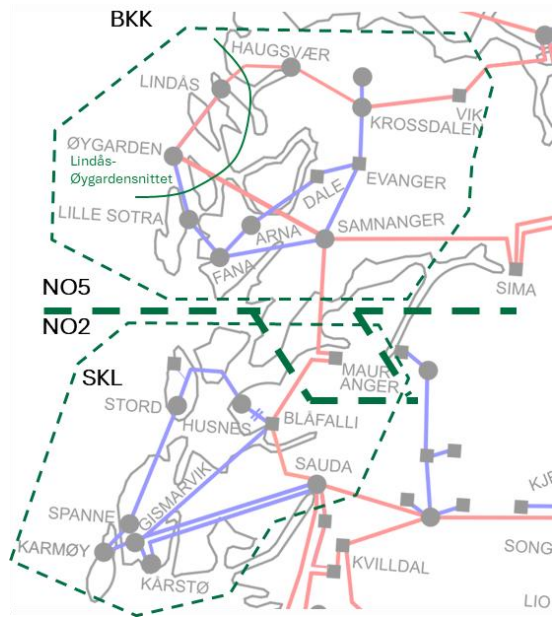
4 – Transportbehov og planlagt nettutvikling på Vestlandet

På veien mot målnett vil vi rundt 2035 etter planen ha et mellomstadium hvor vi har gjennomgående 420 kV fra Sogndal til Sauda, men hvor vi samtidig har mange eldre svakere 300 kV-ledninger i parallell. I denne delstudien ser vi nærmere på hva denne mellomfasen gir av kapasiteter opp mot ulike scenarioer for behov gitt av lokal forbruksvekst. Vi ser også på i hvilken grad overføringskapasitetene i mellomstadiet dekker transportbehovet gitt av andre forhold i Sør-Norge.



Hovedfunn og konklusjoner

- Med 420 kV ledninger både fra Sogndal og Sauda vil det i mellomstadiet være tre 420 kV-korridorer inn til BKK-området. Sammen med den lokale forsterkningen fra Samnanger til Øygarden, gir dette kapasitet til å tilknytte og forsyne en stor vekst i forbruket lokalt i Bergensområdet. I 2035 Medium gir en ytterligere og ensidig vekst i forbruket lokalt på rundt 8 TWh fortsatt kun moderat høyere snittpriser i NO5 enn ellers i Sør-Norge. Dette tilsvarer en vekst på 13 TWh fra i dag - en dobling av dagens forbruk i området. Analysen viser at økt bruk av Systemvern BFK øker kapasiteten ytterligere. Dette demper den lokale prisøkningen og gjør at vi kan tilknytte enda mer forbruk.
- Når vi simulerer med ytterligere ensidig vekst i det lokale forbruket, blir snittprisene i NO5 raskt så høye at det mest sannsynlig vil bremse veksten i forbruket. Hvis forbruket likevel øker viser simuleringene at det i år med lavt tilsig vil oppstå lokal energimangel i BKK-området. Energimangelen gir økende forbruksutkobling som eskalerer ved en vekst på 12-14 TWh på toppen av 2035 Medium.
- Analysen viser at økt lokal energiproduksjon er det beste tiltaket mot høyere lokale kraftpriser og eventuell lokal energimangel. God tilgang på fleksibel vannkraft gjør at det fungerer fint å dekke forbruksveksten med økt vindkraft selv om denne varierer mye.
- Dersom ensidig ekstraordinær forbruksvekst i BKK-området skal møtes med netttiltak er forsterkning sørover til Blåfalli det mest aktuelle. Dette gir tilgang på importert energiproduksjon og eventuell havvind som måtte bygges ut i NO2.
- For transportbehovet i Sør-Norge er det viktigste at det er 420 kV på strekningene Sauda-Samnanger og Sogndal-Krossdalen/Øygarden. Vi ser ingen reelle scenarioer der det kan oppstå mye transitte gjennom Bergensområdet. Hvis Samnanger-Øygarden utgår, ser vi derfor ingen større konsekvenser på transportkorridornivå i Sør-Norge. Evnen til å dekke lokal forbruksvekst vil imidlertid svekkes
- Nettutviklingen vestover fra Sauda mot Gismarvik og Karmøy må gå i takt med utviklingen nordover mot Samnanger. Hvis ikke vil det oppstå begrensninger som er vanskelig å løse for markedet med dagens budområdegrensar.



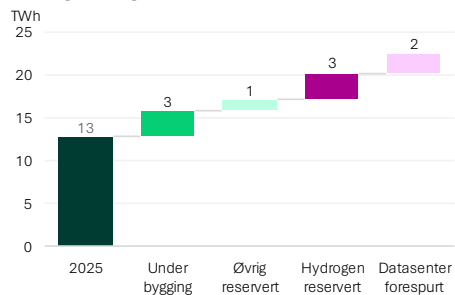
Forbruk med høy betalingsvilje kan øke transportbehovet

Potensialet for økt nettbehov inn til og gjennom Bergensområdet er i hovedsak knyttet til mulighetene for vekst i det lokale forbruket. I dag er årsforbruket i BKK-området rundt 13 TWh. Med prosjekter under bygging vil øke dette øke med om lag 3 TWh. Disse er alle industriprosjekter i petroleumssektoren. Vi har reservert kapasitet for tilknytning av ytterligere om lag 1 TWh bestående av transport, oppdrett, industri og vanlig forbruk i planlagt nett. I tillegg er det reservert 3 TWh til hydrogen/ammoniakk som vi har lavere forventning til at vil bli realisert. Utover dette finnes det per i dag planer om 2-2,5 TWh datasenterforbruk som ikke er modent for reservasjon. Bergensområdet er imidlertid et viktig område for industri og næring, og det kan derfor komme nye industri og næringsplaner framover. Årsproduksjonen i BKK-området er rundt 10 TWh/år i normalår og det er få planer om økt energiproduksjon. Det er imidlertid potensial for å bygge ut mer energiproduksjon i området, og om dette skjer vil det dempe nettbehovet.

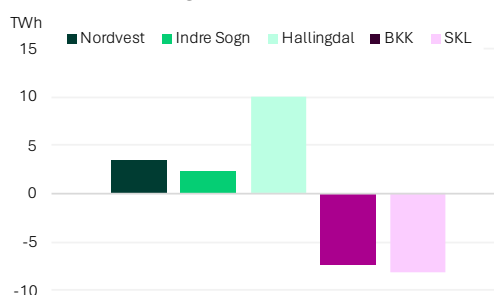
BKK-området har i dag underskudd på energibalansen i snitt. Med økt forbruk og økende flaskehalser inn vil dette gi høyere snittpris i NO5 enn i resten av Sør-Norge. Dette vil gjøre det mindre attraktivt for forbruk å etablere seg der, med mindre det er spesielt stedbundet, og dermed bremse forbruksveksten. Dette er den *første begrensende mekanisme for forbruksvekst*. Hvis vi likevel får en ytterligere vekst vil det etter hvert oppstå energiknapphet og forbruksutkobling. Dette gir ekstrempriiser i enkelttimer og mye høyere snittpriser, og demper potensialet for ensidig forbruksvekst uten ny produksjon ytterligere. Dette er den *andre begrensende mekanismen*.

På grunn av hvordan BKK-området ligger i nettet er det vanskelig å tenke seg scenarioer som gir et veldig stort overføringsbehov basert på transitt gjennom området. Mye særlig transitt vil kreve en usannsynlig utvikling med stort lokalt overskudd fra Vik og nordover, eksempelvis med nedleggelse av industri og mye ny vindkraft. Nordlig transitt er også lite sannsynlig. I sum tilsier dette at transitt ikke vil gi mye nettbehov lokalt.

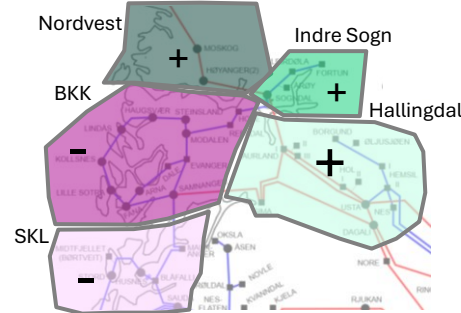
Dagens og reservert forbruk i BKK-området



Simulert energibalanse i 2025 i et normalår



Kart over tilstøtende områder. Indikert over-/underskudd

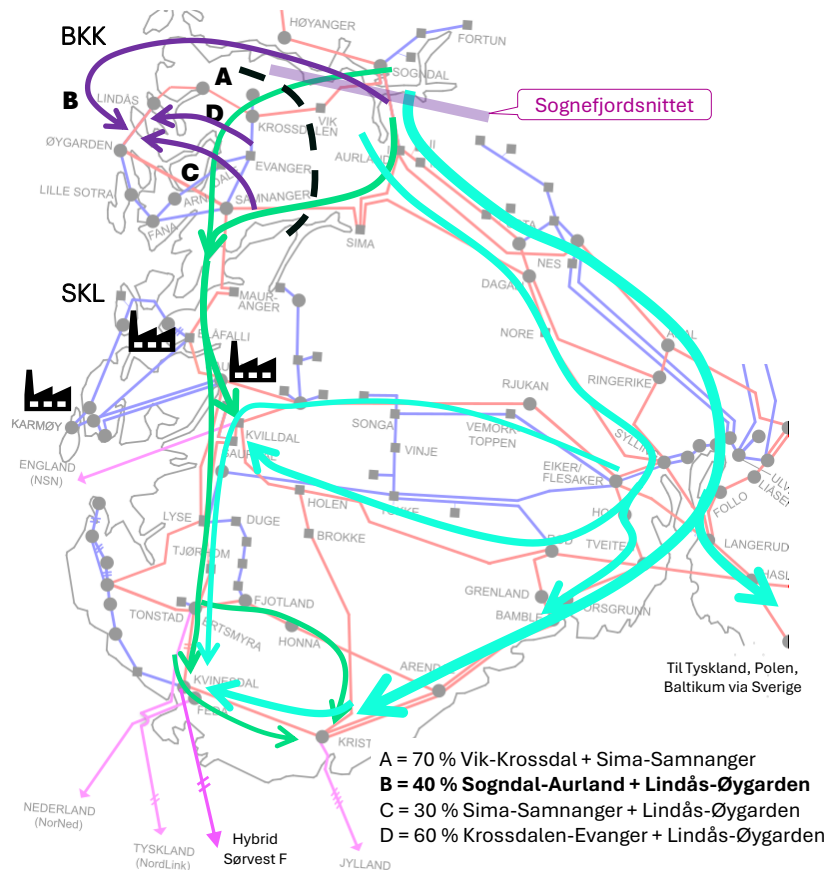
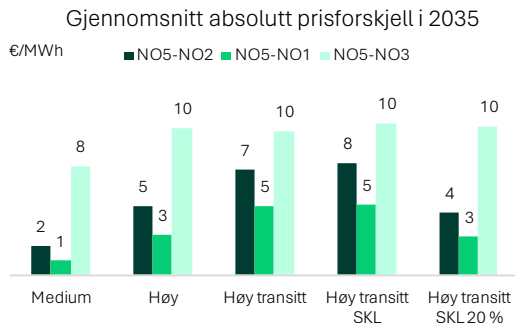


Lite transittflyt tar veien om BKK-området

BKK-områdets plassering i nettet gir lite transittflyt fra nord. Flyten følger minste motstands vei langs den sterke Hallingdalskorridoren og via 420 kV-forbindelsen Sima-Samnanger-Mauranger. Videre er det mye regulerbar vannkraft nord for Sognefjorden og i Hallingdal. Begrensinger i nettet løses dermed effektivt ved at produksjonen fra vannkraften flyttes til timer med tilgjengelig kapasitet.

Når vi trykker hardt nok til med 4 TWh økt overskudd nord for BKK-området og samtidig øker utvekslingen mot kontinentet med en hybridforbindelse, blir det en økt flaskehals mellom NO5-NO2. Da er det allikevel ikke det parallelle 300 kV-nettet i BKK-området som begrenser, men 420 kV sjøkabelforbindelsen mellom Lindås og Øygarden. Her kan ulike virkemidler gi mer kapasitet og avhjelpe flaskehalsen. Et slikt scenario vil være svært usannsynlig men fortjener allikevel omtale fordi kan gi en flaskehals av litt mer varig karakter, i alle fall på mellomlang sikt.

I figuren viser vi simulert virkning av økt overskudd, og å trekke flyten vestover med økt forbruk i SKL-området. Med 20 % overlastbarhet på sjøkabelen mellom Lindås og Øygarden får vi reduserte prisforskjeller.

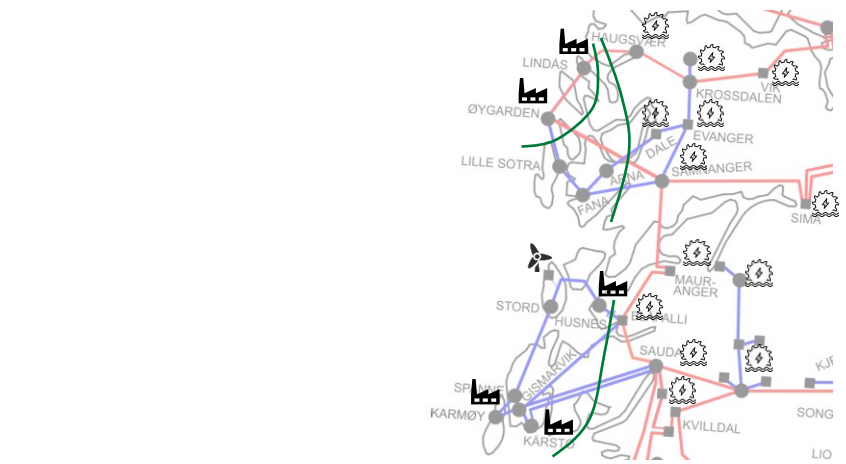


Vi har simulert flere trinn med økt lokalt forbruk i BKK

Dagens svake 300 kV-ledning nord-sør på Vestlandet mellom Sauda og Samnanger er sterkt begrensende for forbruksutviklingen både i BKK- og SKL-området. Vi ser at når vi fjerner denne begrensingen og legger til rette for forbruk ute ved kysten med ny forbindelse Samnanger-Øygarden, øker evnen til å forsyne forbruk betraktelig.

For å vise sammenhengene mellom forbruksvekst og flaskehalser har vi simulert en rekke sensitiviteter der vi øker forbruket lokalt ved kysten i BKK-området. Dette er vist i tabellen. Første trinn begynner på 8 TWh forbruksvekst på toppen av 2035 Medium fra LMA 2024 hvor forbruket i BKK allerede er økt med over 4 TWh fra i dag. Første trinn starter dermed på noe nær en dobling av dagens forbruk av elektrisk energi i BKK-området. Merk at vi legger til forbruk av typen industri og datasenter med høy brukstid og at det derfor ikke er snakk om dobling av maksimalt effektforbruk.

Samnanger-Øygarden knytter sammen den nordlige 420 kV-ledningen fra Sogndal med Sauda-Samnanger. Selv om dette gir økt kapasitet nord-sør, er det først og fremst en intern forsterkning utløst av forbruk lokalisert ute ved kysten og av at produksjonen ligger i indre strøk. I sør bygger vi Blåfalli-Gismarvik primært av samme grunn.



Volum og fordeling av økt forbruk i simulerte sensitiviteter

Case 1 – Ensidig forbruksvekst			+8 TWh		+10 TWh		+12 TWh		+14 TWh	
Stasjon	Profil	Fordeling	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]
Øygarden	Flat	50 %	4000	450	5000	575	6000	675	7000	800
Lindås	Flat	25 %	2000	225	2500	275	3000	350	3500	400
Samnanger	Flat	25 %	2000	225	2500	275	3000	350	3500	400
Sum tillagt ift. 2035 Medium [MW]*				900		1125		1375		1600
Sum tillagt ift. 2025 [MW]*				1400		1625		1875		2100
Sum modellerert konsum [GWh]*			25 300		27 300		29 300		31 300	

*: Tallene er rundet av til nærmeste hhv. 25 MW og 100 GWh

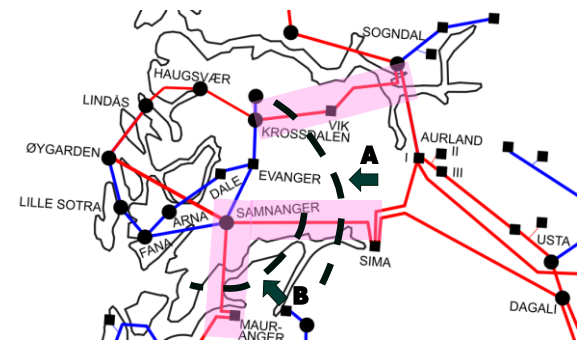
Planlagt nett gir kapasitet til maksimalt 25-30 TWh i BKK

Våre beregninger av snittkapasiteter og simuleringer med Samnett viser at de tre korridorene inn til BKK-området gir en maksimal flyt inn til området på om lag 3000 MW. Dette er vist i figuren til venstre. Sammen med lokal produksjon er dette den tilgjengelige kapasiteten til å forsyne lokalt forbruk.

Når de tre korridorene og lokal produksjon ikke strekker til for å forsyne forbruket, er utkobling siste verktøy for å få regnestykket til å gå opp. Den midterste figuren viser varighetskurver av utkoblet forbruk i BKK-området. Vi ser at utkoblingen eskalerer fra neglisjerbar varighet i sensitiviteten med 10 TWh forbruksvekst til vesentlige volum i sensitivitetene med 12 og 14 TWh.

I tabellen viser vi realisert produksjon og forbruk i BKK-området for de forskjellige forbruksøkningene. Kolonnen ΔForbruk angir underskuddet i realisert konsum i forhold til hva vi har forsøkt å legge til. Vi ser at når vi legger til 2000 GWh fra 12- til 14 TWh-simuleringen, mangler det 566 GWh. Dette innebærer at bare tre fjerdedeler av det vi legger til faktisk blir realisert i simuleringen.

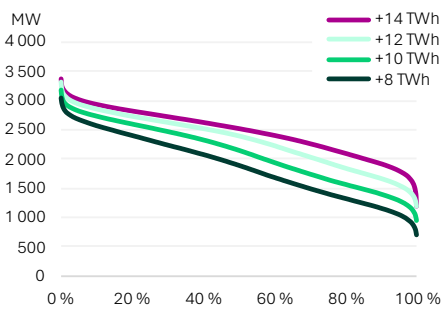
Ut fra simuleringene anslår vi at det planlagte nettet vil kunne forsyne et lokalt forbruk i BKK-området på maksimalt 25-30 TWh, uten ny produksjon. Mest sannsynlig vil veksten stoppe før dette som følge av høyere lokale kraftpriser og at det generelt er lite trolig at det blir realisert så mye nytt forbruk.



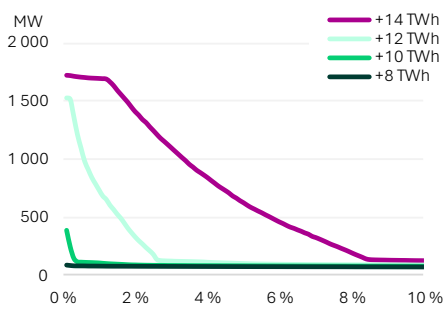
Kart over området med korridorer og viktige begrensninger indikert

- A: 70 % Vik-Krossdalen + Sima-Samnanger
- B: 60 % Mauranger-Samnanger + Sima-Samnanger

Varighetskurve flyt inn til BKK-området



Varighetskurve utkoblet forbruk i NO5



Realisert produksjon og forbruk for BKK-området [GWh]

	Produksjon	Forbruk	Balanse	ΔForbruk
Sim 2025	9 151	12 851	-3 700	
2035 Medium	9 868	17 302	-7 434	
2035 Medium +8 TWh	9 920	25 293	-15 373	-10
2035 Medium +10 TWh	9 948	27 263	-17 315	-30
2035 Medium +12 TWh	10 023	29 090	-19 067	-173
2035 Medium +14 TWh	10 093	30 523	-20 430	-566

Høy ensidig vekst gir energiknapphet på vinteren i tørrår

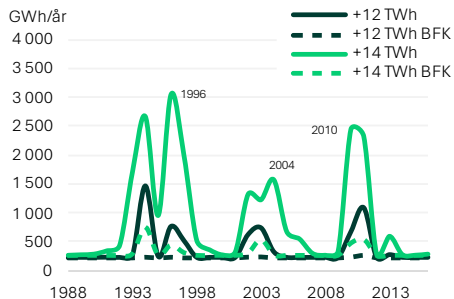
Varighetskurven for utkoblet forbruk og underskuddet i realisert forbruk på forrige side er et gjennomsnitt over 29 simulerte værår. Bak gjennomsnittet ser vi at utkoblingsvolumet er konsentrert på noen ekstra utfordrende tørrår, da særlig 1996, 2004 og 2010/-11. Sistnevnte ble et normalår i løpet av kalenderåret men all utkoblingen skjer i tappesesongen. Figuren til høyre viser ukesum utkoblet forbruk gjennom de to utfordrende vintrene 2009-10 og 2010-11. Vi ser at selv om 2010 var et svært tørt år kommer forbruksutkoblingene først desember og varer til våren kommer i april. Siste uke i kurven er uke 15 i 2011.

Når vi har forbruksutkobling settes også prisen for det aktuelle budområdet av utkoblingsprisen vi har satt for det aktuelle forbruket. Dette er satt tildels svært høyt, 900-1000 €/MWh, da vi ikke har noen grunn til å tro at nytt forbruk vil være spesielt mye mer fleksibelt enn i dag.

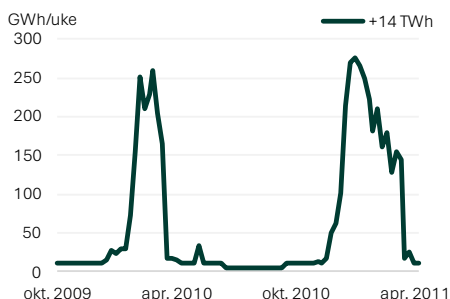
Dette slår selvsagt hardt inn i snittprisen i NO5 for det case hvor utkoblingsvolumet blir betydelig. I Medium er snittprisen 54 €/MWh for hele Sør-Norge og vi kan se at 8 TWh svekkelse av energibalansen øker snittprisen til 60 €/MWh i NO1 og NO2, mens den gryende flaskehalsen inn mot BKK trekker opp snittprisen i NO5 til 67 €/MWh. Fra 8 TWh gir ytterligere svekkelse av energibalansen liten økningen i NO1 og NO2. Lokalt i NO5 blir det imidlertid raskt mye høyere snittpris. Prissmitten til naboområdene er svært begrenset. Dette skyldes både at Sør-Norge er et mye større marked og at det skal mer til for å bevege kraftprisene her mye opp. I tillegg er det bare innenfor BKK-området det er energiknapphet.

Første begrensende mekanisme har for alvor gjort seg gjeldende ved +10 TWh: Når snittprisen er 27 €/MWh høyere i NO5 enn i NO2 vil forbruksveksten i BKK stoppe fullstendig opp.

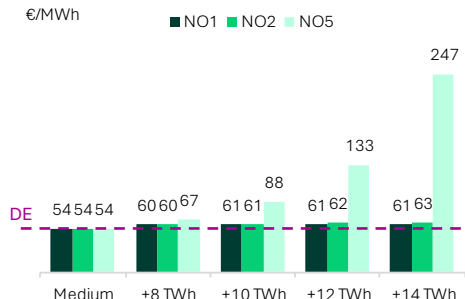
Utkoblet forbruk i 2035 i ulike værår*



Utkoblet forbruk i 2035 i værårerne 2010 og 2011



Snittpriser i Sør-Norge i 2035



* Værår i Samnett er 1988 – 2016.

Systemvern kan øke forsyningsevnen ytterligere

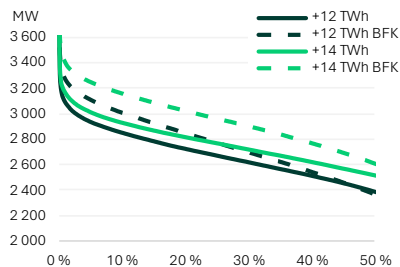
Systemvern med belastningsfrakobling (BFK)* er et kapasitetshevende tiltak som er i bruk på petroleumsforbruk i området i dag. Når vi ser inn i fremtiden til rundt 2035 har vi bygd ned noen av snittene dette vernet virker på og vi kan se på virkningen av å implementere det på de to viktigste snittene inn mot BKK-området i den nye nettkonfigurasjonen.

Det totale BFK-volumet som aktiveres for frakobling må ikke bli for stort. Ved en utløsning må vi balansere forbruksutkoblingen med produksjonsreduksjon andre steder for å beholde frekvensen og vi må ha reserver til å re-etablere forbruket. I simuleringene under er på det meste ca. 400 MW BFK aktivert under Øygarden, hvorav alt er petroleumsforbruk.

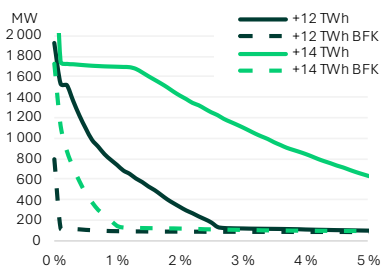
Vi må utvise varsomhet med hvor mange snitt som skal kunne utløse BFK og det er veldig viktig å ha kontroll på at ikke et systemvern kan forsårsake utløsning av andre systemvern og på den måten kaskadere inn i en ukontrollert driftssituasjon.

Når det er sagt, er BFK et helt reelt og aktuelt kapasitetshevende tiltak som øker kapasiteten inn til BKK-området i de timene det trengs som mest. Denne kapasitetshevingen kan vi se har en stor effekt på mengden av utkoblet forbruk og derfor på snittprisen i NO5. Vi ser også at prissmitten til NO1 øker. Økt kapasitet gir likere pris.

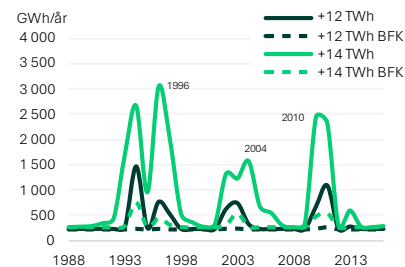
Varighetskurve sum flyt på de tre korridorene inn til BKK-området



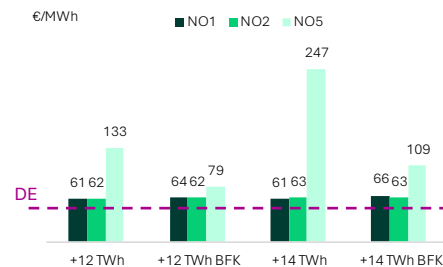
Varighetskurve utkoblet forbruk i NO5 i 2035



Utkoblet forbruk per værår** i 2035 i NO5



Snittpriser i Sør-Norge i 2035



* Se side 18 for forklaring om BFK.

** Værår i Samnett er 1988 – 2016.

Ny energiproduksjon senker prisene og øker forsyningsevnen

Modellsimuleringene viser tydelig at mer lokal produksjon vil avlaste flaskehalsene inn til Bergensområdet, redusere prisene i NO5 og gjøre det mulig å koble til mer forbruk. Fleksibel vannkraft lokalt gjør at det går fint om den nye produksjonen kommer som variabel vindkraft.

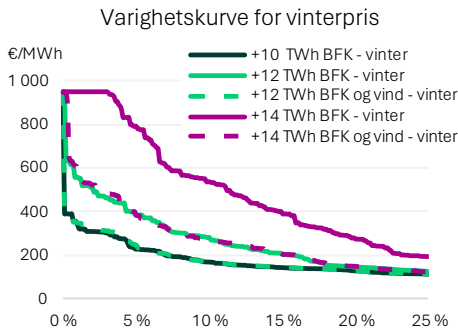
Når forbruket øker i BKK blir det til slutt energiknapphet. I praksis innebærer dette at det blir for lite effekt tilgjengelig fra vannkraftverkene og på ledningene inn til området i sum. Men årsaken er mangel på energi.

Når vi simulerer med mer lokal vindkraft gir dette mer energi. Dette hjelper situasjonen selv om produksjonen varierer mye og er helt frikoblet systemets kortsiktige effektbehov. En kald vintermorgen kan være fullstendig vindstille og det kan være høy vindkraftproduksjon gjennom en mild helg. I figuren under bruker vi varighetskurve for pris vinterstid som markør for knappheten i BKK-området. Platået på 950 €/MWh er timer satt av forbruksutkobling til denne prisen. Vi har lagt til rundt 2 TWh vindkraft

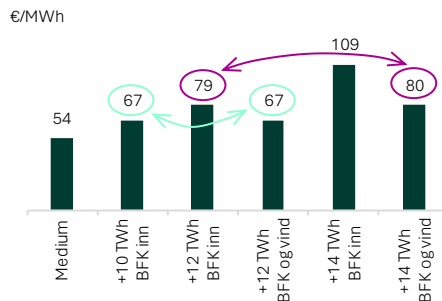
i BKK. Dette gir omtrent helt like priser som i sensitiviteten med 2 TWh lavere forbruk. Dette viser hvordan samspillet mellom regulerbar vannkraft og mer variabel vindkraft reduserer den generelle energiknappheten. Når det er lite vind dekkes forbruket av vannkraften og motsatt. I figuren til høyre ser vi at økt lokal energiproduksjon utligner økningen i snittprisen i NO5 gitt av forbruksveksten i størrelsesorden en til en målt i energi over året. Dette til tross for at forbruket har en helt annen profil enn den nye energiproduksjonen.

Hadde vi lagt inn tilsvarende mengde energiproduksjon med høy kapasitetsfaktor, for eksempel et lite kjernekraftverk, ville vi observert det samme om enn i enda høyere grad: Et slikt kraftverk ville opptrådt som et en-til-en fratrekk i industriforbruket.

Denne sammenhengen har vi vist flere ganger tidligere i markedsanalyser og i forrige ATK.



Snittpris NO5 med og uten ekstra energiproduksjon



Eget budområde for BKK øker evnen til å forsyne forbruk

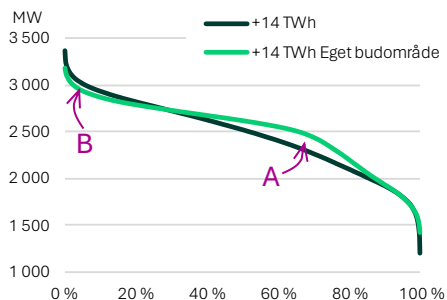
Energiknappheten i BKK-området gir flaskehalser midt i NO5. Dette gir upresise prissignaler for vannkraften internt i BKK området. Når vi i sensitiviteter med høyt forbruk simulerer med BKK som eget budområde forbedres prissignalene. Dette gir en vanddisponering i BKK mer tilpasset ressursituasjonen og bedre utnyttelse av ledningene til området.

Varighetskurven for flyt inn til BKK-området viser at flyten øker fra ca. 20-persentilen til like under 80-persentilen. Forskjellen kan se liten ut, men arealet mellom de to kurvene representerer en betydelig energimengde som flyttes til de øvre 20 % av varighetskurven hvor flyten er størst. Her er flyten inn mindre enn uten eget budområde, fordi den stedlige produksjon nå har vann på lager til å produsere kraft av. Arealet B er mindre enn arealet A fordi energien som blir flyttet også går til å forsyne forbruk som blir utkoblet i simuleringen uten eget budområde.

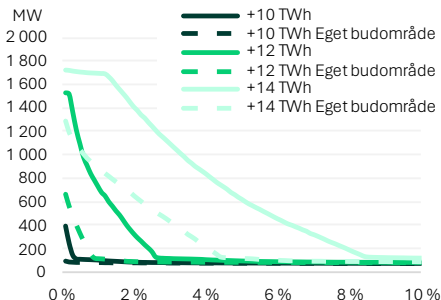
Når BKK og resten av NO5 er ett budområde dras snittprisen i hele NO5 opp i forsøket på å skru opp produksjonen i BKK-området. Når vi simulerer med eget budområde for BKK faller snittprisen her merkbart, mens den for resten av NO5 normaliseres til omtrent samme nivå som NO2 og NO1. Budområdegrensen sammenfaller nå med den strukturelle flaskehalsen og prisforskjellen flytter seg dit. I det nye budområdet BKK faller snittprisen fordi vannkraften disponerer riktig og unngår mange av de voldsomme toppene hvor prisen settes av forbruksutkobling.

Et eget budområde for BKK er ikke aktuelt per nå og vi mener forbruksveksten som skal til for å gjøre det aktuelt er svært urealistisk. Når vi allikevel simulerer med eget budområde er det for å synliggjøre nyttige analytiske sammenhenger. Prosessen med å endre budområder er regulert og krever omfattende utredninger og analyser.

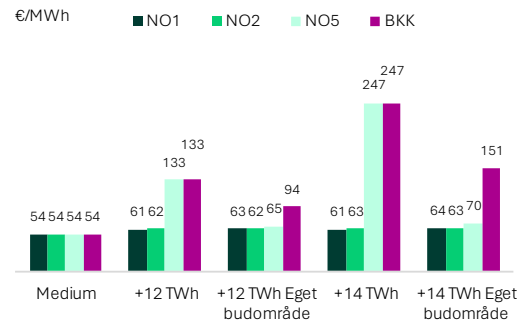
Varighetskurve sum flyt inn til BKK i 2035 med- og uten eget budområde



Varighetskurve for utkoblet forbruk med- og uten eget budområde



Gjennomsnittspriser i Sør-Norge med- og uten eget budområde



Ny forbindelse til Øygarden er viktig for forsyningsevnen

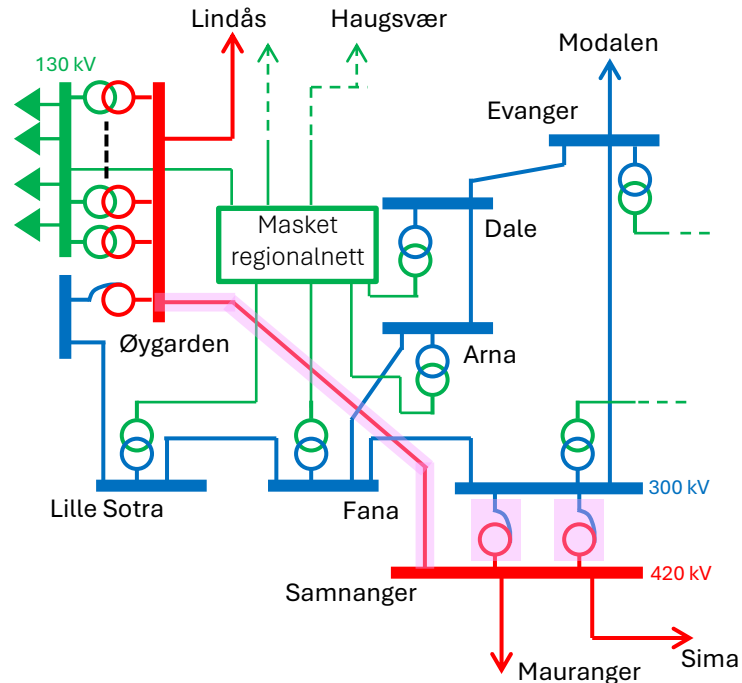
Av netttiltakene i landsdelen frem til tiden rundt 2035, som presentert på side 12, skiller 420 Samnanger-Øygarden seg litt fra de andre. Dette er en helt ny ledning i en ny trasé, i motsetning til fornyelse av eksisterende ledning. Dette tiltaket er utløst av ulike forbruksplaner i industriområdene på Øygarden og ved Lindås. Derfor er også denne ledningen anleggsbidragsfinansiert, hvilket betyr at forbruket den muliggjør må bidra til finansieringen.

Dette betyr også at dersom forbruksprosjektene som utløser tiltaket faller fra, vil ledningsprosjektet også utebli. Vi må derfor undersøke et scenario hvor denne kommer mye senere eller ikke i hele tatt, da ledningen også inngår i en gjennomgående 420 kV-forbindelse fra Sogndal til Samnanger og videre til Sauda.

I vår basistopologi kan flyt inn til Samnanger fra Mauranger i sør og Sima i øst enten gå ned gjennom autotransformatorene til 300 kV-nivået eller fortsette gjennom 420 kV ledningen til Øygarden hvor vi vil ha transformering både til 300 kV-nettet og til forbruksnivået 130 kV. Hvor mye transformertekapasitet vi vil ha i Øygarden vil avhenge av forbrukstilknytningen der. Dersom 420 Samnanger-Øygarden ikke blir bygget, vil all flyt inn til Samnanger, foruten forbruket til Yggdrasil, måtte gå gjennom autotransformatorene. Dette begrenser hvor mye vi kan knytte til i BKK-området.

I tillegg flyttes flyt fra lavimpedansruten direkte til Øygarden over til 300 kV nettet, samt at det reaktive bidraget fra innskutte kabler og SVS i Øygarden faller fra.

I sum gir dette lavere kapasitet på de viktige spenningsbegrensede ledningssnittene inn mot BKK, slik som for eksempel Vik-Krossdalen på Sima-Samnanger. Til sammen fører disse virkningene til en betydelig reduksjon i mengden forbruk vi klarer å forsyne.



Transformorkapasitet i Samnanger blir begrensende

På forrige plansje beskrev vi et mulig scenario med mindre forbruksvekst på kysten. Når vi undersøker dette nærmere har vi antatt forbruksvekst i Samnanger, Fana og Dale. I Samnanger har vi omsøkt datasenterkonsum, mens de to andre representerer en generell forbruksvekst i og rundt Bergen: Ny næring, industri og vanlig forbruk. Alt har flat forbruksprofil. Når vi simulerer med dette inne er det særlig autotransformatorene i Samnanger som begrenser, selv om snitt på ledningene inn også gjør seg gjeldende. Fra figuren ser vi at simulert snittpris i NO5 stiger fra start og den første begrensende mekanismen har for lengst gjort seg gjeldende ved 4 TWh tillagt forbruk over Medium-scenario.

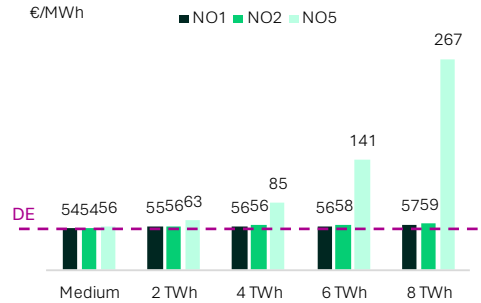
Gjennomsnittsprisen i NO5 har nå blitt 30 €/MWh høyere enn i NO2 og NO1, og det har blitt veldig vanskelig å se for seg nyetablering av forbruk. Dette gjelder særlig når vi i denne sensitiviteten ikke lenger ser for oss at det stedbunde petroleumsrelaterte forbruket er drivende for veksten. Merk at det er rundt 4 TWh forbruksvekst i 2035 Medium i utgangspunktet. Sensitivitetene med 2-4 TWh økning representerer dermed fortsatt en betydelig samlet vekst fra dagens nivå, selv om det er lavere enn i hovedscenarioet.

Forbruksfordeling og sum modellert forbruk i ulike sensitiviteter

Case 2 – Indre strøk			2 TWh		4 TWh		6 TWh		8 TWh	
Stasjon	Profil	Fordeling	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]
Samnanger	Flat	33 %	660	75	1320	150	1980	225	2640	300
Dale	Flat	33 %	660	75	1320	150	1980	225	2640	300
Fana	Flat	33 %	660	75	1320	150	1980	225	2640	300
Sum tillagt ift. 2035 Medium [MW]*				225		450		675		900
Sum tillagt ift. 2025 [MW]*				725		950		1175		1400
Sum modellert konsum [GWh]*			19 300		21 300		23 300		25 300	

*: Tallene er rundet av til nærmeste hhv. 25 MW og 100 GWh

Gjennomsnittspriser i Sør-Norge i 2035



Ensidig forbruksøkning gir tidligere knekkpunkt uten ny ledning

I tabellen ser vi at den *andre begrensende mekanismen* med utkobling av forbruk for alvor starter fra rundt 6-8 TWh tillagt forbruk over 2035 Medium. Altså tilrettelegger dagens planer minus ledningen til Øygarden for en forbruksvekst i Bergensområdet på opp mot 80 % fra dagens nivå.

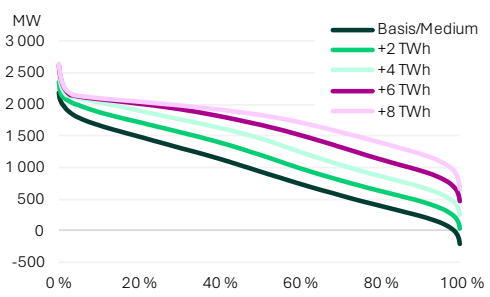
Figuren til venstre viser at maksflyten inn til BKK-området nå er om lag 2000 MW. Dette er om lag 1000 MW lavere enn i hovedscenariotet med ny forbindelse Samnanger-Øygarden. Flyten er begrenset av snitt med utfall på autotransformatorer i Samnanger og på ledningene inn til BKK-området.

Varighetskurven for vinterpris i midten viser med tydelighet hvordan knekkpunktet drar opp snittprisene på forrige side til ekstreme høyder: I +8 TWh-scenariotet settes prisen av forbruksutkobling i opp mot 40 % av tiden i en gjennomsnittlig vinter.

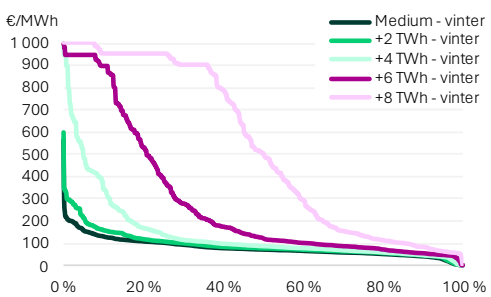
Realisert produksjon og forbruk for BKK-området [GWh]

	Produksjon	Forbruk	Balanse	ΔForbruk
2025	9 151	12 851	-3 700	
2035 Medium	9 881	17 301	-7 420	
+2 TWh	9 889	19 275	-9 386	-26
+4 TWh	9 955	21 217	-11 262	-58
+6 TWh	10 046	23 015	-12 969	-202
+8 TWh	10 108	24 343	-14 235	-672

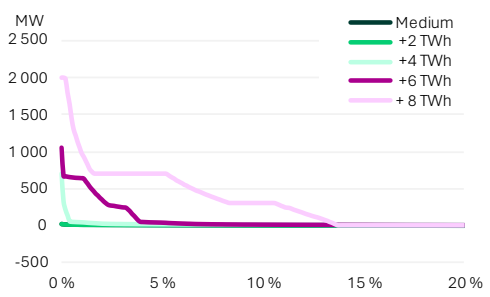
Varighetskurve flyt inn til BKK-området i 2035



Varighetskurve pris for vinter 2035



Varighetskurve for utkoblet forbruk



Økt transformering og systemvern øker kapasiteten i nettet

Ved fortsatt forbruksvekst i indre strøk uten ny forbindelse Samnanger-Øygarden er det naturlig å legge til grunn at det blir behov for ytterligere transformeringskapasitet til 300 kV i Samnanger. Det er også naturlig å ta i bruk kapasitetshevende systemvern før investering i tredje autotransformator.

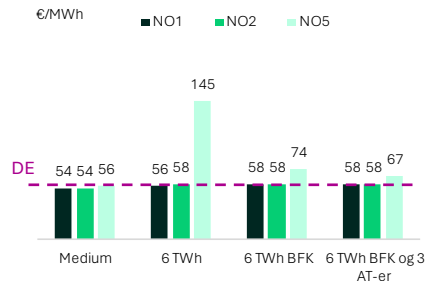
Fra varighetskurve for flyt under ser vi hvordan maksimal flyt inn mot BKK-området nå er hevet til om lag 2800 MW. Varighetskurven for vinterpris viser at sensitiviteten med 10 TWh har høy snittpris og priser satt av forbruksutkobling opp mot 5 % av tiden gjennom vintermånedene.

Sammenligner vi derimot 6- og 8 TWh-sensitivitetene med de over uten tiltak ser disse nå langt mer akseptable ut. For 6 TWh-scenarioet er det heller ingen forbruksutkobling å tale om, mens det for 8 TWh-scenarioet dreier seg om et fåtall enkelttimer.

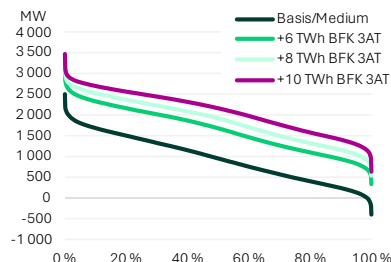
Figuren under til venstre tar utgangspunkt i 6 TWh-scenarioet og viser hvordan kapasitetshevende systemvern sammen med forsterket transformeringskapasitet i Samnanger reduserer snittprisen. I 6 TWh uten tiltak er vi på kanten av *andre begrensende mekanisme*: vi klarer ikke å realisere ca. 10 % av forbruket vi har lagt til fra 4 TWh-scenariot. 6 TWh med BFK reduserer snittprisen med ca. 50 % og vi klarer å realisere det aller meste av forbruket vi legger til, men snittprisen er såpass høy at vi trolig er forbi *første begrensende mekanisme*.

Med både BFK og tredje AT reduseres snittprisen i NO5 ytterligere 7 €/MWh. Forskjell i snittpris mot NO2/NO1 er ca. 10 €/MWh og vi ligger i nærheten av *første begrensende* virkning: Det er ikke helt utenkelig at stedbundet forbruk med høy betalingsvilje ville etablert seg i NO5.

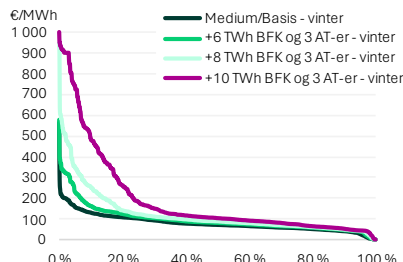
Gjennomsnittspriser for +6 TWh i 2035 med ulike tiltak



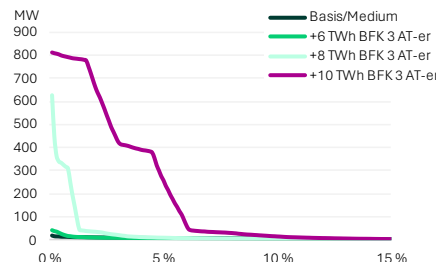
Varighetskurve for flyt inn i BKK-området i 2035



Varighetskurve for vinterpris i NO5 i 2035



Varighetskurve for utkoblet forbruk i 2035



Høy terskel for ekstra ledning utover planlagt nett inn til Bergen

Statnett har omfattende planer om å forsterke nettet inn til BKK-området. Dette vil legge til rette for stor forbruksvekst. Vi har også gjort noen vurderinger av hva det vil innebære å legge til rette for enda større forbruksvekst med mer kraftnett.

Med Statnetts planer vil BKK-området være forbundet med resten av landet med tre 420 kV-forbindelser til Sogndal, Sima og sørover til NO2 via Mauranger. Av disse tre vil Sima utgjøre korteste vei til masket nett dersom vi ønsker å knytte NO5 sterkere sammen og hente energien fra vannkraften i Hallingdal. Sørover vil knytte BKK-området tettere på NO2 og kraftressursene der samt importmuligheten fra kontinentet.

Både ny forbindelse fra Sima og fra sør ville ha innebært ytterligere nettanlegg i områder som representerer populære rekreasjonsareal og turistmål. Begge ledninger vil måtte gå gjennom et til dels svært krevende kyst-terreng og forsere flere fjordkryssinger.

I sum tror vi en forsterkning sørfra ville vært mest aktuelt. Utfallet av overføringen Samnanger-Mauranger-Blåfalli inngår i mange snitt i Sør-Norge i det flyten omlagres via Hallingdal og Drammens-traktene. I ATK23 pekte vi på at en forsterkning langs denne akse kunne bli aktuelt dersom ensidig forbruksutvikling i Bergensområdet ble forsynt med ensidig havvindutvikling i NO2. Dette scenarioet fremstår ikke som noe mer sannsynlig nå. Skal ensidig forbruksutvikling i Bergensområdet derimot forsynes fra kjernekraft på Østlandet, er det trolig bedre å forsterke østover mot Hallingdal.



5 – Effektøkning og pumpekraft

I denne delstudien ser vi på et scenario for effektutvidelser og pumpekraft. Mange av dagens vannkraftverk nærmer seg reinvesteringstidspunktet, og en rekke prosjekter er under utvikling hvor det vurderes mer produksjons- og pumpeeffekt. Det meste av vannkraften ble bygd i en tid hvor formålet i større grad var stabil kraftforsyning til nærliggende industri. I takt med mer variabel fornybar produksjon, mer forbruk og utvekslingskapasitet, vil mer produksjons- og pumpeeffekt bidra til fleksibilitet og evne til å levere mye kraft på kort tid.



Mye mer effekt og pumpekraft – hovedpunkter

Det er lite potensial for å utvikle helt ny regulerbar vannkraft med nye store magasiner i Norge. De fleste av de aktuelle vassdragene er allerede bygget ut og de gjenværende er i stor grad vernet. Det er imidlertid et stort potensial for å øke fleksibiliteten i de eksisterende vannkraftverkene ved å bygge ut større installert effekt og pumpekraft. Og drevet av både økt prisvariasjon og et stort behov for å reinvestere gamle anlegg, er det for tiden mange prosjekter om å bygge ut mer effekt og pumpekraft i norske vannkraftverk. Hvis alle nåværende prosjekter realiseres vil dette gi 10 GW ny effekt og 9 GW pumpekraft i sum for hele Norge.

Mer effekt og pumpekraft vil gi mer fleksibilitet med svært lave og konkurransedyktige driftskostnader inn i markedet og systemet. Det vil også påvirke kraftflyt og nettbehov. Det er derfor en prioritert oppgave å analysere hvordan ulike scenarioer for mer effekt og pumpekraft påvirker nettplaner og markedet. Mye av dette har vi analysert i en egen analyserapport, "Nettfornyelse og effekt i NO2". I denne delstudien i ATK supplerer vi analysen om NO2 med å se på et scenario for enda flere og større effektutvidelser, både i NO2 og i andre deler av landet. I tillegg gjengir vi noen av punktene fra studien om NO2.

Vi bygger delanalysen rundt to varianter av 2050 Høy. Den ene er helt uten effektoppgraderinger fra i dag – og har dermed også mindre ny effekt enn i hovedscenarioene Lav, Medium og Høy der vi i alle har lagt inn 5 GW. I det andre delscenarioet har vi en økning på omtrent 9 GW produksjonseffekt fra dagens nivå, og en økning på omtrent 5 GW pumpeeffekt. I analysen omtales disse scenarioene som henholdsvis "Uten effekt" og "Med effekt".

Delanalysen gir følgende hovedkonklusjoner:

- Mer effekt demper pristopper og pumpeeffekt hever lavpristimene. I sum gir det mindre prisvariasjon. Dette gjør også at de timevise prisforskjellene mellom Norge og utlandet øker. Dermed øker også utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene.
- Økt installert effekt vil i de fleste timer innebære en omfordeling av produksjonen mellom kraftverk, slik at forbruket forsynes mer effektivt og til en lavere kostnad. Det er kun i timene med strammest effektmargin, og kun dersom maksforbruket er like høyt eller høyere enn samlet regulerbar effekt, at samlet samtidig produksjon øker.
- Økt produksjonseffekt og pumpekraft gir økt flyt i nettet inn og ut av stasjonene. Det blir også flere timer med full flyt til og fra mellomlandsforbindelsene. Men uten flere mellomlandsforbindelser eller økt forbruk på samme sted, blir ikke maksflyten høyere.
- Flaskehalsene og prisforskjellene internt i Norge øker i liten grad, selv med 9 GW økt effekt. Dette skyldes i hovedsak at de oppgraderte kraftverkene, og forbruket disse forsyner, er godt spredt. Dermed vil den økte flyten inn og ut av enkeltstasjonene spre seg godt i transportkanalene i Sør-Norge. I tillegg øker kraftflyten mest i Vestre og Midtre korridor, som er bygget for høy flyt og har god kapasitet.

Usikkerhet rundt hvor mye effekt som kommer – noe vil komme

Det er et stort utfallsrom for hvor mange av vannkraftoppgraderingene som kommer til å bli realisert. Men det vi med sikkerhet kan si er at behovet for mer produksjonseffekt øker med høyere norsk forbruk og utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet. I denne delstudien er det derfor naturlig å ta utgangspunkt i et scenario med høyt forbruk og utvekslingskapasitet for å undersøke hvordan ulike scenario for effektoppgraderinger og pumpekraft påvirker flyten. Vi tar utgangspunkt i Høy-scenariet for forbruk og produksjon i 2050, med mer utvekslingskapasitet mot utlandet.

I 2050 Høy legger vi til grunn en balansert forbruksvekst per region. Dette fordi markedskreftene gjør det lite realistisk at en skjev energibalanse mellom regioner vil vedvare over tid, og at både planene om forbruk og tilgangen på ny produksjon er spredt. Potensialet for ny kraftproduksjon i Norge er størst innen uregulerbar kraft, og effekt-oppggraderinger i vannkraften blir derfor viktig for å opprettholde effektbalansen.

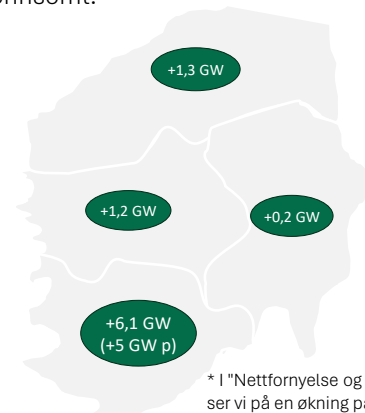
Det er flest planer om vannkraftoppgraderinger i NO2. NO2 har mange vannkraftverk og det er også det området som ligger nærmest kablene. Vannkraftoppgraderingene som eventuelt kommer lenger nord i landet vil primært gå til lokalt behov for effekt, og ikke til langtransport mot mellomlandsforbindelsene.

Mange av dagens vannkraftverk nærmer seg nå reinvesteringstidspunktet. Kraftverkene ble bygget i en tid hvor formålet først og fremst var å forsyne nærliggende industri med stabil kraft. På grunn av dette har mange av kraftverkene fremdeles lange brukstider på relativt lav effekt, og dermed også produksjon i mange timer med lave priser. Når kraftverkene skal reinvesteres vil det i mange tilfeller være rasjonelt å øke den installerte effekten, for å bedre tilpasse seg dagens energisystem og prisstrukturer.

Lønnsomheten vil påvirke hvor mye effekt som blir realisert i de ulike prosjektene. Her er både utbyggingskostnader og nullalternativet viktige faktorer. I tillegg er prisvariasjonen i markedet viktig. Her vil en kunne se en kannibaliseringseffekt i markedet, hvor effektoppgraderinger opp til et visst nivå bidrar til å dempe prisvariasjoner såpass at ytterligere oppgraderinger vil bli mindre lønnsomt.

Oversikt over fordeling av ny produksjons- og pumpeeffekt* som vi undersøker i scenariet "Med effekt".

Totalt er det ca 9 GW økt produksjonseffekt i dette scenariet – og 5 GW pumpeeffekt. Det er kun i NO2 at det er pumpekraft.



* I "Nettfornylse og effekt i NO2" ser vi på en økning på opp mot 5 GW produksjonseffekt og 4 GW pumpeeffekt, alt lokalisert i NO2.

Økt produksjons- og pumpeeffekt gir økt fleksibilitet

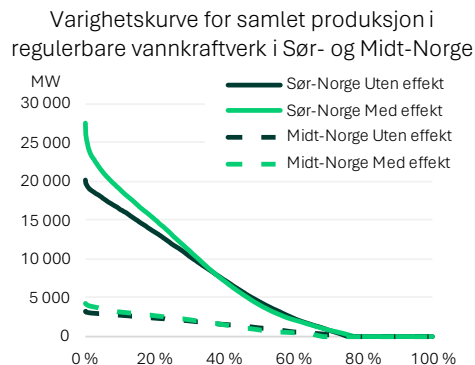
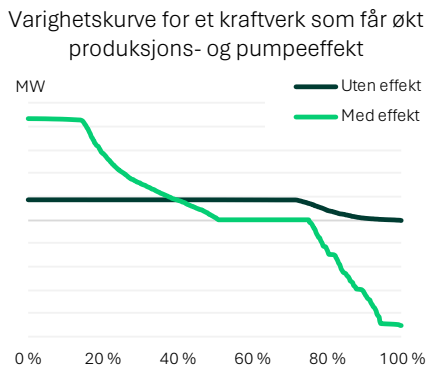
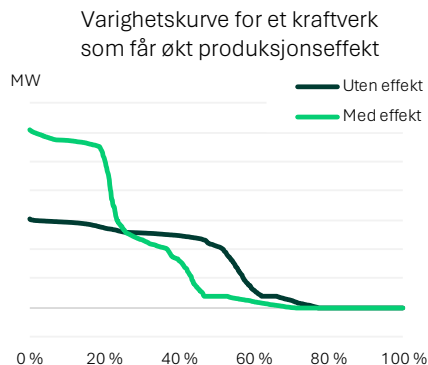
Økt produksjonseffekt gir kraftverket økt fleksibilitet til å utnytte prisstrukturen i kraftmarkedet. Med mer effekt vil kraftverket kunne produsere mer i timer med stort kraftbehov og høye priser, og samtidig unngå å måtte produsere på lave priser. Dette er både gunstig for produsenten som dermed får høyere inntjening, og for forbrukere ettersom pristoppene senkes.

Økt produksjonseffekt gir i utgangspunktet ingen stor økning i produsert energi, da det er de samme magasinene som utnyttes. De fleste prosjektene vil likevel kunne gi en liten økning i energi, ettersom en utnytter de fysiske forholdene i vassdragene bedre. Økt slukeevne reduserer flomtap der det er relevant, og nye vannveier gir økt fallhøyde.

Pumpekraft gir ytterligere fleksibilitet ved å kunne pumpe vannet tilbake til magasinet når kraftprisen er lav. På denne måten vil en ha mer energi

tilgjengelig i timer hvor det er stort kraftbehov. Pumpeoppgraderingene kan grovt sett deles inn i to kategorier. Den ene innebærer å pumpe på kortsiktige prisvariasjoner i markedet, og innebærer med det hyppig veksling mellom turbinering og pumpedrift. På den andre siden har vi pumpekraftverk som skal sikre at en har nok energi tilgjengelig i magasinet oppstrøms før vinteren kommer, altså sesongpumping. Begge former for pumpekraftverk inkluderes i delstudien.

Modellsimuleringene viser at kraftverkene som får mer effekt utnytter denne. Det gir flere timer hvor den samlede produksjonen fra regulerbar vannkraft er høyere i "Med effekt" enn i "Uten effekt". Samtidig er det ikke slik at det til enhver tid vil produseres på en høyere samlet effekt. Ettersom det må være balanse mellom forbruk og produksjon, vil den totale produksjonen i en time begrenses av forbruket, samt hvor mye som eventuelt kan eksporteres den aktuelle timen.



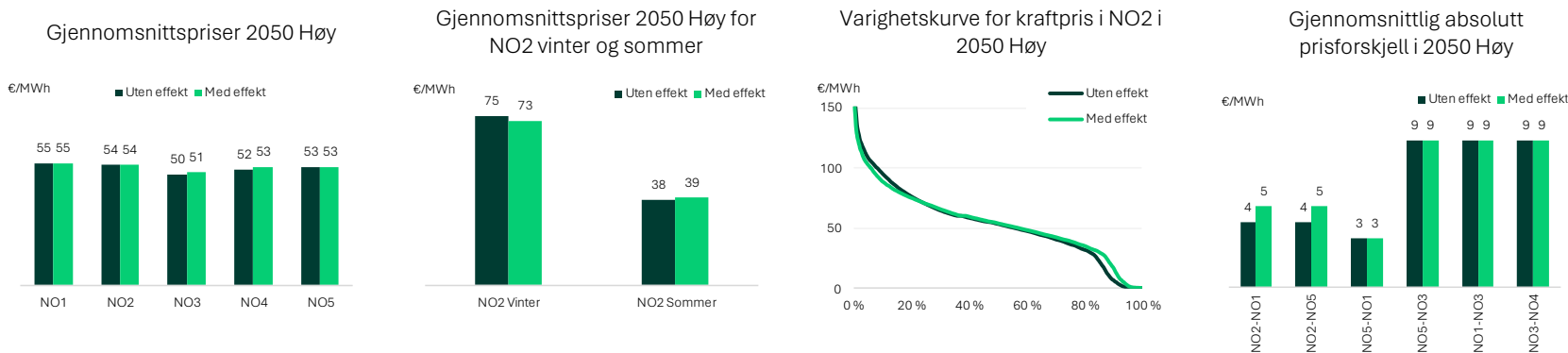
Økt produksjons- og pumpeeffekt jevner ut norske kraftpriser

Simuleringene viser at snittprisene i Norge forandres lite av oppgraderingene. Med mer produksjonseffekt dempes flere av pristoppene, mens pumpeforbruk bidrar til å heve prisen i lavpristimer. Denne dynamikken kommer frem i varighetskurven for kraftprisen i NO2, der denne jevner seg ut.

Virkningen på kraftpris er enda tydeligere om vinteren hvor økt produksjonseffekt bidrar til å redusere de høyeste prisene. I Med effekt senkes prisen med 2 €/MWh. Om sommeren, hvor det typisk er mest pumpeforbruk på grunn av lavpristimer fra uregulerbar produksjon, heves prisen som følge av det økte forbruket til pumpingen.

Selv om vi i vår modell ser svært lite endring på snittprisen, er det grunn til å tro at den i virkeligheten vil bli noe redusert. Ettersom vi modellerer pumpeforbruk eksogent, tar ikke dette forbruket hensyn til kraftprisen eller andre tilstander i kraftsystemet. Derfor får vi tilfeller hvor pumpeforbruket hever prisen opp til et nivå hvor det vil være urealistisk å pumpe. I sum fører dette til at virkningen pumpene har på snittprisen blir litt overdrevet sammenlignet med virkningen fra produksjonseffekten.

Mer produksjons- og pumpeeffekt påvirker de timevise prisforskjellene i Norge i svært liten grad. Prisforskjellen øker bare litt mellom NO2 og NO5, og mellom NO2 og NO1.



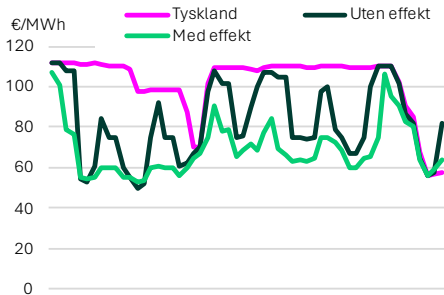
Mindre priskobling med utlandet – mer eksport/import

Med økt produksjonseffekt i norsk vannkraft blir det flere timer hvor samlet effekt er tilstrekkelig til å dekke norsk forbruk og samtidig ha full eksport. Dette fører til mindre direkte priskobling mot utlandet særlig om vinteren, og er eksemplifisert i figuren under som viser hvordan mer produksjonseffekt kutter flere av pristoppene i NO2 gjennom en vinteruke. Før vi legger til effektoppgraderinger følger NO2-prisen tysk pris i flere av timene. Etter vi legger til oppgraderingene vil en se flere timer hvor prisen i NO2 settes av vannverdien, som i denne uken ligger i nærheten av 60 €/MWh.

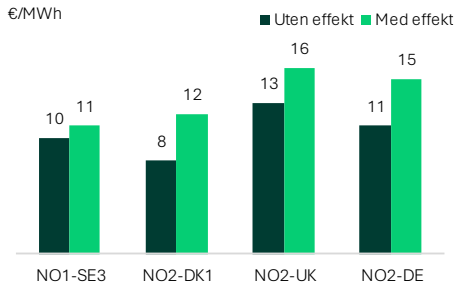
I tillegg bidrar forbruk fra pumpekraftverkene til å heve norsk forbruk til et nivå hvor det ikke kan dekkes av full import. Dette gir også mindre priskobling ettersom kraftprisen i NO2 heves, og gjelder hovedsakelig i lavpristimer.

Mindre priskobling og høyere absolutte gjennomsnittlige prisforskjeller gir også økt utnyttelse av mellomlandsforbindelsene til utlandet. Dette gjelder både i eksportretning som følge av tilstrekkelig med produksjonseffekt, og i importretning på grunn av økt forbruk fra pumpekraftverkene. I sum fører dette til at andelen med null utveksling synker.

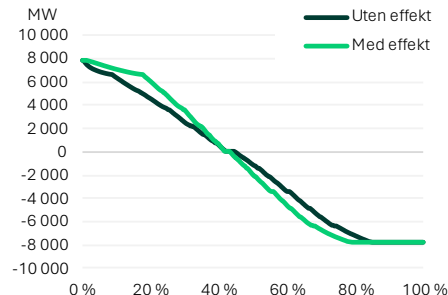
Kraftpriser gjennom i en vinteruke i NO2



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Flyt på HVDC-forbindelser



Flyten inn og ut fra stasjonene øker – fordeler seg godt i nettet

Det blir flere timer med økt flyt ut av stasjonene med mer produksjons- og pumpeeffekt. Dette gir økt utnyttelse av nettet som strekker seg ut fra områdene med mye vannkraft. I figuren under vises et øyeblikksbilde av en time med mye produksjon fra regulerbart vannkraft i NO2.

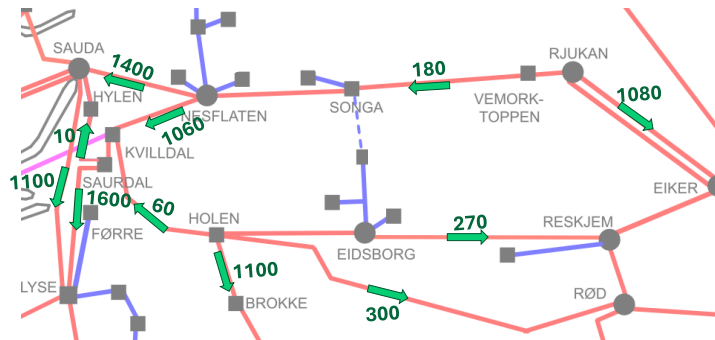
Selv om flyten ut fra stasjonen øker ser vi få flaskehalser i nettet. En av forklaringene ligger i at flyten fordeler seg godt og skal fraktes for ulike behov. Et eksempel er på linjene Holen-Brokke-Kristiansand og Holen-Rød. Kraften ut fra Holen fordeler seg mellom transport østover mot NO1, og sørover gjennom Midtre korridor i retning kablene. Midtre korridor er fra før av lite utnyttet, og tåler effektoppgraderinger godt.

Både forbruket og produksjonseffekten i Sør-Norge er godt fordelt geografisk. Transportbehovet øst-vest mellom kraftverkene er dermed lavt, som vist ved flyten øst-vest mellom Nesflaten-Rjukan nedenfor.

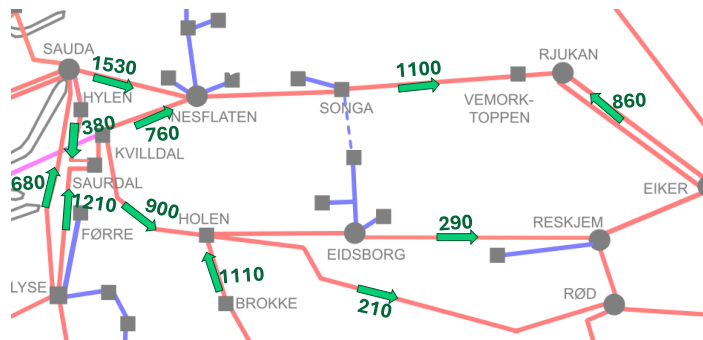
I timer med mye samtidig pumpeforbruk blir det et annet flytmønster, hvor flyten typisk går motsatt vei i transportkorridorene. Dette ser vi både langs Vestre og Midtre korridor, hvor import fra kablene skal fraktes inn mot pumpekraftverkene.

Nettet i helhet belastes mindre i timer med mye pumpeeffekt, enn i timer med mye produksjonseffekt. Pumpeforbruket skjer gjerne i timer med lave kraftpriser og generelt lite forbruk, som dermed gir god plass i nettet. I tillegg er den samlede installerte pumpeeffekten betydelig lavere enn samlet produksjonseffekt. Det blir dermed mindre last som skal fraktes når pumpene forbruker for fullt, enn når alle kraftverkene produserer for fullt.

Øyeblikksbilde av time med mye produksjonseffekt i NO2



Øyeblikksbilde av time med mye pumpeeffekt i NO2



Mer effekt gir økt flyt nord-sør på Sørlandet

Som vist bidrar mer produksjons- og pumpeeffekt til økt flyt i transportkanalene fra kraftverkene til kablene. Dette gjelder da primært gjennom Vestre og Midtre korridor, hovedsakelig på grunn av kraftverkernes og kablens plassering. Flyten gjennom Østre korridor påvirkes i mindre grad av mer produksjons- og pumpeeffekt.

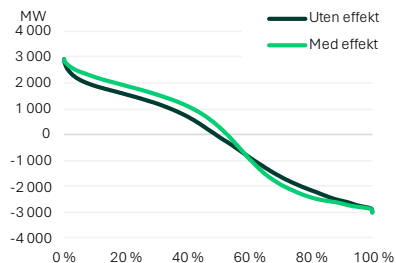
Den mest markante økningen i flyt skjer i Midtre korridor. Dette fordi det i utgangspunktet er god kapasitet på denne forbindelsen. Tilknytning av et stort pumpekraftverk i den ene enden, og mulighet for import og eksport mot Danmark i den andre gir økt flyt både nordover og sørover.

Flyten i Vestre korridor øker også, og gir noe mer flaskehals. Dette gjelder når flyten går sørover, altså i timer med mye samtidig produksjonseffekt fra effektoppgraderte vannkraftverk i NO2 og NO5. Sammenlignet med resultatene for 2050 Høy fra "Nettfornylse og effekt i NO2" får vi nå flere timer med flaskehals i Vestre korridor, men størrelsen

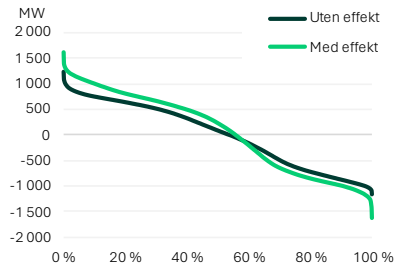
på flaskehalsen per time holder seg ganske uendret. Ettersom vi i ATK også har effektoppgraderinger i NO5, får vi flere timer med søroverflyt mot kablene. Det er viktig å påpeke at vi ikke får økt maksflyt på korridorene, men at det blir flere timer med utnyttelse på høy flyt. Hvor høy flyt som transporteres gjennom korridoren styres av forbruket og kapasiteten på kablene, ikke total installert effekt i vannkraften.

I timer med flyt nordover, er derimot ikke Vestre korridor begrensende. Dette kan igjen forklares ved at total installert pumpeeffekt er betydelig lavere enn total produksjonseffekt. I timer hvor import fra kablene skal dekke pumpeforbruk, er det altså mindre flyt som skal gjennom korridoren. I tillegg vil flyten fra import fordele seg på alle tre korridorene nordover. Mens flytøkningen i Vestre og Midtre korridor i stor grad benyttes til å dekke pumpeforbruket, går en betydelig andel av importen via Østre korridor for å møte forbruket på Østlandet.

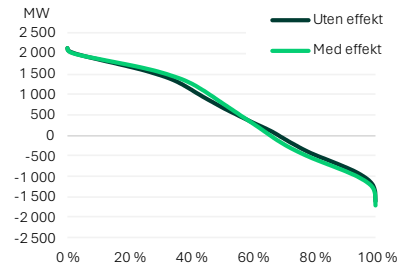
Flyt Vestre korridor - nordover



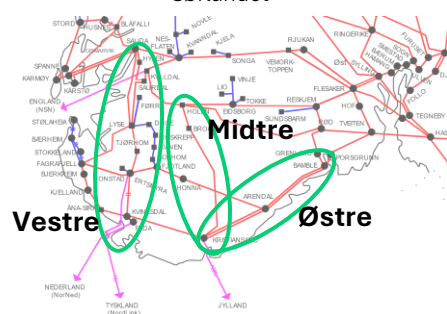
Flyt Midtre korridor - nordover



Flyt Østre korridor - nordover



Sentrale transportkorridorer på Sørlandet



Nettet ut til mellomlandsforbindelsene tåler mye flyt

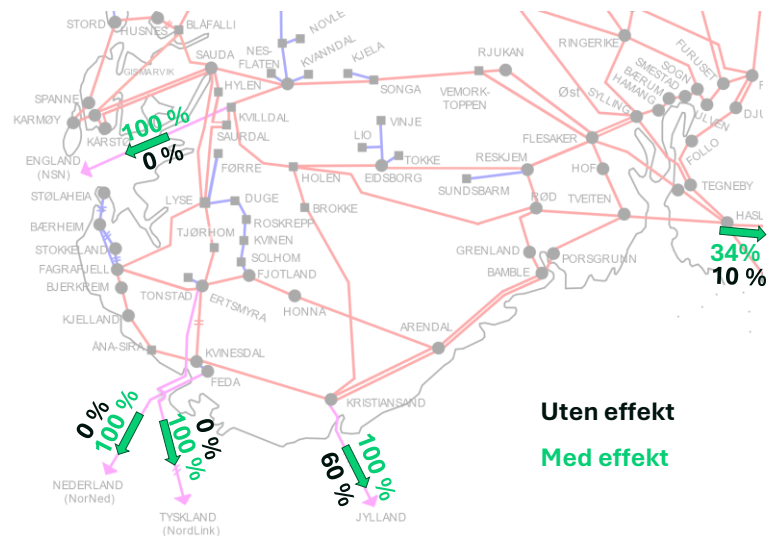
Mer produksjons- og pumpeeffekt gir økt utnyttelse av mellomlandsforbindelsene. I figuren vises et øyeblikksbilde av en time med mye samtidig produksjon fra regulerbar vannkraft i NO2. I figuren er belastningen på kablene før og etter det legges til effektoppgraderinger markert. Residualforbruket i den aktuelle timen er likt i begge scenarioer.

I Uten effekt er kraftprisen i NO2 150 €/MWh og samlet produksjon fra regulerbar vannkraft 19 GW i hele Sør-Norge. Dette er i denne timen tilstrekkelig for å dekke forbruket, og det er lite flyt på kablene. I Med effekt har samlet produksjon i denne timen økt til 27 GW. Dette gir tilstrekkelig med effekt til å samtidig ha full flyt på alle HVDC-kabler. NO2-prisen dekobles fra europeisk og reduseres til 100 €/MWh.

Vi får flere tilsvarende timer som denne i Med effekt. Samtidig kan ikke flyten ut mot og på mellomlandsforbindelsene bli større enn hva utvekslingskapasiteten på disse er, uavhengig av hvor mye produksjonseffekt som er installert i vannkraften. Maksflyten blir altså ikke påvirket, men vi får flere timer med flyt opp mot maks. Det er først når samlet utvekslingskapasitet ut av Sør-Norge og norsk forbruk øker, samtidig som produksjons- og pumpeeffekten øker, at maksflyten vil øke.

Vi ser svært få flaskehalser i slike øyeblikksbilder. Dette kan forklares ved at transportkanalene ut til mellomlandsforbindelsene er dimensjonert for å tåle full utnyttelse av disse. I tillegg er både produksjonen, forbruket og kabelpunktene godt distribuert i nettet. Ved mye lokalt forbruk i nærheten av et kabelpunkt, vil det gi større flaskehalser i transporten hit.

Øyeblikksbilde av time med mye produksjon og flyt på mellomlandsforbindelser



Flyten påvirkes mindre nordover i landet

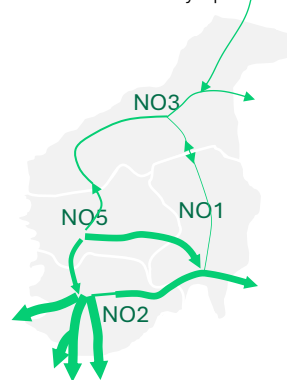
Økt produksjons- og pumpeeffekt påvirker flyten i langt mindre grad nordover i nettet, enn hva som er tilfellet nær vannkraftoppgraderingene og mellomlandsforbindelsene i Sør-Norge. Figurene viser typiske flytmønstre i timer med høy samtidig produksjonseffekt og tilsvarende for høy pumpeeffekt, i hele Sør-Norge. Tykkere piler indikerer økt flyt, mens de tynneste indikerer lite endring. Mønstrene er basert på et større utvalg av de timene med hhv. høyest produksjons- og pumpeeffekt.

Økt produksjonseffekt fører til flere timer med maksimal flyt på mellomlandsforbindelsene og økt flyt i transportkanalene ut mot disse, som vist tidligere. I tillegg øker flyten i korridorene fra vannkraften i NO2 og NO5, mot SE3. Flyten mellom Sør- og Midt-Norge endres derimot i svært liten grad i timene med mye produksjonseffekt. Mellom NO1 og NO3 reduseres flyten noe i begge retninger, og det blir heller ingen stor endring mellom NO5 og NO3.

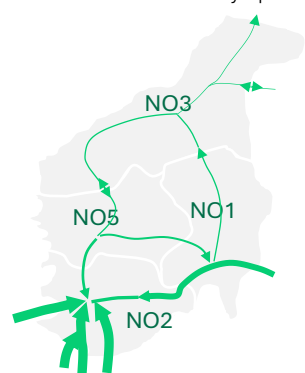
I timer med høyt samtidig pumpeforbruk i NO2 kommer kraften i hovedsak fra utlandet, ettersom prisene her er lavest når pumpene typisk er i drift. For resten av Norge er endringene i flytbildet mindre. Flyt fra økningen i import absorberes i stor grad av pumpene i indre NO2. Når det er et såpass kort transportbehov for å dekke pumpeforbruket, påvirker det flyten ellers i landet i liten grad.

Vi har ikke simulert med pumpekraftverk i NO3 i denne analysen. Dersom det kommer et stort pumpekraftverk i NO3, som skal utnytte kortsiktige prisvariasjoner, vil dette gi høyere flyt i transportkanalene helt opp til NO3. Det er imidlertid ingen nåværende planer om dette.

Flytmønster i timer med mye produksjonseffekt



Flytmønster i timer med mye pumpeeffekt



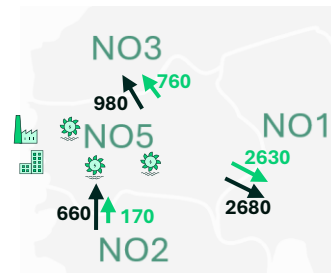
Mye mer effekt kan også redusere transportbehovet

Selv om effektoppgraderinger gir økt flyt ut fra selve stasjonen de er tilknyttet, vil det ikke nødvendigvis bidra til økt flyt i sentrale transportkorridorer. Behovet for mye produksjonseffekt oppstår i timene med et høyt forbruk. Flyten fra effektoppgraderinger som ligger plassert i nærheten forbrukspunkter vil da primært kunne gå til å dekke for lokalt forbruk, og dermed redusere behovet for overføring av kraft fra tilstøtende områder. I det store bildet vil dette dermed bidra til å avlaste transportkorridorer, forutsatt at magasinene har energi tilgjengelig som kan omsettes i effekt.

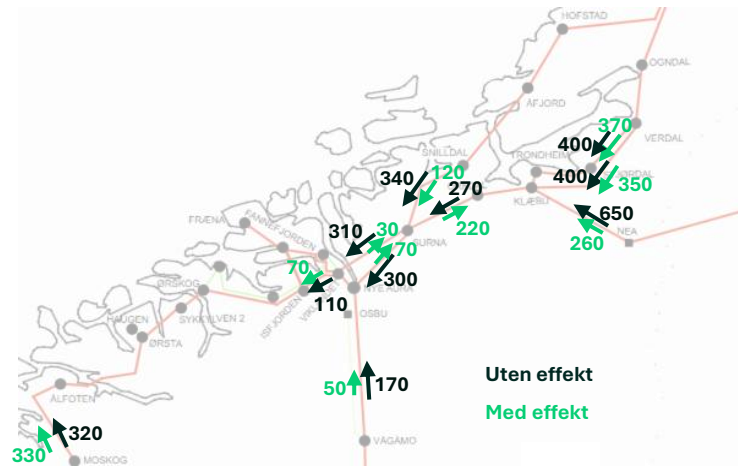
Figurene viser øyeblikksbilder av ulike timer med høyt forbruk i henholdsvis NO5 og NO3. I scenario Med effekt kommer det effektoppgraderinger på omtrent 1,2 GW i BKK og Hallingdal, og 1,3 GW i NO3 hvor det meste kommer i Møre. I BKK er mye av forbruket lokalisert i Bergensområdet, mens de største vannkraftverkene ligger noe mer inn i landet. Med effektoppgraderte vannkraftverk vil det i timer med høyt forbruk bli en omfordeling av hvor produksjonen kommer fra, ettersom mer av forbruket kan dekkes av lokal vannkraft. I dette tilfellet reduseres flyten mellom NO2 og NO5, ettersom mer av produksjonen skjer i vannkraftverk i Bergensområdet. I tillegg går det mindre flyt nordover mot NO3 på grunn av økt produksjon i effektoppgraderte kraftverk i NO3 i samme time.

I NO3 er en betydelig andel av forbruket lokalisert i Sunndalsøra Aluminium. I Uten effekt går det meste av kraftflyten mot Sunndalsøra, mens vi i Med effekt ser at flytretningen snur eller reduseres betydelig. I denne timen utnyttes store deler av den ekstra installerte effekten i Med effekt, hvor mye av det ligger sentralt plassert i NO3. Den økte tilgjengeligheten på effekt gjør det mulig å dekke en større andel av forbruket i området, og reduserer samtidig behovet for import gjennom transportkorridorene i perioder med høyt forbruk.

Øyeblikksbilde av flyt i en time med mye forbruk i BKK



Øyeblikksbilde av flyt i en time med mye forbruk i NO3



6 – Kapasitet til forbruk i NO3 og solkraft i NO1

Det er mange planer og prosjekter om økt forbruk og ny produksjon i ulike deler av Norge. Mange av disse vil falle fra av ulike grunner. Og det er lite sannsynlig at det blir veldig høy ensidig vekst av enten forbruk eller produksjon i enkeltstående regioner. For Statnett er det likevel relevant å forstå konsekvensene av denne typen høy og ubalansert vekst.

I denne delstudien ser vi nærmere på forbruksvekst i NO3 og utbygging av mye solkraft i NO1. Vi fokuserer på markeds- og nettsituasjonen rundt 2035.



Hovedpunkter

Midt-Norge

- Det er mange planer om nytt forbruk i NO3, og dersom dette kommer uten ny produksjon blir energiunderskuddet i NO3 større enn i dag.
- Når vi øker forbruket i NO3 ensidig uten tilsvarende vekst i produksjonen blir det mer flyt inn til området. For å få til denne økte flyten inn til området heves vannverdiene i vannkraften i NO3 – og det blir høyere snittpriser enn i andre budområder.
- Ved 15-20 TWh/2 GW forbruksvekst fra i dag i NO3 blir simulert snittpris i NO3 ca 20 €/MWh høyere enn naboområdene – Da vil markedet begrense videre ensidig skjevfordelt forbruksvekst i NO3.
- Høy forbruksvekst i NO3 vil trolig bare kunne skje i et scenario der det også er høy vekst i andre områder. Når vi simulerer med et større underskudd på minus 20 TWh i Sør-Norge blir prisene også raskere så høye at det trolig bremser veksten i forbruket.
- Med nettet som er planlagt til 2035 blir det en merkbar økning i energiknapphet i NO3 ved forbruksvekst på 20-22 TWh/2,6 GW, hvor forbruk må koble ut lengre perioder om vinteren i de fleste værår.
- Mer variabel produksjon i samme størrelsesorden som forbruksveksten målt i energi utligner økningen i snittprisen i NO3.
- Bedre utnyttelse av ledningen inn til NO3 fra Sverige med systemvern gir kapasitet til mer forbruk i NO3.

Solkraft på Innlandet

- Det er store planer om ny solkraft på Innlandet. Hvis dette kommer vil det gradvis gi økt flaskehals mellom Mjøsregionen og Oslo.
- Til tross for at flaskehalsen er midt i NO1 viser simuleringene at den håndteres effektivt i markedet. Dette skyldes at den regulerbare vannkraften i NO1 ligger nord for begrensingen. Ved flaskehals vil lavere priser gi redusert vannkraftproduksjon og gi plass til solkraften.
- Med transmisjonsnettet slik det er planlagt rundt 2035 vil det etter vår vurdering være kapasitet til å knytte til store mengder solkraft. Det er først når vi simulerer med en solkraftproduksjonen større enn 3,5 GW_{ac} at vi når en grense der modellen ikke lenger klarer å løse begrensingene i simuleringene. Dette fordi det da ikke lenger er nok vannkraft igjen å skru av.
- En svakere utvikling i sommerforbruket i regionen enn det vi har lagt til grunn i vårt Medium-scenario vil redusere denne tilknytningsevnen, mens sterkere utvikling vil virke motsatt.
- Alle simuleringene er gjort under forutsetning av at det er nok transformorkapasitet i den enkelte stasjon, samt kapasitet i regionalnettet under. Normal prosess med Driftsmessig Forsvarlig-analyser vil gjelde.
- Mye solkraft gir lavere priser og dermed også lavere inntjening for solkraften. Redusert oppnådd kraftpris kan begrense utbyggingen av solkraft før vi når uholdbare mengder. Dette forutsetter at det ikke er subsidieordninger for solkraften.

Midt-Norge har energiunderskudd i dag og det kan bli større

Midt-Norge har i dag energiunderskudd i et normalår, mens samlet balanse for Midt- og Nord-Norge er positiv med ca. 5 TWh. Nord-Sverige (SE1 og SE2) har et overskudd på 50–55 TWh, noe som gjør NO3 til et transittområde for eksport av energioverskudd fra nord.

Spenningsoppgraderingen av Surna–Sunndalsøra og den nye kabelen under Trondheimsfjorden øker kapasiteten mellom NO4 og NO3. Videre bidrar oppgraderingen av 420 kV Sunndalsøra–Lillehammer til økt kapasitet mellom NO1 og NO3, mens interne nettførsterkninger i NO5 styrker forbindelsen mellom NO5 og NO1. Til sammen utgjør disse korridorene sammen med 420 kV-forbindelsen mot Sverige korridorene inn til NO3.

Det er mange planer om nytt forbruk i NO3. Nytt forbruk i NO3 må dekkes av ny intern produksjon eller import. I Medium-scenario 2035 er forbruk og produksjon i NO3 balansert, men underskuddet består. Ved ytterligere forbruksvekst er økningen ensidig, bortsett fra at vi tar med effektoppgraderinger på Nordvestlandet og Møre (1,3 GW) som til sammen gir økt produksjon på 0,7 TWh.

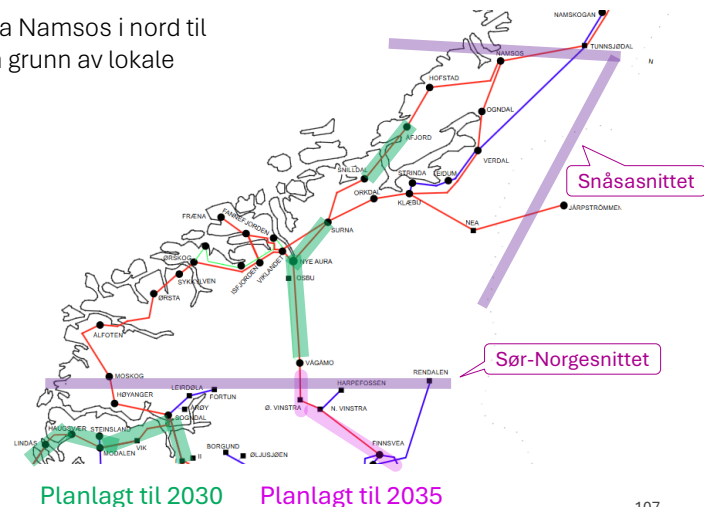
I scenarioene med ytterligere forbruksvekst for 2035 fordeler vi forbruket på stasjoner spredt i fra Namsos i nord til Høyanger i sørvest. Kun en mindre andel av forbruksøkningen kan være på Sogndal-Isfjorden på grunn av lokale begrensninger som beskrevet i ATK23*.

Scenarioer med videre ytterligere forbruksvekst i NO3 i 2035

Navn	Økt fra 2035 Medium [MW]	Økt fra 2035 Medium [TWh]	Økt fra i dag [MW]	Økt fra i dag [TWh]	Norsk energi- balanse [TWh]	MW økning per stasjon				
						Istid	Klæbu	Namsos	Høyanger	Ålroten
Forbruk 1	1000	9	1500	15	-11	350	350	-	150	150
Forbruk 2	1500	13	2000	19	-15	600	600	-	150	150
Forbruk 3	2100	17	2600	22	-19	600	600	600	150	150

*ATK 2023-2050

Planlagt nett til 2030 og 2035



Ensidig forbruksvekst har en grense – markedet begrenser

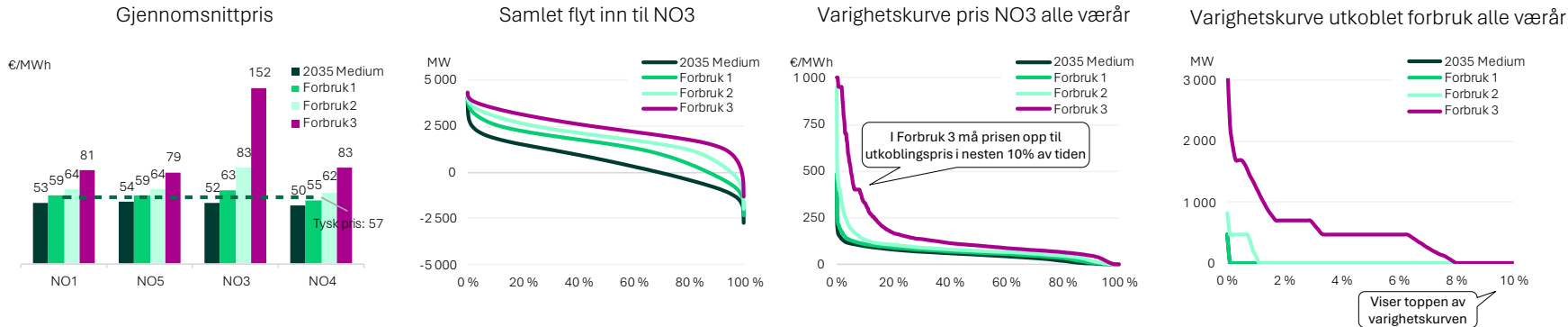
Scenarioene med ytterligere forbruksvekst i NO3 dekkes av import fra Sverige og kontinentet. For å oppnå dette må vannverdiene i magasinene i NO3 – og delvis også i øvrige prisområder i Sør-Norge – prises høyt nok. Dette reguleres av markedet, og kraftprisene i NO3 blir etter hvert betydelig høyere enn i andre norske budområder og i utlandet.

De høye kraftprisene fungerer som et tydelig prissignal til markedet og gjør en ensidig, skjevfordelt forbruksvekst lite sannsynlig. Forbruksveksten i NO3 vil enten begrenses, eller ny kraftproduksjon vil komme på plass før man når et scenario som Forbruk 3.

Simuleringene viser imidlertid at nettet i stor grad kan håndtere forbruksveksten. Forbruk 2, med 13 TWh vekst fra Medium-scenario og et energiunderskudd i NO3 på -17 TWh, forsynes i de fleste timer over de 29 værårene vi simulerer.

I tørrårene går noen magasiner tomme for vann ved høy forbruksvekst, som videre gir lavere lokal produksjonseffekt. I tillegg er det tilnærmet kontinuerlig import og etter hvert flaskehals på korridorer inn til NO3 i scenarioene med høy forbruksvekst. Ved flaskehals og redusert lokal produksjonseffekt får man etterhvert effektknapphet i NO3, og forbruket må reduseres for å skape balanse mellom produksjon og forbruk. Da er det forbruksutkoblingen som setter prisen. Det er usikkerhet knyttet til hvilken kraftpris industrien vil redusere forbruket, i vår modell skjer dette ved en kraftpris mellom 400 – 1000 €/MWh.

Mellom Forbruk 2 og Forbruk 3 nås et knekkpunkt, og forbruk må koble ut i lengre perioder vinterstid i de fleste værår for å skape balanse mellom forbruk og produksjon.



Ensidig forbruksvekst gir økt import og flaskehals fra Sverige

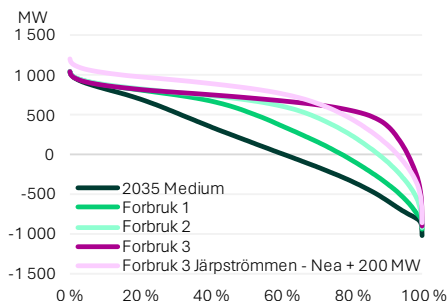
I 2035 har vi et kraftoverskudd i Nord-Sverige på ca. 40 TWh. Kraftprisen er lavere i Nord-Sverige enn på kontinentet, og nytt forbruk i NO3 gir raskt høy flyt inn fra Sverige. Allerede i Forbruk 1 er det flaskehals på import fra SE2 til NO3 i 40 % av tiden, og dette øker til 95 % i Forbruk 3.

Flaskehalsen skyldes snittbegrensningene inn til NO3. Snittene Sogndal–Høyanger, Ålfoten–Ørsta begge NO5–NO3, Vågåmo–Aura (NO1–NO3) eller Tunnsjødal–Namsos (NO4–NO3) på Järpstrømmen-Nea (SE2–NO3) begrenser alle i datasettene med høy forbruksvekst.

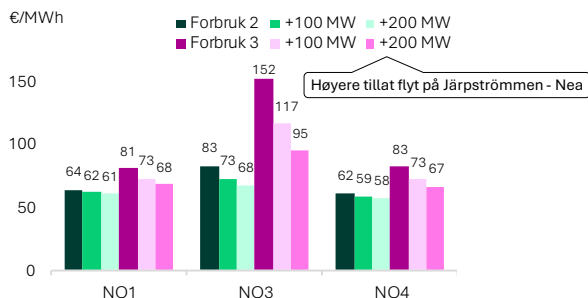
I 2035 har vi 1100 MW som grense på Järpstrømmen-Nea etter utfall av en av de andre transportkanalene inn til NO3. Dersom disse snittene driftes med høyere kapasitet vil det fortsatt være flaskehals i store deler av tiden med flyt for å få overført mest mulig energi fra Nord-Sverige til NO3.

Med økende flaskehals på snittbegrensningene inn til NO3, prioriteres import på kablene over import fra SE3-NO1, da import på kablene avlastar de begrensende snittene mer sammenlignet med økt nettoposisjon i SE3. Noe av importen fra kontinentet går veien gjennom NO1 til SE3 og videre til NO3 gjennom SE2 – og det blir derfor mindre netto import fra SE3-NO1 i datasettene med høyere forbruksvekst.

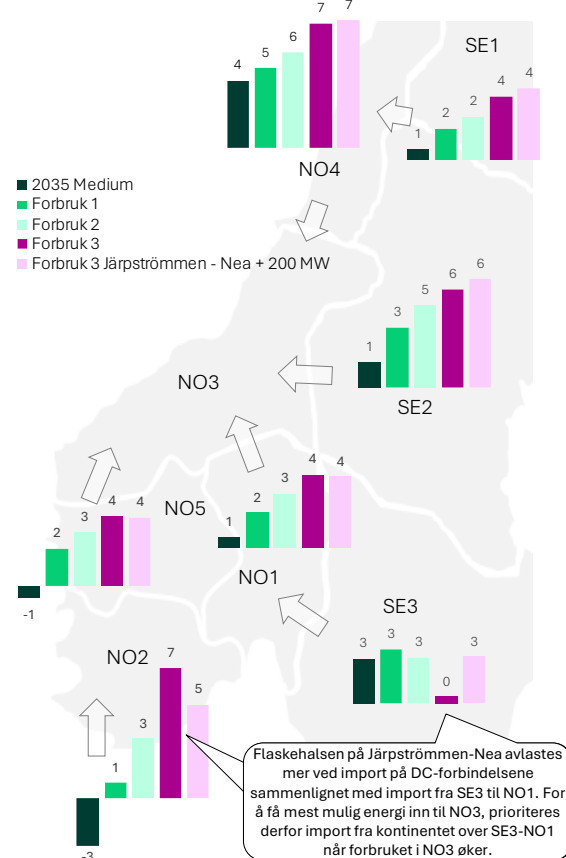
Varighetskurve for flyt SE2-NO3 2035



Gjennomsnittspriser ved høyere kapasitet på Järpstrømmen – Nea 2035



Netto energioverføring snitt over alle værår (TWh)



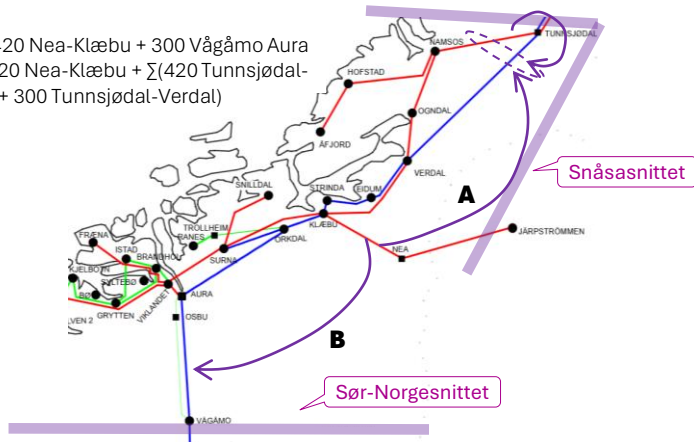
Systemvern med BFK kan gi høyere kapasiteter inn til NO3

Systemvernet med belastningsfrakobling (BFK) på Sunndalsøra Aluminium er i dag et viktig kapasitetshevende tiltak for underskudd i Midt-Norge. Vernet er bryterstyrt og utløst ved utfall av 420 Nea-Klæbu. Landssentralen aktiverer vernet trinnvis og maksimalt BFK-volum er opp mot 650 MW.

Dagens drift og systemvern er tilpasset dagens nett og når vi oppgraderer til 420 kV fra Sunndalsøra, gjennom Gudbrandsdalen til Lillehammer kaster vi om på hvilke ledninger som er relevante for utfall og som begrensende komponenter.

Relevante snitt med BFK Asu i dagens drift

- A:** 30 % 420 Nea-Klæbu + 300 Vågåmo Aura
- B:** 45% 420 Nea-Klæbu + Σ (420 Tunnsjødal-Namsos + 300 Tunnsjødal-Verdal)

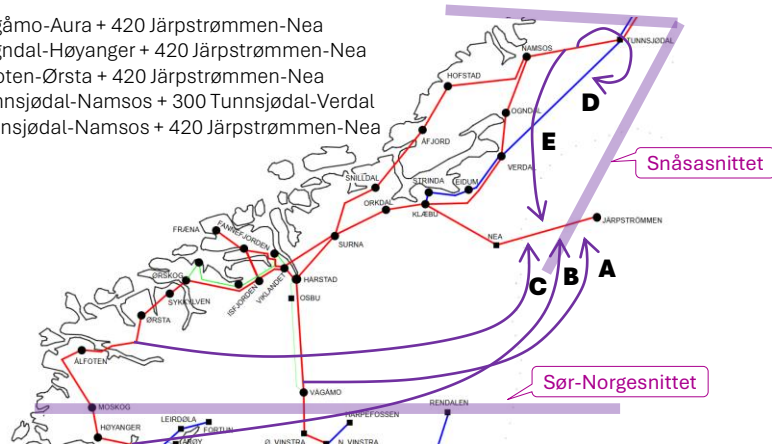


Ved høy forbruksvekst i NO3 er det utfall på ledningen fra Sverige som begrenser flyten inn til NO3. På forrige side viste vi effekten av 100 og 200 MW høyere flyt på Järpströmmen-Nea. Et av tiltakene som kan gi høyere kapasitet på snittene er systemvern for utfall av Vågåmo-Aura.

Innføring av BFK kan være en krevende prosess, særlig på sensitivt forbruk som aluminiumsproduksjon. Drifta må til enhver tid ha kontroll på aktiveringen og om kombinasjoner med andre systemvern kan føre til kaskadering. For å oppnå tilsvarende virkning som kapasitetsøkning, må vi innføre BFK på et potensielt uakseptabelt stort antall utfall. Tiltak for å heve kapasiteten er derfor klart å foretrekke.

Begrensende snitt i 2035

- A:** 35% 420 Vågåmo-Aura + 420 Järpströmmen-Nea
- B:** 35% 420 Sogndal-Høyanger + 420 Järpströmmen-Nea
- C:** 35% 420 Ålfoten-Ørsta + 420 Järpströmmen-Nea
- D:** 55% 420 Tunnsjødal-Namsos + 300 Tunnsjødal-Verdal
- E:** 25% 420 Tunnsjødal-Namsos + 420 Järpströmmen-Nea



Høy forbruksvekst mulig med ny lokal variabel kraftproduksjon

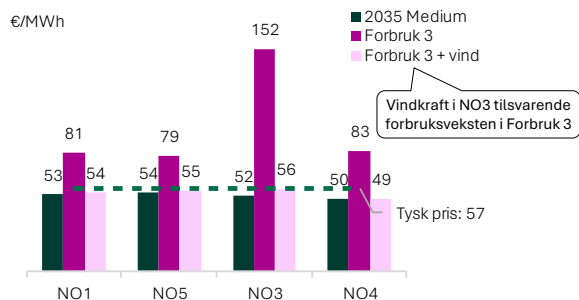
Ensidig forbruksvekst gir etter hvert kontinuerlig høy flyt på korridorene inn til NO3 og i Forbruk 3 er det flaskehals på minst et av snittene med utfall på Järpstrømmen-Nea 90 % av tiden. I de tørrere årene av de 29 værårene vi simulerer går NO3 tom for vann i flere magasiner ved høy forbruksvekst. Med flaskehals på korridorene inn blir det da effektknapphet og forbruk som reduseres for å skape balanse mellom produksjon og forbruk.

Dersom det bygges ut vindkraft i NO3 tilsvarende forbruksøkningen, øker snittprisene i NO3 kun med et par €/MWh i forhold til Medium.

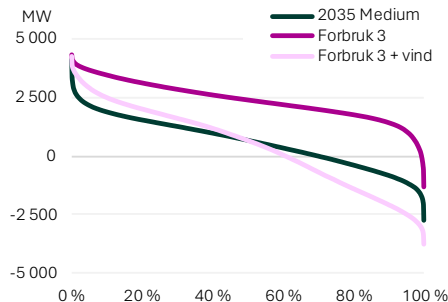
Forbruksøkningen er modellert som et flatt forbruk, mens vindkraft varierer. Vannkraftverkene i NO3 setter vannverdiene slik at de sparer på vannet i perioder med høy vindkraftproduksjon – og det er vann igjen i de tørreste årene vi simulerer.

Forbruksscenarioene inneholder 1,3 GW/0,7 TWh mer vannkraft enn Medium-scenariot for 2035. Dette er prosjekter som kan komme til 2035. Uten disse prosjektene skal det mindre forbruksvekst til før det blir energimangel med påfølgende effektknapphet.

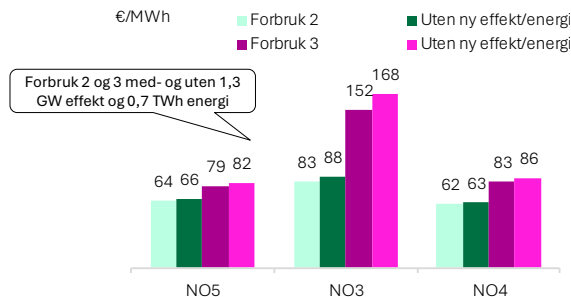
Gjennomsnittspriser i 2035



Varighetskurve for flyt inn til NO3 i 2035



Gjennomsnittspris i 2035 med- og uten ny produksjon ved ulik forbruksvekst



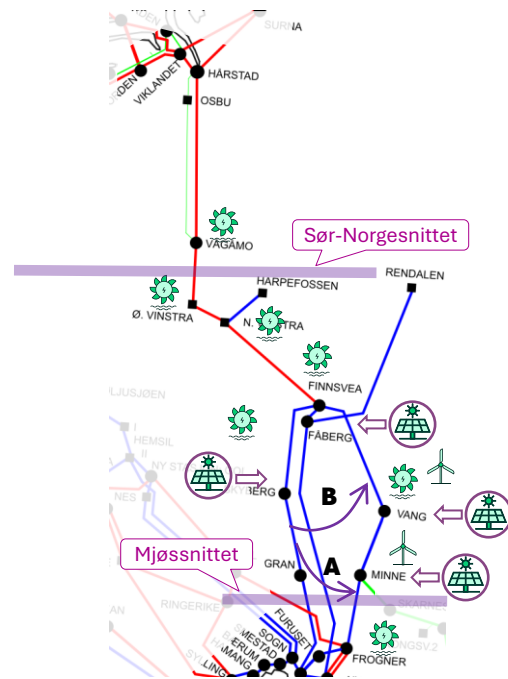
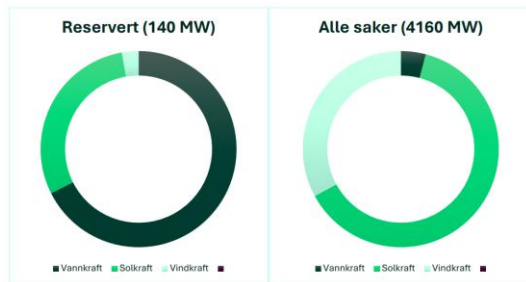
Solkraft på Innlandet – store planer og lang tilknytningskø

På Innlandet finnes det mange planer om utbygging av solkraft. Det er i dag gitt konsesjon til 20 MW_{ac}, mens vi i kapasitetskøen har 1900 MW_{ac} solkraft. Dette er prosjekter som er modenheitsvurdert og som har bestilt kapasitet.

Mer solkraft i Innlandet vil gi økte flaskehalser internt i NO1 mellom Innlandet og Oslo. Her er nettet relativt svakt inntil vi får målnettet med to 420 kV ledninger fra Lillehammer (Fåberg) til Oslo rundt år 2040. Før den tid har vi tre 300 kV ledninger mot Oslo fra nord. Flyten sørover er da begrenset av flere snitt som vi i sum kaller Mjøssnittet.

I denne analysen ser vi på utfordringer i transmisjonsnettet, altså flyten fra Innlandet mot Oslo, og ikke på lokale forhold i regionalnettet. Våre funn vil derfor ikke fange opp begrensninger regionalt fra solparkene til en stasjon i transmisjonsnettet og behovet for transformorkapasitet. Utfordringen med flaskehalsene som oppstår vil forsterkes av at overføringsbehovet fra solkraft er klart høyest om sommeren og at høye temperaturer gir lavere kapasitet i nettet.

Figur fra områdeplan Innlandet¹⁾ – Reservert og omsøkt kapasitet til produksjon per type



A: 40 % Skyberg-Gran + Minne-Frogner

B: 25% Skyberg-Gran + Finnsvea-Vang

¹⁾: Statnett.no – For aktører i kraftsystemet – Områdeplan Innlandet 2025

Batterilager kan heve oppnådd kraftpris for solkraft

Når man snakker om solkraft er det viktig å skille mellom MW_p og MW_{ac} . Den første er en referansestørrelse som angir et panels ytelse under gitte standardiserte forhold, som i realiteten kun eksisterer i laboratorier. Dette er nødvendig for å kunne omsette et produkt som vil variere så mye med hvor og hvordan det blir anvendt.

MW_{ac} er maksimal effekt levert ut av vekselstrømsiden i tilknytningspunktet, hensyntatt alle spesifikke forhold for dette prosjektet. Dette er den størrelsen som er interessant for nettilknytningen, og så er antallet MW_p installert for å oppnå dette mer et spørsmål lokale forhold og om utviklers prosjektering og optimalisering.

Solseriene vi har benyttet oss av er levert av NVE¹⁾ og er basert på ERA5-værdata fra ECMWF²⁾. For NO1 gir de en gjennomsnittlig brukstid på ca. 10 %, og energimengden for simuleringene er vist i tabellen under.

Sensitiviteter for solkraft og plassering i nett

Case	E [TWh]	Stasjon	Fordeling
2,0 GW_{ac}	2,11	Fåberg	25 %
2,5 GW_{ac}	2,63	Vang	25 %
3,0 GW_{ac}	3,16	Minne	25 %
3,5 GW_{ac}	3,68	Skyberg	25 %

¹⁾: Værdatasett for kraftsystemmodellene – NVE

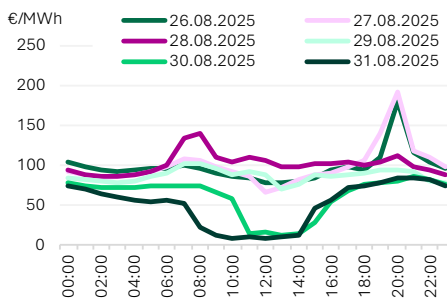
²⁾: ECMWF Reanalysis v5

Priskurvene i midten viser et eksempel på hvordan vi allerede i dag går tom for nedadgående fleksibilitet midt på dagen enkelte dager, primært i helgene, og at dette gir priskollaps.

Det har blitt stadig vanligere å bygge solkraftverk med et batterilager for å understøtte anleggets oppnådde salgspris for produsert kraft. Batterilageret virker ved å koordinere lading og utlading for å flytte produksjon fra timene hvor det er overflod av solkraft midt på dagen, til timene utpå ettermiddagen hvor det er mindre produksjon og høyere forbruk. Vi simulerer ikke med slike batteri, men resultatet ville vært en noe høyere pris midt på dagen og færre nullpristimer.

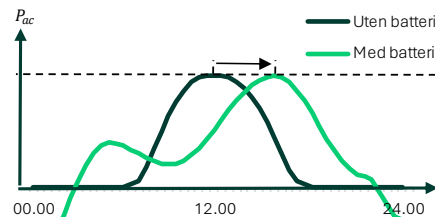
Illustrasjonen til høyre viser skematisk hvordan prinsippet med batterilager fungerer over ett døgn. Tilknytningseffekt, vist i stiplet linje, forblir den samme.

NO1 døgnmærkedspriser fra uke 35 2025*



*Kilde: Nordpoolgroup.com.

Konseptuell illustrasjon av netto utvekslingsprofil med og uten batteri

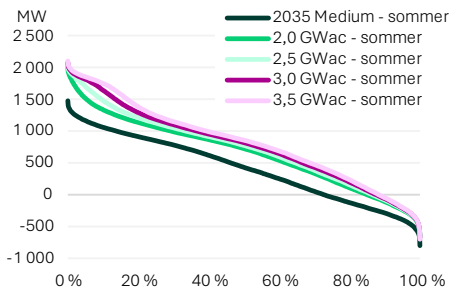


Markedet løser begrensningene ved å redusere pris

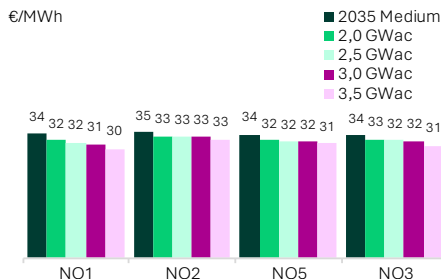
Den mest effektive måten å sikre at flyten holder seg under snittgrensene for flyt mellom Innlandet og Oslo er å regulere ned produksjonen som ligger nord for snittene i NO1. Siden produksjonen i NO1 i all hovedsak ligger der vil en reduksjon av nettoposisjonen i NO1 i markedet være nesten en-til-en med redusert produksjon fra kraftverk nord i NO1. Simuleringene indikerer derfor at flaskehalsene løses effektivt selv om de ligger midt i NO1. ¹⁾

Figuren til venstre under viser hvordan flyten er relativt lik mellom de forskjellige scenarioene i store deler av varighetskurven, før de skiller lag og forskjellen blir større i den høyeste delen av varighetskurven. Dette er timene midt på dagen hvor produksjonen er størst. Kombinasjonssnittene i området begrenser flyten over Mjøssnittet til like under 2000 MW i sørlig retning.

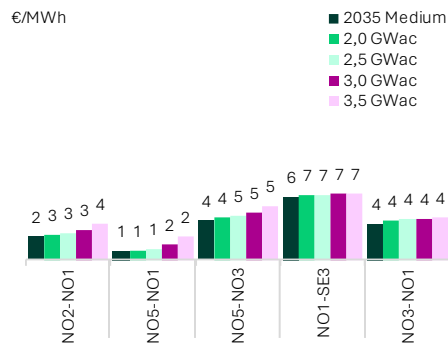
Varighetskurve for sommerflyt på Mjøssnittet



Gjennomsnittspriser 2035 - sommer



Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell
2035 - sommer



¹⁾: Selv om simuleringene viser at markedet løser flaskehalsen med mer solkraft, vil det være behov for ytterligere analyser for å klargjøre hvorvidt det er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer solkraft.

Flaskehalshåndtering og samtidighet gir flere nullpristimer

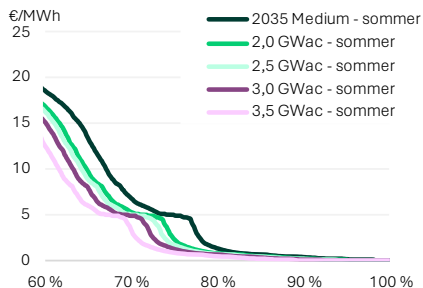
Mer solkraft gir rundt 10 %-poeng flere nullpristimer, fra ca. 75-persentilen¹⁾ til ca. 66-persentilen. Trolig kommer hele denne i solkraftverkenes produktive timer. 60-persentilsprisen faller fra ca. 19 €/MWh i 2035 Medium til ca. 13 €/MWh med 3,5 GW_{ac} solkraft tillagt.

Allerede i 2035 Medium er det rundt 25 % nullpriser på sommeren, før vi legger til mer solkraft. Sommerprisen på kontinentet i våre 2035-scenarier er preget av mye solkraft og dertil hørende volatilitet. Nullprisene smitter til Norden. Det er også mye uregulert vannkraft i NO1 og særlig tidlig på sommeren mens noe smelting fremdeles pågår i fjellene kan disse ha til dels høy vannføring.

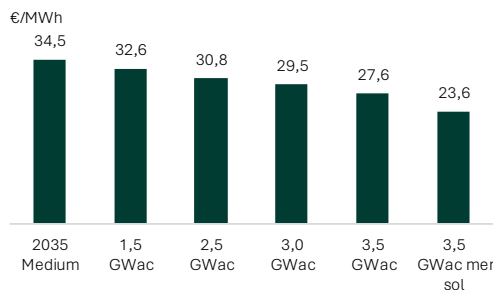
I midten kan vi se at trenden er tiltagende fall i oppnådd pris for sol som funksjon mengden solkraft i Innlandet. Når oppnådd pris er såpass sterk selv på 3,5 GW_{ac} i NO1 har det med fleksibiliteten i vannkraften og lite solkraft ellers i det nordiske systemet å gjøre. Det er lite realistisk at solkraft kun kommer i NO1, og når vi simulerer med mer sol ellers i sørlige Skandinavia ser vil ytterligere fall.

Til høyre viser vi prisen i NO1 gjennom to uker i på forsommeren av 2007 for 2035 Medium og for 3,5 GW_{ac}-scenarioet. For NO1 var 2007 et ganske normalt år med tilsig rundt gjennomsnittet. Vi ser at scenarioet med mye sol forsterker sagtanneffekten og lager nullpristimer der det i 2035 Medium ikke er det. Samtidig er det mange produktive timer i første del hvor fleksibiliteten er tilstrekkelig til å understøtte oppnådd pris på 15-20 €/MWh-nivået.

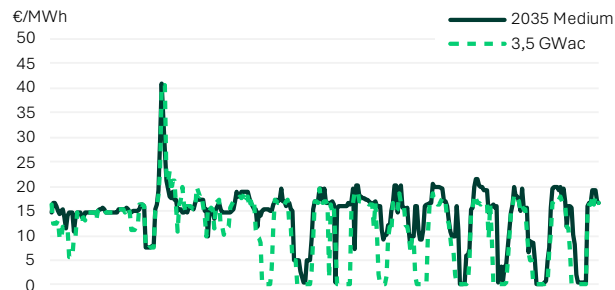
Varighetskurve for sommerpris i NO1



Oppnådd pris for solkraft i NO1



Simulert pris i NO1 – Uke 22 og 23 i værår 2007



¹⁾: Merk at vi modellerer kjernekraft med utkoblingspris på 5 €/MWh selv om de ikke egentlig kobler ut og inn fra en time til en annen. Derfor teller vi med disse timene som nullpristimer.

Prisutviklingen i andre land har mye å si for oppnådd pris

Simuleringene på forrige side er gjort i Medium-scenario for 2035 forbruks- og produksjonsutvikling sammen med Basis-scenario for prisutviklingen ellers i Europa. Som nevnt henger nordiske priser, særlig sør for Sør-Norgesnittet og Snitt 2, tett sammen med de europeiske.

Prisvariasjonen og særlig andelen nullpristimer i Europa er relevant for mengden nullpris i Norge og solkraftverkene sin oppnådde pris. Figuren til høyre viser våre alternative prisscenarioer i varighetskurven for Tyskland. Høypris har høyest prisvariasjon av scenarioene og også flest lave priser.

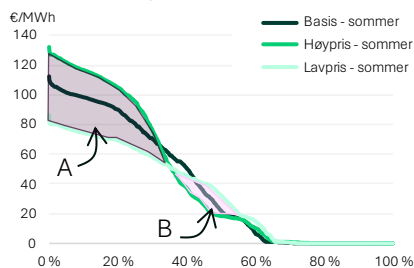
Figuren i midten og til venstre viser hvordan de ulike prisscenarioene i Tyskland slår ut på sommerprisen i Norge. Varighetskurven for sommerpris i NO1 viser hvordan de nedre 40 % av varighetskurven i 3,5 GW_{ac}-scenarioet påvirkes av de europeiske prisscenarioene. I Høypris øker antallet nullpristimer med ca. 5%-poeng i forhold til Basis, mens

det for Lavprisscenarioet er om lag tilsvarende færre nullpristimer.

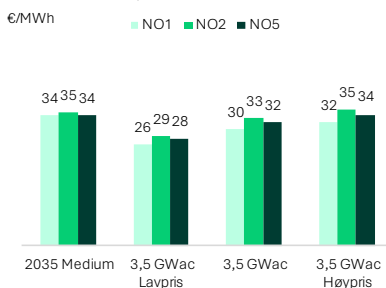
Andelen nullpristimer i NO1 øker mest i Høyprisscenarioet fordi Høypris har flest timer med lav pris i timer hvor det er solkraftproduksjon i NO1. Dette tilsvarer område B i figuren til høyre. Dette til tross for at Høypris, i område A, også har flere timer med mye høyere priser.

Når oppnådd pris allikevel er høyere i Høyprisscenarioet enn i Lavpris er det på grunn av den større differensen i område A, samt de solproduktive timene på vår- og høstmånedene.

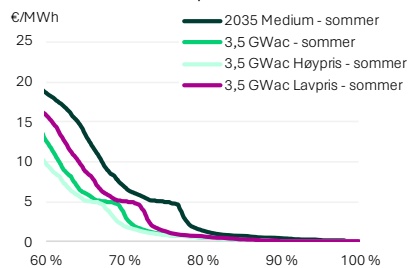
Varighetskurve for tysk sommerpris i 2035 med ulike prisscenarioer fra LMA24



Gjennomsnittlig sommerpris i Sør-Norge med ulike prisscenarioer – 3,5 GW_{ac}



Varighetskurve for sommerpris i NO1 med ulike prisscenarioer



Oppnådd pris for solkraft i NO1 med ulike prisscenarioer

