



Analyse av transportkanaler 2023-2050

November 2023

Publisert 1. november 2023

Statnett

Forord

Transportkanalene utgjør grunnstammen i transmisjonsnettet og skal bidra til god forsyningssikkerhet og en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling av hele energisystemet. Denne grunnstammen må kunne håndtere mange usikre fremtidige scenarier for forbruk, produksjon og kraftflyt. For systematisk å fange opp og vurdere de ulike faktorene som ligger til grunn når vi fornyer og forsterker transportkanalene, utarbeider Statnett hvert andre år en ny Analyse av Transportkanaler (ATK). Analysen tar utgangspunkt i vår siste langsiktige markedsanalyse, LMA 2022, og er en del av Statnetts Systemutviklingsplan.

I årets analyse har vi fokus på behovet for tiltakene i transportkanalene slik de er skissert i Statnetts områdeplaner, hva dette gir av kapasitet og muligheter, og hvorvidt det er grunnlag for å endre noe på disse planene. Vi undersøker særlig det høye vekstscenariet fra LMA 2022 for å svare ut Statnetts strategi om å være forberedt på en høy forbruksvekst. Hovedkonklusjonen fra analysen er at vi i hovedsak trenger de samme planlagte tiltakene ved både høy og lav forbruksvekst:

Det er stort behov for utveksling i transportkanalene nå og i fremtiden. Uten planlagte forsterkninger vil flaskehalsene gi store prisforskjeller og hindre utviklingen av nytt forbruk og ny produksjon i de fleste scenarier.

De planlagte tiltakene gir mye større overføringskapasiteter i hele landet, og vesentlig mindre flaskehalsene og prisforskjeller – også ved høy vekst i forbruk og produksjon.

Transportkanalene i målnettene kan håndtere vårt høye scenario der forbruket øker til 260 TWh, forutsatt at produksjonen øker like mye og er rimelig samlokalisert med forbruket. Målnettene kan isolert sett også håndtere mye forbruk om det ikke kommer ny produksjon. Men uten produksjon øker kraftprisene og da stopper trolig forbruksveksten lenge før vi når 200 TWh.

De viktigste tiltakene er Sogndal-Sauda, Kristiansand-Oslo, Sunndalsøra-Oslo, Åfjord-Sundalsøra og Balsfjord-Varangerbotn. I tillegg er det behov for økt kapasitet mellom Norge og Sverige i nord, og høy nytte av å fornye kapasiteten til Danmark og utvide til kontinentet ved en til to hybride tilkoblinger av havvind.

Analysen og rapporten er laget av Julie Gunnerød, Eirik Tømte Bøhnsdalen, Dalibor Vagner, Kine Wold, Hallvard Breistein, Unn Torill Lyshaug, Lasse Christiansen og Anders Kringstad, med bidrag fra flere.



Sammendrag

Behov for kraftutveksling og kapasitet i målnettene til 2040

Mindre energitransport – økt nettbehov drevet av vekslende flyt og flaskehals

Dagens markedssituasjon gir et ekstra høyt overføringsbehov i transportkanalene. Store overskudd på de gjennomsnittlige energibalansene i Nord-Norge, nord i Sverige samt i Sør-Norge, gir mye enveis energitransport over lange avstander.

Vi forventer at forbruk og produksjon i Norge øker til et sted mellom 190 og 300 TWh innen 2050. Dette gir et høyt overføringsbehov i alle scenarioer de neste 30 årene, men mønsteret i utvekslingen på en del sentrale kanaler vil endre seg. Mindre energioverskudd gir mindre enveis energitransport fra Nord-Norge til Midt-Norge og videre til Sør-Norge. Samtidig gir mye mer forbruk, som primært dekkes av vind og solkraft, større behov for å flytte store volumer kraft frem og tilbake.

Utviklingen kan bli mindre balansert og gi større energitransport. Men mest sannsynlig vil markedskreftene og et jevnt geografisk fordelt potensial for vekst, bidra til en relativt balansert utvikling per landsdel over tid. Dette gjelder særlig i de høyeste vekstscenarioene der mye havvind kan knyttes rett til områder med industri.

Hvis vi beholder nettet uendret slik det er i dag, vil flaskehalsene bli så store at det hindrer utviklingen av nytt forbruk og ny produksjon. De største flaskehalsene er nord-sør på Vestlandet, mellom Sørlandet og Oslo, fra Midt-Norge til Sør-Norge og gjennom Nord-Norge. Vi ser også at det vil være mange timer med flaskehals på ledningene mellom Norge og Sverige. Dette bidrar også til prisforskjeller mellom de norske prisområdene.

Målnettene gir mer kapasitet og plass til høy vekst

I denne utgaven av ATK har vi kvalitetssikret og beregnet et stort antall kapasitetsgrenser for nettet slik det er planlagt å være i 2040, og på veien dit. Beregningene viser at det forsterkede nettet gir betydelig større kapasitet til kraftutveksling og tilknytning. Dette gir igjen vesentlig mindre interne prisforskjeller og flaskehals sammenlignet med i dag, selv med mye mer forbruk og produksjon.

Modellsimuleringene våre viser at det fortsatt vil være prisforskjeller. Å få helt like priser vil imidlertid ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt da dette vil kreve vesentlig mer nettkapasitet som blir lite brukt, både i Norge og til Sverige.

Med en parallell utvikling av mer energiproduksjon og effekt, viser våre analyser at transportkanalene i målnettene kan håndtere minst 260 TWh forbruk, som er nivået i vårt høye scenario fra LMA 2022. Fleksibiliteten i vannkraften bidrar til å jevne ut ubalansene mellom variabel havvind og et jevnt industriforbruk. En så høy vekst krever trolig også at deler av det nye industriforbruket er mer prisfølsomt enn i dag.

Det planlagte nettet for 2040 kan isolert sett også håndtere mye forbruk selv om det kommer lite nye produksjon. Men da blir det etter hvert høyere priser i Norge. Dette vil bremse og etter hvert stoppe forbruksveksten. Målnettene kan derfor levere til et høyere forbruk enn hva som sannsynligvis kan komme ut fra økonomiske forhold.

Viktige strekninger å forsterke

Analysen viser at det i hovedsak er behov for alle planlagte tiltak i transportkanalene. I uprioritert rekkefølge fremstår følgende strekninger som viktigst:

- Sogndal-Sauda
- Kristiansand-Oslo
- Åfjord -Sunndalsøra
- Sunndalsøra-Oslo
- Balsfjord-Varangerbotn
- Røssåga i Nordland – Ajaure i Sverige

Analysen viser at det trolig er behov for å fornye 300 kV-nettet østover fra Sauda tidligere enn det som per nå er planen i områdeplanene. Det kan også bli behov for å ha en ytterligere forbindelse mellom Bergensområdet og Haugalandet. I tillegg viser analysen at det er høy nytte av å opprettholde og øke kapasiteten både til Sverige og Danmark, og at det kan være rasjonelt med en til to hybride tilkoblinger av havvind.

Sammendrag

Nord-Norge (NO4)

Klart behov for økt kapasitet inn og ut av Nord-Norge i alle scenario

Kraftsystemet i Nord-Norge (NO4) har et relativt svakt nett. Dette gjør at det allerede i dag er flaskehals internt i regionen. Et betydelig regionalt overskudd på energibalansen gir også et stort overføringsbehov og mye flaskehals ut av området til Sverige og Midt-Norge.

Det er sannsynlig at forbruket i Nord-Norge øker mer enn produksjonen de første ti årene. Dette reduserer først energioverskuddet og demper flaskehalsene ut til områdene rundt. Deretter gir veksten flere timer flaskehals inn til området.

Denne utviklingen gjør at fra å ha stor enveis energitransport fra Nordland til Midt-Norge blir utvekslingen her mye mer balansert. På sikt vil det være rasjonelt å oppgradere dagens 300 kV-ledning fra Røssåga til NO3. Tiltaket gir mer kapasitet inn og ut av regionen og bidrar til lokal forsyningsikkerhet på Helgeland som er området i Nord-Norge som er best egnet for en stor vekst i både forbruk og produksjon. Imidlertid er behovet mindre enn for de øvrige tiltakene i Nord-Norge.

Økt forbruk og mer variabel produksjon og kraftpriser gjør at vi i alle scenarioer får mange timer med flaskehals til og fra Sverige. Disse er i stor grad knyttet til 220 kV-ledning mellom Røssåga i Nordland og Ajaure/Grundfors i Sverige. Å erstatte denne med en ny 420 kV-ledning vil gi betydelig økt kapasitet. Våre modellsimuleringer viser at tiltaket gir høy samfunnsøkonomisk markedsnytte. Tiltaket er også viktig for å bedre utnytte de planlagte nettførsterkninger internt i Nordland.

Nord for Ofoten er balansert utvikling sammen med planlagt nett viktig

I den nordlige halvdel av NO4 er det behov for å bygge dobbel 420 kV fra Balsfjord til Skaidi ved Alta. Det er også viktig å etablere en ny 420 kV videre østover gjennom Finnmark i tillegg til en "back-to-back" DC-forbindelse på ledningen mot Finland.

Høy forbruksvekst fra Salten og nordover vil etter hvert gi en betydelig flaskehals inn til Salten, Troms og Finnmark. Inn til dette området går det to 420 kV-ledninger, der en kommer fra Sverige. Med intakt nett vil det være mulig å overføre ca. 1200 MW, noe som begrenser hvor stort energi- og effektunderskudd det er mulig å ha innenfor dette området. En 420 kV-ledning fra Nedre Røssåga gjennom Nordland og opp til Ofoten vil øke kapasiteten inn til dette området med mellom ca. 600-800 MW. I målnettene fra områdeplanene er denne inkludert.

Våre modellsimuleringer indikerer at det er mulig med høy forbruksvekst fra Salten og nordover, selv uten en slik dublering helt til Ofoten, men dette forutsetter at det blir en parallell utvikling av forbruk og produksjon. En ny ledning gir et mer robust nett med mindre flaskehals, større fleksibilitet for vekst og lettere vedlikehold.

Endring av prisområdegrensener gir bedre ressursutnyttelse

ATK 2023 bekrefter på ny at det i mange scenarioer gir en mer effektiv utnyttelse av nettet om vi deler dagens prisområde NO4 i to. Dette vil gi mulighet til å fordele kjøringen av regulert vannkraft nord og sør i dagens NO4 på en måte som gir bedre flytfordeling og utnyttelse av transportkanalene til og fra Sverige og Midt-Norge. Det blir også enklere å håndtere en eventuell utvikling med høyere forbruksvekst enn produksjon i den nordlige delen av NO4, eller motsatt.

En eventuell endring av prisområdegrensener vil skje gjennom en regulert og formell prosess – som per nå ikke er startet.

Sammendrag

Nord-sør og kapasitet til vekst i Midt-Norge (NO3)

Stort overføringsbehov, men mindre flaskehals nord-sør med målnettet

De siste årene har det vært lange perioder med store flaskehals fra nord til sør i Norden. Dette skyldes et voldsomt overskudd i Nord, spesielt i Sverige, redusert kapasitet i nettet nord-sør i Sverige og fra Sverige til Sør-Norge. De høye prisene i Europa har gjort at flaskehalsene har gitt enorme prisforskjeller.

Flaskehalsene og prisforskjellene internt i Sverige vil bli mindre ettersom forbruket øker i de to nordligste områdene og kapasiteten i nettet nord-sør øker. Internt i Norge vil forbruksvekst i NO3 og NO4 ytterligere bidra til å redusere flaskehalsene i det norske nettet ved høy flyt sørover.

Samtidig viser vi i ATK hvordan betydelig mer vind og solkraft i hele det nordiske og europeiske markedet gir et høyt og vekslende overføringsbehov i begge retninger mellom NO3 og Sør-Norge. Uten at vi oppgraderer nettet i Gudbrandsdalen vil dette gi betydelige prisforskjeller mellom NO3 og Sør-Norge selv i et scenario med lite prisforskjeller internt i Sverige.

Oppgraderingene mellom Sunndalsøra-Oslo, gjennom Trøndelag, og over Sognefjorden øker kapasiteten mellom NO3 og Sør-Norge fra ca. 1000-1200 MW i dag til ca. 2000 MW i begge retninger. En høy utnyttelse av denne kapasiteten krever også at forsterkningene i Midt-Norge kommer på plass, kapasiteten mellom Østlandet og Sverige kommer opp mot 2000 MW igjen, Sogndal-Sauda oppgraderes til 420 kV og kompensering på Nordvestlandet.

Gitt disse nettførsterkningene og en relativ balansert utvikling i forbruk og produksjon nord og sør for Dovre blir prisforskjellene time for time mellom Midt-Norge og Sør-Norge moderate. Dette stemmer selv i vårt høye forbruksscenario hvor forbruk og produksjon øker til 260 TWh. I et scenario med mer ubalansert utvikling, for eksempel havvind primært i sør og fortsatt forbruksvekst fra Midt-Norge og nordover, blir flaskehalsene og forskjellene i prisene større.

Kapasitet til mye forbruk i Trøndelag, Møre og ned til Sogndal

Før Sunndalsøra-Oslo og de andre hovedtiltakene ellers i Sør-Norge er i drift, blir prisene i NO3 langt høyere enn i områdene rundt, selv ved en mindre vekst i forbruket. Med målnettet for transportkanalene viser våre simuleringer at det er mulig å øke forbruket med opp mot 14-20 TWh i dagens prisområde NO3 uten at kraftprisene blir mye høyere enn områdene rundt. Dersom det kommer havvind parallelt med forbruksveksten kan øke forbruket enda mer og kraftprisene kan fortsatt være konkurransedyktige.

I målnettet er det høyest kapasitet mellom Åndalsnes og Tunnsjødal. På strekningen ned til Sogndal er det i 2040 fortsatt bare én ledning – slik det er i dag. I dette området vil lokale forhold knyttet til at det bare er en ledning her begrense muligheten for å øke forbruket mer enn rundt 1000 MW / 9 TWh. Dette volumet forutsetter også en rimelig spredt lokalisering. Større volum krever bruk av systemvern på forbruket og tilknytning av forbruk vil måtte ses i sammenheng med forbruksutviklingen i Innlandet/Oslo.

Sammendrag

Vest, Sør og Østlandet (NO5, NO2 og NO1)

Vestlandet mellom Sognefjorden og Boknafjorden

Prisområdet NO5 har i dag et overskudd på energibalansen. Dette gir høy flyt og flaskehals sørover til NO2 i sommerhalvåret. De neste 20 årene forventer vi mye mer industriforbruk i Bergen, men også lenger nord på Vestlandet, samt på Haugalandet. Sammen med mer havvind gir dette høy overføringsbehov mellom Sogndal og Sauda. Hvis denne ledningen ikke oppgraderes til 420 kV, vil det være betydelige flaskehals i begge retninger.

I det framtidige målnettet er det oppgradert til 420 kV hele veien fra Sogndal til Sauda, i tillegg til det regionale nettet i Bergensområdet og på Haugalandet. Våre modellsimuleringer viser at dette kan dekke det langsiktige behovet selv i det høye scenarioet med 260 TWh forbruk i Norge. Dette forutsetter i stor grad en parallell utvikling i forbruk og produksjon langs kysten.

Det gjenstår en delstrekning i målnettet der det fortsatt bare en ledning mellom Bergen og Haugalandet. Ved høy forbruksvekst og mindre samlokalisering kan dette gi strukturelle flaskehals, og mulig behov for en ytterligere forbindelse.

Mellom Sauda på Vestlandet og Flesaker på Østlandet er det foreløpig umodne løsningsvalg, men målnettet forutsetter at mye av det gjenværende 300 kV-nettet oppgraderes til 420 kV. I ATK viser vi at det er behov for mer kapasitet i den vestlige delen nærmest Sauda først, blant annet som følge av mer effekt i lokale vannkraftverk.

Kapasitet til vekst på Østlandet inkludert Grenlandsområdet i målnettet

ATK bekrefter på ny at det blir mye økt overføring inn mot Østlandet i vinterhalvåret med mer industriforbruk på Østlandet og i Grenland, mer havvind inn til Sørlandet, og mindre overskudd i resten av Norden. Nettet må derfor tåle høy flyt inn til området. Planen er å forsterke transmisjonsnettet mellom Kristiansand og Oslo. Uten mer kapasitet i denne delen av nettet, vil det fortsatt være betydelige flaskehals mot Telemark og Sørlandet i sommerhalvåret.

I ATK beregner vi at den realiserte overføringskapasiteten samlet inn til Østlandet og Grenland øker med opp mot 3000 MW til 2040. Markedsmessig kan dette gi rom for anslagsvis 35 og 45 TWh økt industriforbruk i Grenland og på Østlandet. Forutsetningen for en så høy vekst er at det kommer inn tilsvarende energimengde ny produksjon ellers i Sør-Norge, eksempelvis som havvind.

Det er mulig å redusere vinterforbruket i byggsektoren med minst 1000 MW på Østlandet med ENØK. Da dette reduserer overføringsbehovet inn til regionen når det er størst på vinteren, gir det ytterligere rom for mer vekst. Samlet sett mener vi at det framtidige målnettet, mulighetene for ENØK og noe mer lokal produksjon gir mulighet for en samlet økning i forbruket på rundt 40-50 TWh på Østlandet, inkludert Grenland. Dette er mer enn vi har i denne regionen i det nasjonale 260 TWh-scenarioet.

Sammendrag

Samfunnsøkonomisk rasjonelt å forsterke både internt og til utlandet

Analysen tilsier at det er lønnsomt å forsterke transportkanalene

En hovedkonklusjon fra ATK 2023 er at vi i stor grad trenger det samme hovednettet internt i Norge både om det blir høy eller lav vekst. Samtidig er den reelle kostnaden for målnettet lav da de planlagte tiltakene i hovedsak innebærer å framskynde reinvesteringer i 300 kV-nett. Et grovt anslag er at forskutteringskostnaden - samlet for tiltakene i transportkanalene til 2040 - er 10-15 mrd. NOK. Dette sammen med kostnadene for nye ledninger og stasjoner gir en netto investeringskostnad på om lag 30-40 mrd. NOK (nåverdi).

Sett i lys av den høye samlede nytten viser analysen tydelig at det vil være samfunnsøkonomisk rasjonelt å forsterke transportkanalene i Norge:

- Behovet for kraftutveksling er høyt i alle scenarioer
- Uten planlagte forsterkninger vil flaskehalsene hindre utviklingen av forbruk og produksjon, og gjøre det utfordrende for Norge å nå klimamålene for 2050
- Det planlagte nettet gir mer like priser og en betydelig tallfestet samfunnsøkonomisk markedsnytte
- Flere og sterkere ledninger gjør det enklere å vedlikeholde nettet

Det er flere usikre forhold som påvirker framtidig behov og lønnsomhet. Etter vår vurdering vil imidlertid de aller fleste av de planlagte tiltakene i transportkanalene være samfunnsøkonomisk lønnsomme med god margin i de vurderte scenarioene.

Noe økt kapasitet til naboland er trolig lønnsomt og påvirker norske priser lite

Vår siste LMA viser at prisvariasjonen i alle våre naboland blir ekstra høy de neste 10-15 årene. Samtidig gir vannkraften i Norge relativt lav kortsiktig prisvariasjon og store svingninger i prisen mellom våte og tørre år. I sum gir dette tidvis store prisforskjeller mot utlandet, og høyere samfunnsøkonomisk nytte ved utvekslingen med utlandet de kommende årene enn vi har hatt historisk. På sikt vil mer fleksibilitet i Europa jevne ut prisene og dempe nytten av utveksling med Norge noe.

Beregningene vi har gjort i ATK 2023 indikerer at det vil være lønnsomt å oppgradere til 420 kV mellom Røssåga i Nordland og Ajaure nord i Sverige. Det er også høy nytte av å løfte overføringskapasiteten tilbake til det gamle nivået rundt 2000 MW hver vei mellom Sør-Norge og Sør-Sverige, slik vi forventer at planlagte oppgraderinger internt både i Norge og Sverige vil bidra til. De nye beregningene våre viser dessuten at det er lønnsomt å erstatte de gamle SK1- og 2 forbindelsene til Danmark.

ATK 2023 bekrefter at det kan være mer lønnsomt med en hybrid enn en radiell tilkobling for havvind fra Sørlige Nordsjø. Det er imidlertid avtagende nytte av økt kapasitet og trolig ikke lønnsomt å bygge mer enn to eller tre hybrider. Her vil også utviklingen i investeringskostnadene og andre tekniske forhold ha mye å si.

Energibalansen i Norge vil trolig minke og holde seg rundt null i gjennomsnitt. Sammen med mye mer variabel produksjon i hele Europa gir dette mer balansert utveksling på mellomforbindelsene, med stor variasjon i import og eksport.

Markedsutviklingen gjør at norske snittpriser endres lite av økt overføringskapasitet til andre land. Prisene blir høyere i perioder og lavere i andre. Ved et større kraftunderskudd i Norge vil økt kapasitet dempe prisøkningen som følger av dette.

Sammendrag

ATK 2023 - Hensikt, premisser og hvordan analysen bør forstås

Statnetts oppdrag er å utvikle og drifte transmisjonsnettet på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte. Dette avhenger av hvordan forbruk, produksjon og markedet rundt oss utvikler seg. Derfor bruker vi blant annet markedsanalyser, ulike planer, reinvesteringsbehov og politiske mål til å vurdere sannsynligheten for hvordan behovet utvikler seg og hvordan vi best møter dette. Vi kan eksempelvis si at markedet sannsynligvis gir en balansert utvikling av forbruk og produksjon over tid. Men Statnett kan ikke bestemme hvordan utviklingen skal være. Dette er en av grunnene til at vi både analyserer og vektlegger ulike scenarier og ser hele landet i sammenheng.

Hensikten med ATK er å systematisk analysere behov og lønnsomhet for økt nettkapasitet på "transportkanalnivå" 20-30 år frem i tid. I årets versjon fokuserer vi på nettet slik det er planlagt til 2040. Vi ser på hva dette gir og hvordan dette passer med overføringsbehovet i ulike scenarier, og hva som kanskje vil mangle av tiltak.

Utgangspunktet er siste versjon av Statnetts Langsiktige markedsanalyse og Statnetts nettplaner. Og som en del av Statnetts strategi om å være forberedt på en ekstra høy forbruksvekst og mye havvind har vi i denne analysen undersøkt hva som kan bli konsekvensene av en utvikling tilsvarende det høye scenarioet fra LMA 2022 der forbruk og produksjon øker til 260 TWh i 2050. Vi analyserer også nettførsterkninger mot Sverige, Danmark og kontinentet via hybrid tilkobling av havvind.

For at vi skal kunne forstå behovene og hvordan ulike tiltak spiller sammen, så er vi avhengig av å analysere et stort antall scenarier og varianter med ulike kombinasjoner av forbruk, produksjon, nettkapasiteter og kraftpriser i våre naboland. Gjennom å gjøre dette og sammenligne ulike varianter med hverandre, forstår og tallfester vi behov og virkningen av tiltak.

I lys av alt dette er det viktig at de ulike forutsetningene i hvert enkelt scenario ikke leses som noen fasit eller prognose fra Statnett om hvordan utviklingen må eller skal være.

Det vil verken være lønnsomt eller realistisk å bygge ut så mye nett at vi helt unngår flaskehals og prisforskjeller. Poenget med analysen er derfor ikke å finne tiltak som gir helt like priser - men mer å klargjøre hvor det blir større flaskehals og i hvilken grad planlagte eller mulige tiltak kan dempe flaskehalsene. To premisser for analysen er at kraftsystemene i våre naboland fungerer og utvikles på en rasjonell måte, og velfungerende markeder med rasjonelle aktører.

Det er mange usikre forhold ved utviklingen av overføringsbehov, flaskehals og resulterende prisforskjeller. Et vesentlig mål med analysen er derfor å få opp hvilke faktorer som betyr mest slik at vi kan følge med og oppdatere analysen effektivt senere.

Det er mange forhold som vi ikke dekker med analysen, og som må legges inn på toppen eller via andre utredninger i den videre nettutviklingen. Et eksempel på dette er muligheten for nye markedssjokk som krigen i Ukraina med tilhørende knapphet på gass i Europa. Et annet er om det skjer noen vesentlige og raske endringer i teknologikostnader som endrer overføringsbehovet. Et tredje er behov knyttet til mer overordnet energisikkerhet og beredskap.

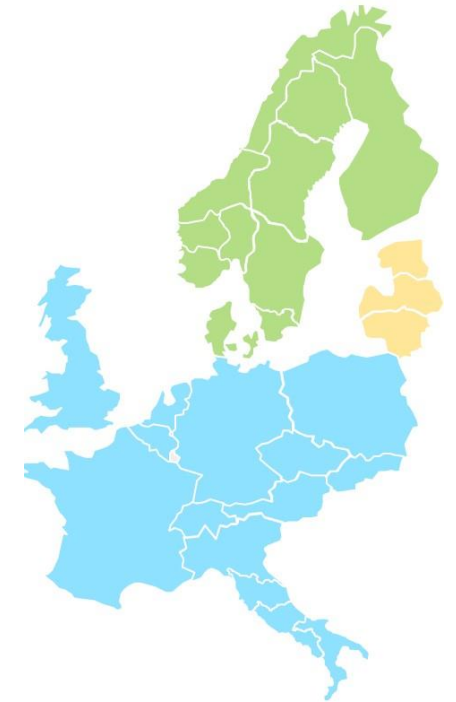
Vi ser langt frem i tid i denne analysen, og systemet er stort og komplekst. Det er derfor trolig forhold vi ikke klarer å fange opp, blant annet som følge av forenklinger i modellene vi bruker. Vi har imidlertid tiltro til analysen, og vi gjør dette hvert andre år og forbedrer analysen over tid. I tillegg gjøres det mye mer analyse for hver enkelt investeringsbeslutning.

Sammendrag

Modellberegninger gir grunnlaget for analysen

I analysen tar vi utgangspunkt i modelldatasettene* og kunnskapen fra LMA 2022. Vi bygger også videre på arbeidet fra områdeplanene, tidligere ATK analyser, områdestudier og temarapporter. Med marked-nettmodellen Samnett simulerer vi markedet og nettet i samspill. Vi beregner nettkapasiteter med nettmodellen PSSE som inngangsdata til simuleringene med Samnett. Dette gir oss mulighet til å teste ut hvordan en lang rekke ulike sensitiviteter og scenarioer påvirker flyt og flaskehalsen i det norske kraftsystemet. I årets analyse har vi simulert mer enn 500 ulike varianter og scenarioer. I hvert datasett simulerer vi det samme "analyseåret" over 29 historiske værår med en tidsoppløsning på 3 timer. Dette gir ca. 85 000 tilstander for hele systemet per simulerte datasett. I denne rapporten viser vi bare hovedpunktene fra analysen. Den fulle analysen tar vi med oss videre som underlag til nye oppdateringer av Statnetts områdeplaner, områdeanalyser og KVU-er.

Vi ser modellberegningene våre opp mot driftserfaringer og teori, og drøftingen av resultatene er like viktig som modellresultatene i seg selv.



PSSE – teknisk nettmodell
 Samnett – markeds og nettmodell
 BID 3.0 – markedsmodell

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 kapasitetsgrenser i nettet med utfallsanalyser, til bruk i 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 PSSE og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med prisområder og flytbasert markedskobling. I Statnetts oppsett dekker modellen Norden og henter markedspriser for kontinentet og UK fra simuleringer med BID-modellen.

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.



*se også vedlegg

Innhold

Forord og sammendrag

1. Utviklingen i overføringskapasiteter fram til 2040 i transportkanalene
2. Utvekslingsbehov, flaskehalser og 2040 nettet – et overblikk
3. Nord-Norge – forbruksvekst, behovet for planlagte tiltak og samspill med ny produksjon
4. Midt-Norge – forbruksvekst med og uten planlagte nettforsterkninger og ny produksjon
5. Vestlandet – samspill mellom forbruk, havvind og mer effekt med/uten alle netttiltak
6. Østlandet – forbruksøkning og potensiale for energiøkonomisering

Vedlegg

Kapittel 1

Utviklingen i overføringskapasiteter fram til 2040 i transportkanalene

I dette kapittelet gir vi et overblikk over planlagte nettførsterkninger i målnettets som bidrar til økt overføringskapasitet i transportkanalene. Her utdyper vi også litt mer rundt kostnadene og andelen reinvesteringer. Vi klargjør også hvordan vi beregner tekniske snittkapasiteter for sikker drift, og hva dette gir av realisert overføringskapasitet i markedssimuleringene våre.

Nettplaner – utvikling fra dagens nett og frem til 2040

I Statnetts områdeplaner og systemutviklingsplan bruker vi begrepet målnettet for planlagt fremtidig nett. Målnettet representerer det planlagte fremtidige nettet i hele landet. Det er et dynamisk bilde, siden behovet kan endre seg over tid, og tidsløp og løsningsvalg likeså etter hvert som utbyggingsprosjektene skrider frem.

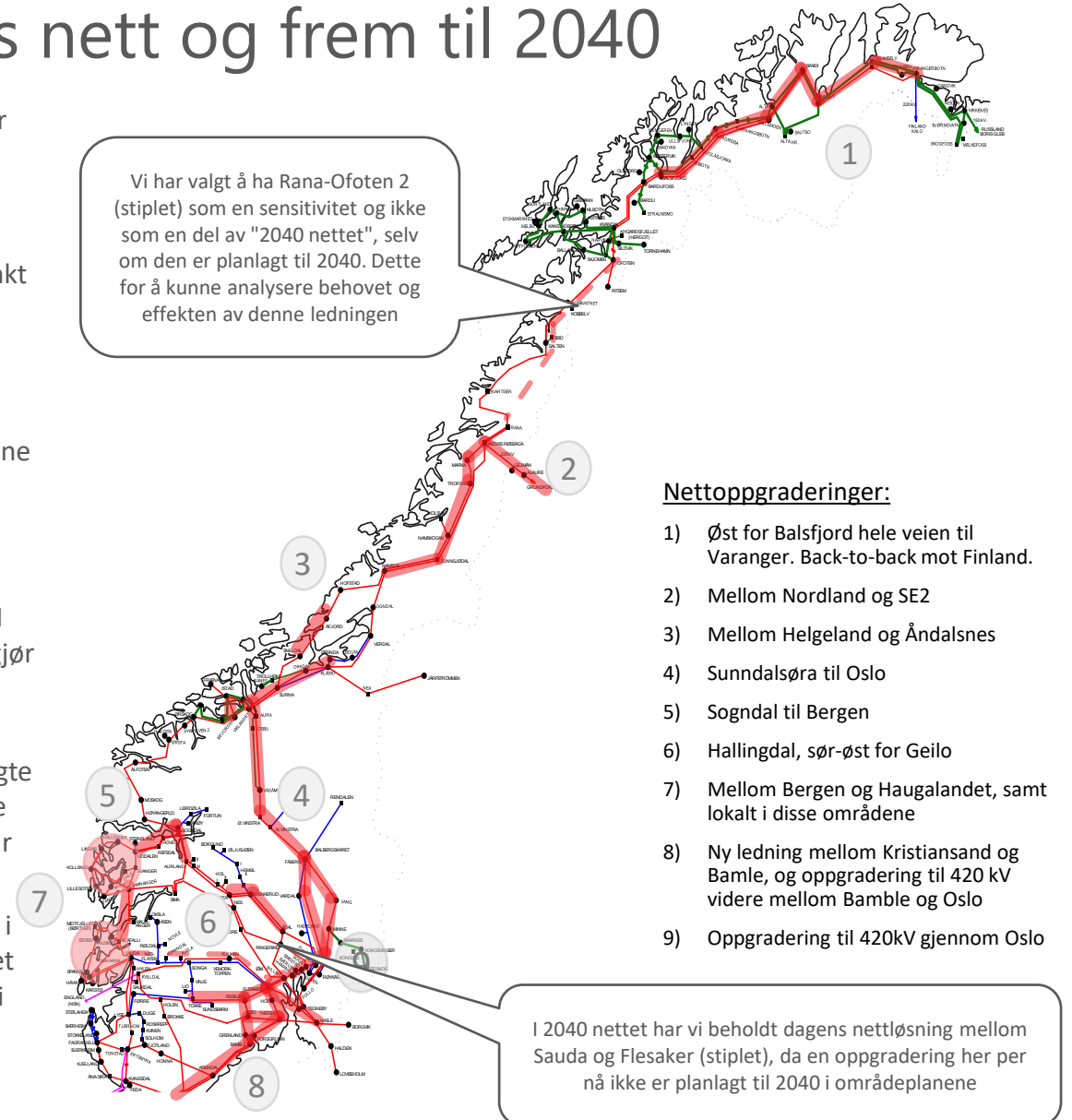
I ATK 2023 fokuserer vi på behov og tiltak i transportkanalene. Som et utgangspunkt for analysen har vi derfor modellert et 2040-nett som vi kaller Basis. Dette inneholder alle tiltak som påvirker kapasiteten i transportkanalene, og som i områdeplanene er planlagt å være ferdig til 2040. Dette kaller vi 2040-nettet i analysen, og dette er i hovedsak det samme som målnettet. Unntakene er der tiltakene i målnettet er planlagt ferdig først etter 2040, der tiltakene er mer umodne og der vi ønsker å se nærmere på effekten med og uten de aktuelle tiltakene.

Vi har i analysen valgt å ha dublert 420 kV mellom Rana og Ofoten som en sensitivitet for å vise behovet. Denne er derfor ikke med i Basis 2040.

300 kV ledningene mellom Sauda og Flesaker er beholdt som i dag i 2040-nettet. I analysen ser vi på behovet for å oppgradere også her, men umodne løsningsvalg gjør det vanskelig å beregne hva det oppgraderte nettet gir av kapasiteter.

I 2040-nettet har vi også med lokale tiltak som også påvirker kapasiteten mellom områder på mer overordnet transportkanalnivå. Eksempler på dette er det planlagte målnettet for Oslo-området, Bergens-området og Haugalandet. Alle disse pakkene handler mest om å kunne gi lokal tilknytning og økt forsyningsikkerhet. I tillegg gir de økt transportkapasitet mellom områder.

I tillegg til fremtidig målnett i 2040, har vi også modellert nettet stegvis slik det er i dag, og for årene 2030 og 2035. (Basis 2030 og Basis 2035). Hvert steg tilsvarer det vi mener er et representativt nett for perioden rundt det årstallet vi modellerer. Vi ser også på flere ulike sensitiviteter med og uten sentrale pakker av tiltak for å belyse effekten av mer og mindre nett enn hva vi har i 2040-nettet.



Netto investeringskostnader utgjør om lag 30-40 mrd. NOK

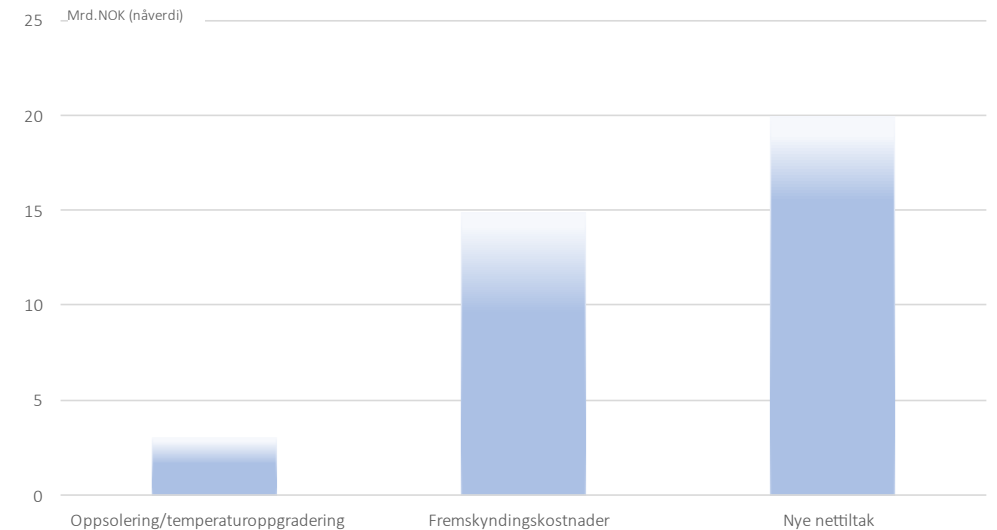
Størsteparten av tiltakene i transportkanalene i vårt 2040-nett består av å oppgradere det nettet vi allerede har. Mye av dette nettet er bygd på 60- og 70-tallet og nærmer seg reinvesteringstidspunktet ikke lenge etter 2040. Med andre ord ville dette uansett blitt reinvestert. Den reelle kostnaden med å øke kapasiteten i nettet er dermed kostnaden med å forskuttere reinvesteringene* - i bytte mot å få mer kapasitet tidligere. Dette kaller vi fremskyndingskostnaden.

Vi har kartlagt når alle nettanleggene er bygd og benyttet gjennomsnittlige levetider for disse. Dette er sammenlignet med tidspunktet i områdeplanene som vårt 2040-nett i ATK er basert på. Vi har benyttet standard byggekostnader pr. km. ledning og for stasjoner. Så har vi korrigert for at det er usikkert hvor lenge nettanleggene faktisk varer, realiseringstidspunkt i det enkelte prosjekt og hva faktiske byggekostnader blir. Basert på dette anslår vi grovt fremskyndingskostnaden til ca. 10-15 mrd. NOK.

På noen av ledningsstrekene gjør vi mindre og billige tiltak som raskt gir økt kapasitet. Den ene kategorien er tiltak for at linjene kan tåle høyere temperaturer og dermed overføre mer strøm. Den andre er å "oppisolere" noen komponenter, slik at vi kan øke spenningsnivået fra 300 til 420kV. Porteføljen av disse har en investeringskostnad på ca. 1-2 mrd. NOK. Fordelen med disse er at vi kan beholde anlegget 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 flere ledninger og stasjoner for å øke kapasiteten i transportkorridorene. Dette kommer i tillegg til det nettet vi har fra før. Disse er mer komplekse i sin natur og tar ofte lengre tid å realisere pga. lengre planleggingstid, og at de naturlig nok underlegges mer omfattende myndighets- og interessentprosesser. Prosjektene kommer til ulike tidspunkt, og vi har tatt høyde for dette med å regne investeringskostnadene om til dagens verdi (nåverdi). Også her er det usikkerhet rundt hva faktisk prosjektkostnader blir og hvilket tidspunkt tiltakene står ferdige. Vi har grovt anslått dette til 15-20 mrd. NOK.

Nettkostnadene av tiltakene i ATK, mrd. NOK nåverdi



* I gjennomsnitt fremskyndes ledningstiltakene med 10 år

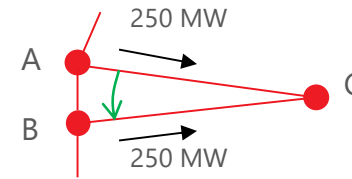
Termiske og spenningsmessige forhold setter kapasitetsgrensene

Vi drifter nettet etter N-1-prinsippet. Det betyr at vi holder kraftflyten innenfor et stort antall grenser for sikker drift. Disse grensene er det maksimale vi kan ha av flyt på en eller flere ledninger i kombinasjon, før det blir overlast på en eller flere ledninger etter en feil. Dermed kan systemet hele tiden håndtere en tilfeldig feil.

For å finne grensene for sikker drift må vi forskuttere alle kjente relevante feil og utfall for det til en hver tid gjeldende koblingsbildet. Når en kraftledning faller ut på grunn av feil, vil flyten på denne ledningen fordeles på andre ledninger som fører til samme lokasjon. Hvor mye av flyten før feil på ledning X som legger seg på ledning Y kalles omlagringsfaktoren. En lednings overføringskapasitet kan derfor ikke sammenlignes kun med dens aktuelle belastning. Vi må også legge til flyten på parallelle ledninger multiplisert med deres respektive omlagringsfaktor. Disse kalles kombinasjonssnitt.

Mange av snittene er bestemt av termiske forhold. Når en lednings belastning øker, øker de aktive tapene i ledningen. Materialet varmes da opp og utvider seg. Dette gjør at ledningen siger ned mot bakken. Varmere og vindstille vær forverrer denne effekten ved å redusere kjølingen av ledningen til omgivelsene. Minste sikkerhetsavstand til bakken bestemmer da hvor mye ledningen og snittet den inngår i tåler.

Andre snitt er bestemt av spenningsforhold. På en ledning vil det oppstå reaktive tap som ikke går til oppvarming, men danner magnetfeltet rundt ledningen. Disse reaktive tapene øker vesentlig med lengden av overføringen og gjør at vi får et større spenningsfall over ledningen. Når en lang overføring er høyt belastet, vil et utfall med betydelig omlagring til denne overføringen kunne gi spenningskollaps i området, med tilhørende mørklegging og fare for skade på utstyr. Snitt der dette er det mest begrensende kaller vi spenningsnitt. For 420 kV-overføringer lengre enn 90-100 km vil normalt spenningsforhold gi lavere kapasitet enn den termiske kapasiteten. En overføring kan i denne sammenheng bestå av flere ledninger i serie.

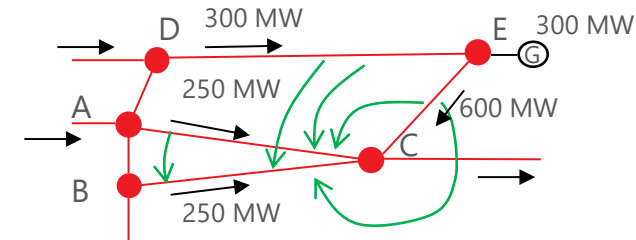


Snittbelastning:

$$100\% 420 A \rightarrow C + B \rightarrow C = 500 \text{ MW}$$

(ledning B->C er den svakeste av de to)

Den enkleste formen for kombinasjonssnitt er der hele flyten på ledningen som faller ut legger seg på den andre.



Snittbelastning:

$$70\% 420 A \rightarrow C + B \rightarrow C = 425 \text{ MW}$$

$$35\% 420 D \rightarrow E + B \rightarrow C = 355 \text{ MW}$$

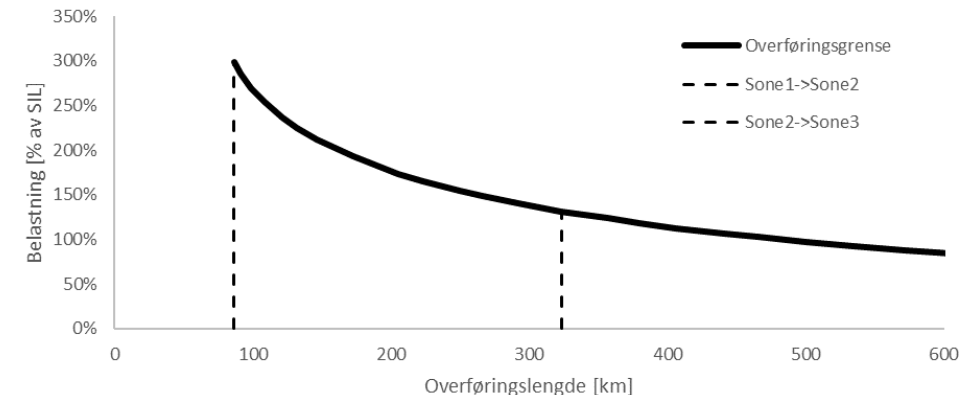
$$35\% 420 E \rightarrow C + B \rightarrow C = 460 \text{ MW}$$

$$45\% 420 D \rightarrow E + A \rightarrow C = 385 \text{ MW}$$

$$45\% 420 E \rightarrow C + A \rightarrow C = 520 \text{ MW}$$

[...] alle kombinasjoner av ledninger

Med masket nett øker antall potensielle utfall og man må ta høyde for transittflyt og innmating.



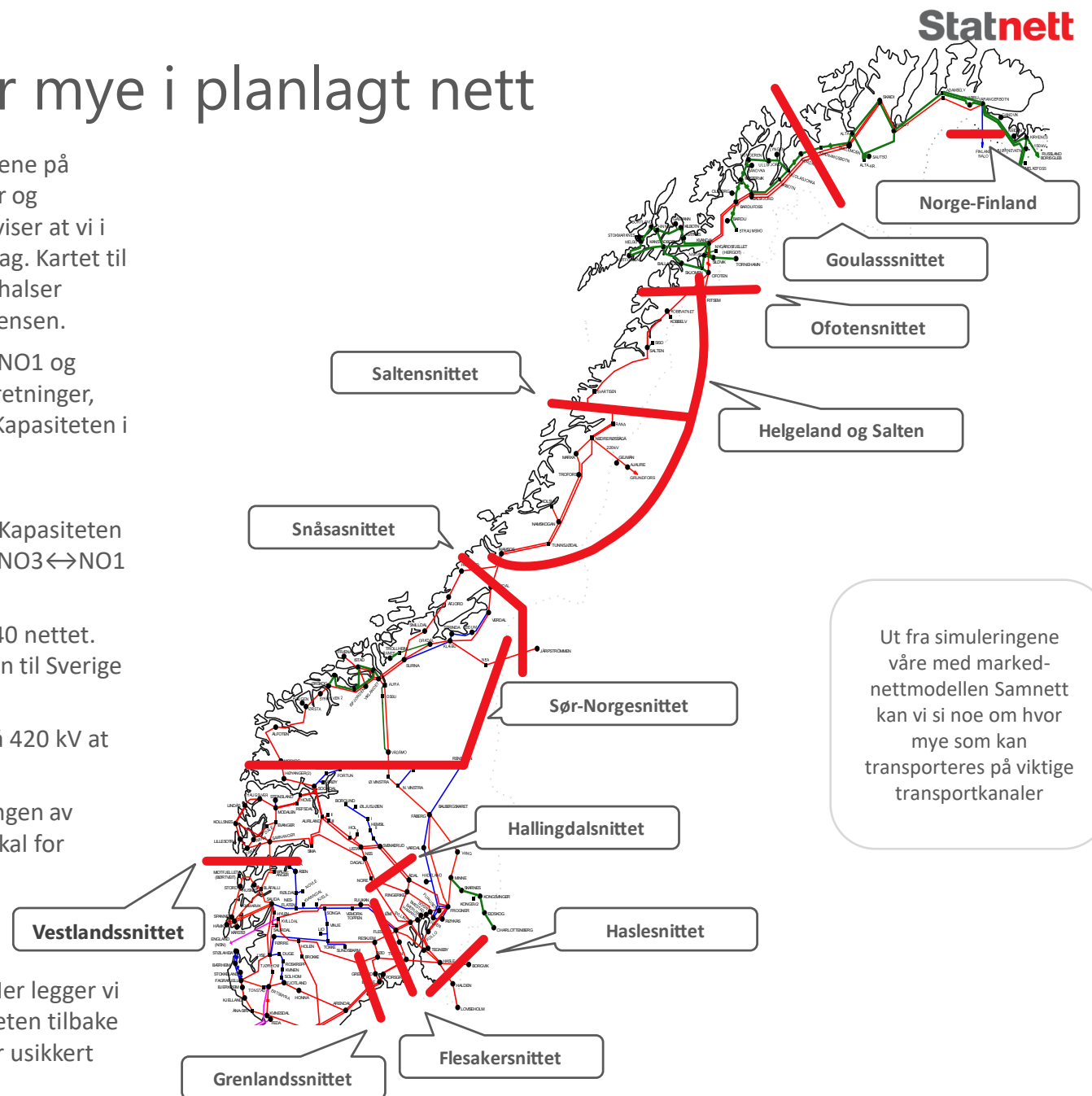
St. Clairs kurve: Overføringsgrense som funksjon av overføringslengde.
SIL \approx 600 MW ved 420 kV og \approx 300 MW ved 300 kV

Sør

Tekniske snittkapasiteter øker mye i planlagt nett

I ATK 2023 har vi beregnet mange nye snitt, både for 2040 nettet og stegene på veien dit. Vi har også kvalitetssikret og gjenbrukt snitt fra tidligere studier og Statnetts områdeplaner. I sum har vi ca. 150 snitt for 2040-nettet. Disse viser at vi i 2040-nettet får mye større overføringskapasiteter sammenlignet med i dag. Kartet til høyre gir en oversikt over hovedsnittene, dvs. de korridorene hvor flaskehalser oppstår først. Her gir flere underliggende snitt i sum den overordnede grensen.

- **Flesakersnittet** består av flere snitt som i sum utgjør grensen mellom NO1 og NO2. I 2040-nettet øker maksimal kapasitet med ca. 30 % i begge flytretninger, men hvilke kombinasjonssnitt som dominerer avhenger av flytbildet. Kapasiteten i østlig flytretning settes ikke lenger av stabilitetsforhold og fare for effektpendlinger slik det er i dag.
- **Sør-Norgesnittet** er den samlede grensen mellom NO3 og NO1/NO5. Kapasiteten er satt av flere kombinasjonssnitt. Her øker kapasiteten både mellom NO3↔NO1 og NO3↔NO5 og i begge flytretninger.
- **Snåsasnittet** setter kapasiteten inn til Midt-Norge fra nord og øst i 2040 nettet. Med forsterkningene i det norske 2040 nettet på plass blir forbindelsen til Sverige en viktig begrensende komponent.
- **Vestlandssnittet** er mellom NO5 og NO2. Her gir Sauda-Samnanger på 420 kV at kapasiteten øker med ca. 50 % i begge flytretninger.
- **Grenlandssnittet** får omtrent 30 % økt kapasitet som følge av dubleringen av Kristiansand-Arendal-Bamble. Begrensningen flytter seg og blir mer lokal for Grenlandsområdet.
- **Hallingdalsnittet** utgjør grensen mellom NO5 og NO1. Her blir det en moderat økning i kapasiteten.
- **Haslesnittet** består av ledningene mellom Sør-Norge og Sør-Sverige. Her legger vi til grunn i 2040-nettet at forsterkninger internt i Sverige løfter kapasiteten tilbake til det gamle nivået rundt 2000 MW. Vi understreker samtidig at det er usikkert om kapasiteten faktisk blir så høy.

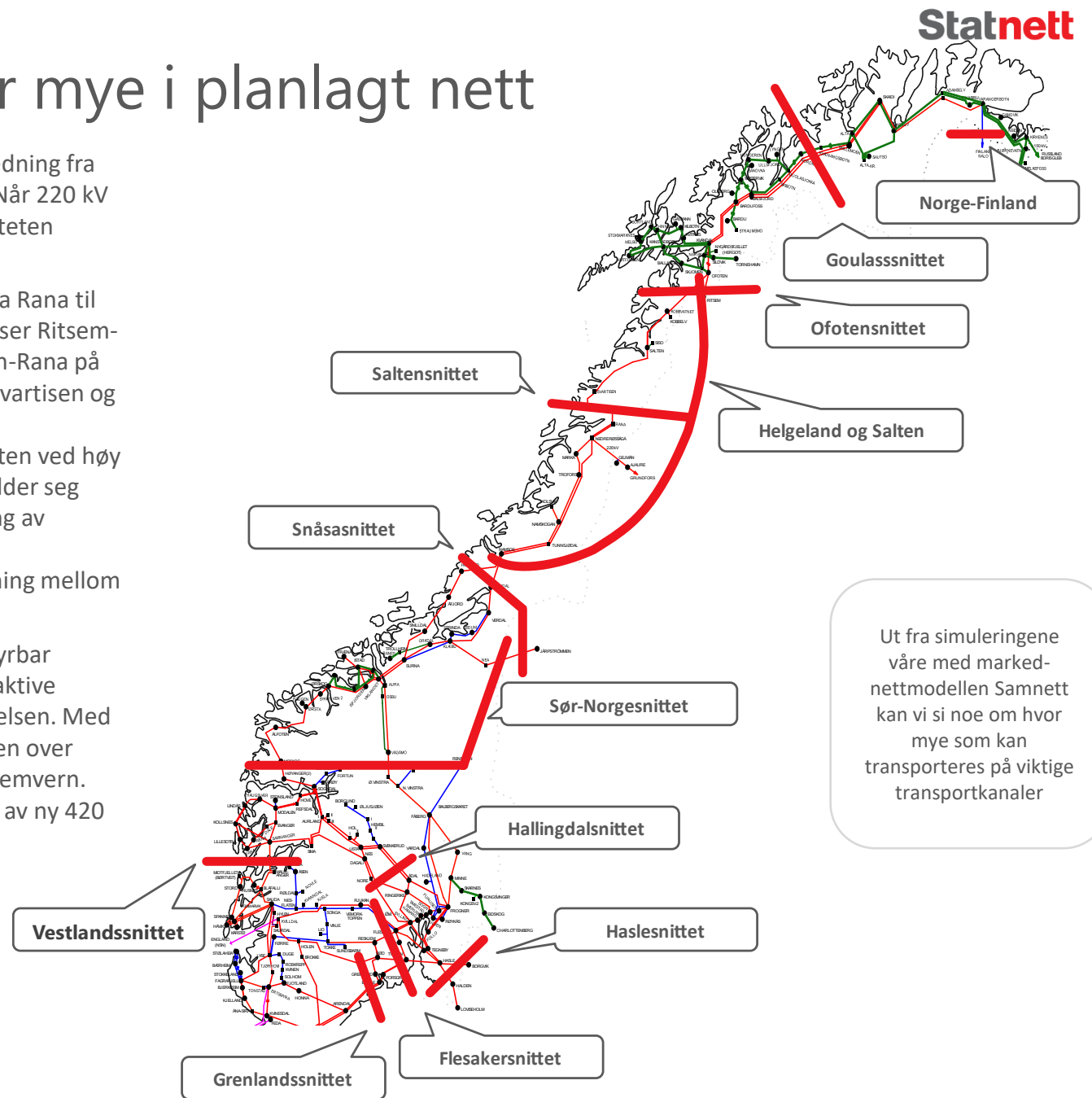


Statnett

Nord

Tekniske snittkapasiteter øker mye i planlagt nett

- **Kapasiteten øker mellom Norge og Sverige.** I dag går det en 420 kV ledning fra Ofoten til Sverige og en 220 kV ledning fra Nedre-Røssåga til Sverige. Når 220 kV ledningen oppgraderes til 420 kV øker den samlede overføringskapasiteten mellom Nord-Norge og Sverige mye i de fleste timer.
- **Salten, Ofoten og Porjussnittene** består av flere snitt i kombinasjon fra Rana til Ofoten og videre inn på svensk side til Porjus. Ved underskudd begrenser Ritsem-Ofoten på Svartisen-Salten-Ofoten. Ved overskudd begrenser Svartisen-Rana på Vietas-Porjus fordi dette snittet også inkluderer produksjonen under Svartisen og de svenske kraftverkene Ritsem og Vietas. På disse snittene vil ikke spenningsoppgraderingene som er nevnt i forrige avsnitt øke kapasiteten ved høy flyt inn til eller ut av området. Nettet blir litt stivere og spenningen holder seg innenfor grensene marginalt lenger, men det gir ingen kapasitetsøkning av betydning. Dette snittet forsterkes ikke i 2040 basis. For å øke overføringskapasiteten på disse er det behov for å bygge enda en ledning mellom Rana og Ofoten (en del av målnettet), eventuelt Porjus og Ofoten.
- **Guolassnittet** inn til Finnmark styrkes i nordlig retning som følge av styrbar mellomlandsforbindelse til Finland. Kapasiteten øker tilsvarende den aktive effekten (MW) som den styrbare enheten har på mellomlandsforbindelsen. Med dubler 420 kV forbindelse mellom Troms og Finnmark øker kapasiteten over Guolassnittet, i tillegg kan kapasiteten øke i Finnmark ved bruk av systemvern. Kapasiteten mellom Vest- og Øst-Finnmark øker i målnettet som følge av ny 420 kV-forbindelse mellom områdene.



Realiserte overføringskapasiteter avhenger av flere faktorer

Hvor høy den realiserte overføringskapasiteten blir i transportkanalene, er i mange tilfeller både en funksjon av de mange tekniske snittkapasitetene og hvordan kraftflyten fordeler seg. Dette gjelder der det er flere underliggende snitt som i sum utgjør og påvirker den samlede grensen. Med en ugunstig fordeling kan et underliggende snitt eller en enkeltledning begrense tidligere enn det samlede hovedsnittet. Motsatt kan en mer gunstig flytfordeling gjøre at vi i større grad møter de ulike snittbegrensningene samtidig og dermed får en høyere realisert kapasitet.

Et eksempel på dette i dagens nett er Flesakersnittet som utgjør grensen mellom NO1 og NO2 i dag. Her blir kapasiteten som gis til markedet tidvis lavere enn den tekniske kapasiteten i sumsnittet. Dette skjer når vi har en flytfordeling som gjør at underliggende snitt begrenser før sumsnittet.

Et annet eksempel er hvor mye som kan overføres inn til NO2 fra NO1 og NO5 samlet. Her er normalt kapasiteten som gis til markedet mindre enn summen av NTC-kapasitetene* inn til NO2. Årsaken er at det oppstår flaskehals på enkelte ledninger mellom NO5 og NO2 lenge før ledningene som inngår i Flesaker er fylt opp. Dette må Statnett ta hensyn til når vi setter markedskapasitetene time for time.

Flytfordelingen varierer mye mellom sesonger, vekslende vær og markedsforhold. I tillegg påvirkes flytfordelingen kraftig av hvordan forbruket og produksjonen utvikler seg over tid – og hvordan fordelingen av veksten blir geografisk. Dette gjør at vi for flere av transportkanalene ikke kan gi noe eksakte svar på hva som i praksis blir de reelle maksimale overføringskapasitetene når vi kommer til 2035 og 2040.

Statnett og de andre nordiske TSO-ene arbeider med å innføre flytbasert markedsklarering i Norden. Prosjektet er nå inne i den siste fasen før idriftsettelse, med ekstern parallellkjøring. Ved innføring av flytbasert vil fysisk flyt mellom områdene blir estimert som en del av beregningen, og algoritmen tar derfor direkte hensyn til fysiske nettbegrensninger. I dag gjør Statnett og de andre nordiske TSO-ene** en vurdering av forventet flyt og fysiske nettbegrensninger før markedskapasiteten (NTC) bestemmes mellom hvert område.

Med flytbasert markedsklarering blir dagens kapasitet mellom områdene erstattet av et mulighetsrom for kapasitet som er avhengig av balansen i alle områder i kraftsystemet. Det kan høres komplisert ut, men det vil gi en langt mer transparent prosess for å bestemme utveksling og priser. I praksis vil TSO-ene da gi alle snitt som er relevante for handelskapasiteten som underlag til markedsklareringen i stedet for å estimere en kapasitet på det samlede hovedsnittet. På den måten får markedet mer informasjon og andelen av kapasiteten som er avhengig av TSO-enes forventninger om flyt reduseres. Aktuelle flytmønster blir i stedet forskuttert direkte ut fra tilgjengelige bud, snitt og aktuell nett-topologi i markedskoblingen. Slik kan vi utnytte mer av utfallsrommet som de underliggende snittene gir, og den realiserte kapasiteten kan bli høyere enn vi ville gitt med NTC.

* Net Transfer Capacity (NTC) – handelskapasiteten mellom budområder som gis til markedet av de nordiske TSO-ene

** TSO – forkortelse for Transmission System Operator. Tilsvarende systemansvarlig, altså ansvarlig for drift av transmisjonsnettet. I Norge er Statnett systemansvarlig.

Realiserte overføringskapasiteter øker vesentlig i planlagt nett

I ATK legger vi inn de tekniske snittkapasitetene i vår marked-nettmodell Samnett. Denne 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. Simuleringene fanger i liten grad opp konsekvensen av revisjoner* og undervurderer flaskehalsene i revisjonssesongen noe.

Vi simulerer hvert datasett over 29 værår med en tidsoppløsning på tre timer. Dette gir ca. 85 tusen simulerte tidsavsnitt per simulering. Og i denne analysen har vi simulert mer enn 500 ulike varianter og scenarioer. Dette gir mer enn 42 millioner simulerte tidsavsnitt i sum.

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 kartet til høyre gir vi noen anslag på hvordan den realiserte overføringskapasiteten øker på noen sentrale grenser og kanaler, basert på modellsimuleringene i denne analysen.

NO4-NO3. Samlet kapasitet sørover er i dag opp mot 1400 MW, men flyt over 1000 MW forutsetter gunstig flytfordeling. Kapasiteten nordover er trolig opp mot 1000 MW. Med 420 kV ledninger indikerer våre simuleringer at kapasiteten trolig blir godt over 1500 MW begge veier

Snåsasnittet: Her er kapasiteten i maks i dag opp mot 1700 MW, ved intakt nett og gunstig flytfordeling. Med 2040-nettet øker denne til anslagsvis 2500 MW i en situasjon med høyt importbehov og underskudd i NO3.

NO4-Sverige: I dag varierer kapasiteten mellom NO4 og Sverige fra ned mot 500 MW ved ugunstig flytfordeling til opp mot 1200 MW ved meget gunstig flytfordeling. Dette gjelder begge veier. Med oppgradering av 220 kV ledningen til Sverige øker kapasiteten mot Sverige til ca. 2000 MW og samlet kapasitet fra Sverige til 1500-1900 MW.

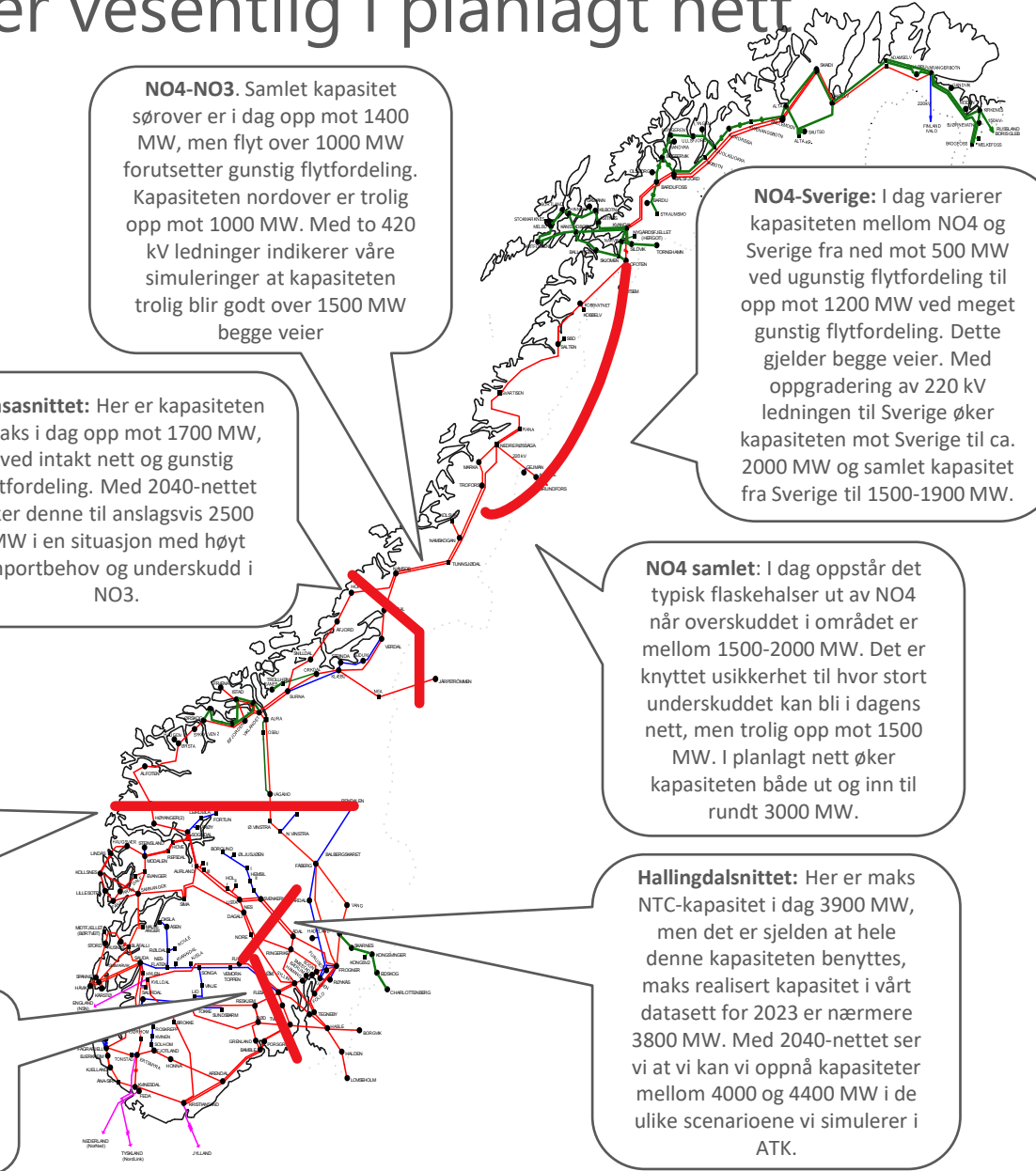
NO4 samlet: I dag oppstår det typisk flaskehals ut av NO4 når overskuddet i området er mellom 1500-2000 MW. Det er knyttet usikkerhet til hvor stort underskuddet kan bli i dagens nett, men trolig opp mot 1500 MW. I planlagt nett øker kapasiteten både ut og inn til rundt 3000 MW.

Sør-Norgesnittet: I dag er maks kapasitet fra NO3 til NO1 og NO5 hhv. 500 og 800 MW, samlet 1300 MW. Den faktisk utnyttelsen varierer mye med produksjonsfordelingen på nordisk nivå og internt i NO3. Med 2040-nettet ser vi at denne øker til anslagsvis 2000 MW i begge retninger.

Hallingdalsnittet: Her er maks NTC-kapasitet i dag 3900 MW, men det er sjelden at hele denne kapasiteten benyttes, maks realisert kapasitet i vårt datasett for 2023 er nærmere 3800 MW. Med 2040-nettet ser vi at vi kan oppnå kapasiteter mellom 4000 og 4400 MW i de ulike scenarioene vi simulerer i ATK.

Flesakersnittet: Her er maks NTC-kapasitet i dag 3600 MW i østlig retning. Med 2040-nettet kan vi oppnå mellom 4700 og 5100 MW. Akkurat hvor mye vi får realisert avhenger av flytmønsteret og belastningen på de underliggende snittene.

* Hver enkelt revisjon gir en egen nett-topologi og et eget sett med overføringskapasiteter; analysebehovet for dette er uoverkommelig stort. Vi simulerer derfor kun med intakt nett. Det er en forenkling som undervurderer graden av flaskehals i revisjonsperioden (sommerhalvåret). For noen større korridorer reduserer vi kapasiteten på sommeren for å etterligne konsekvensen av revisjoner, men det blir upresist å gjøre det for alle 150 enkeltsnitt. Å kvalitativt vurdere konsekvensen av revisjoner på simuleringsresultatene er derfor en viktig del av analysene våre.



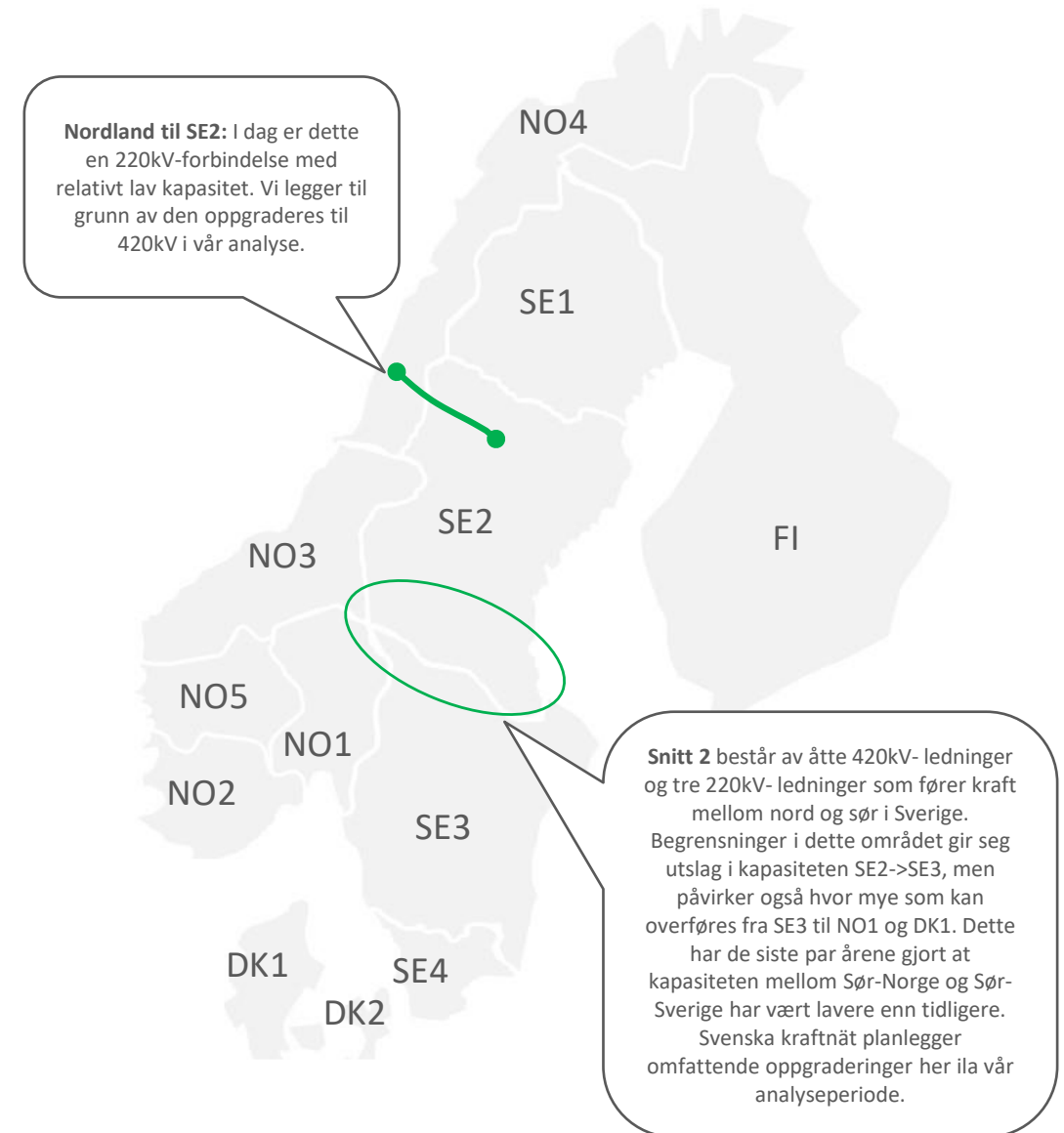
Nettutbygging i Sverige påvirker Norge

Norge og Sverige har mye kraftutveksling og et felles masket AC-nett der kraften følger minste motstands vei. Kombinert med stort overskudd i nord og mange flere ledninger nord-sør i Sverige, gjør dette at flyt og flaskehalsar internt i Sverige påvirker Norge.

Svenske kraftnät er i gang med å oppgradere nettet mellom nord og sør, og vi legger til grunn flere oppgraderinger i det svenske nettet i tråd med dette. Viktigste for oss er Snitt 2, mellom SE2 og SE3, som vi forutsetter oppgradert i flere trinn i løpet av analyseperioden. Det er allerede gjennomført mindre tiltak som har økt kapasiteten på Snitt 2 betraktelig fra i fjor vinter. Begrensninger i dette snittet førte til store prisforskjeller mellom nord og sør både i Norge og Sverige.

Utover 2030-tallet gjennomføres flere nettforsterkninger, og kapasiteten på Snitt 2 økes trinnvis fra dagens 7300 MW til 10 500 MW i 2040. Som nevnt tidligere, legger vi også til grunn utskiftning av dagens 220 kV-ledning mellom Nordland og SE2. Dette øker kapasiteten både mellom Nord-Norge og Sverige, og mellom Nord-Norge og Midt-Norge.

Mellom Sør-Norge og Sør-Sverige har det de siste par årene vært vesentlig lavere kapasitet enn tidligere. Her legger vi til grunn at planlagte forsterkningstiltak i Sverige hever grensen tilbake til det gamle nivået på ca. 2100 MW i begge retninger. Vi simulerer imidlertid her med en profil som tar høyde for at det er revisjoner på sommeren og ofte nedsatt kapasitet i denne perioden.



Kapittel 2

Utvekslingsbehov, flaskehalsar og 2040 nettet – et overblikk

I ATK 2023 har vi simulert et stort antall scenarior og varianter, for å klargjøre behov og sammenhenger. I dette kapitlet gir vi et overblikk fra analysen, før vi i de videre kapitlene går nærmere inn på et utvalg delanalyser.

Oppsummert - flyt, flaskehalsler og behovet for 2040-nettet

Analysen viser at utviklingen av flyt, flaskehalsler og prisforskjeller i det norske nettet til 2040-50 påvirkes av flere faktorer. De viktigste er:

- Veksten i samlet forbruk og produksjon, og den geografiske fordelingen av veksten
- Graden av over- og underskudd på energibalansene nasjonalt og lokalt
- Den økende andelen varierende vind- og solkraft både i Norge og ellers i Europa
- Profilen på det nye forbruket og i hvilken grad dette er fleksibelt
- Økningen i overføringskapasitet i de norske transportkanalene
- Prisvariasjonen og gjennomsnittsprisene i våre naboland
- Utviklingen i Sverige med mer forbruk i nord og større nettkapasitet

Det er et stort utfallsrom for flere av disse faktorene. Samtidig viser ATK 2023 noen tydelige hovedtrekk i utviklingen:

- Vi får trolig mer varierende flyt og flaskehalsler som følge av mer varierende produksjon og kraftpriser. Enveis energitransport blir trolig mindre dominerende.
- Vi får betydelige flaskehalsler i alle scenarioer med dagens nettkapasitet. Men med en balansert utvikling av forbruk og produksjon gir 2040-nettet moderate flaskehalsler og prisforskjeller - selv i det høye forbruksscenarioet fra LMA.
- Det forsterkede 2040-nettet kan også håndtere en utvikling med betydelig energiunderskudd både nasjonalt og regionalt – men høyere priser vil raskt bremse en slik utvikling.

En hovedkonklusjon er at vi i stor grad ser ut til å ha behov for det samme nettet om det blir høy og lav vekst. Behovet er der i det lave vekstscenarioet. I det høye er det i tillegg en forutsetning at det kommer inn mye ny produksjon, og at denne i stor grad bygges ut der forbruket er. Sammen med en slik rimelig balansert utvikling kan 2040-nettet håndtere et scenario der forbruket øker til 260 TWh eller mer. Samtidig er flaskehalsene og nytten av nettet større i et slikt scenario.

Analysene viser at det vil være gjenværende flaskehalsler og prisforskjeller med 2040-nettet. For å få helt like priser internt må nettkapasitetene øke mye mer. Disse ekstra tiltakene vil generelt brukes sjeldent, er kostbare med tilhørende naturinngrep og vil dermed ha lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I tillegg forutsetter like priser internt at vi bygger ut mye mer kapasitet til Sverige.

Vi kan ikke gi noen eksakt rangering av behovet for tiltakene i transportkanalene til 2040. Men samlet sett fremstår følgende forsterkningene som viktigst:

- Sogndal-Sauda
- Kristiansand-Oslo
- Åfjord -Sunndalsøra
- Sunndalsøra-Oslo
- Nordland-Sverige
- Balsfjord-Varangerbotn

Utover tiltakene vi har med i 2040-nettet viser ATK at det kan bli behov for å fornye 300 kV-nettet østover fra Sauda tidligere enn det som per nå er planen i områdeplanene. Det kan også bli behov for å ha en ytterligere forbindelse mellom Bergensområdet og Haugalandet, der målnettet for 2040 bare har én forbindelse. Dette utdyper vi videre i delen om Vestlandet.

I tillegg til interne nettforksterkninger viser analysen at det er høy nytte av å opprettholde og øke kapasiteten både til Sverige og Danmark. Det ser også ut til å være rasjonelt med 1 til 2 hybride tilkoblinger av havvind.

Markedsutviklingen gir trolig mindre enveis energitransport

Elektrifisering og økt industriaktivitet gir økt forbruk i Norge. I vår siste langsiktige markedsanalyse, LMA 2022, har vi fire ulike scenarier med en vekst fra 137 TWh i dag til mellom 190 og 300 TWh innen 2050. Tilgangen på ny og konkurransedyktig produksjon er en sentral faktor for veksten. Vi har derfor omtrent like høy vekst i produksjonen som forbruket i alle de fire scenarioene. Og i de to høyeste scenarioene er havvind uten subsidier en forutsetning.

Mer forbruk og produksjon øker generelt overføringsbehovet. Samtidig er det flere faktorer som trekker i retning av at vi får en balansert utvikling der forbruk og produksjon øker omtrent like mye per landsdel:

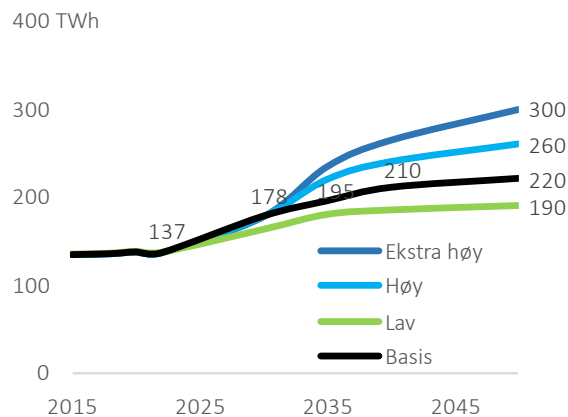
- Industriplanene i Norge er i stor grad lokalisert langs kysten – og kraftproduksjonen som skal til for å dekke opp for forbruksveksten kan også bygges ut til omtrent samme kostnad langs hele kysten.
- Et over- eller underskudd på energibalansen i et område vil trekke kraftprisen hhv. over eller under kraftprisen i omkringliggende områder – og gi insentiver til å øke og bremse utviklingen i forbruk og produksjon.

Ved en rimelig balansert utvikling blir det mindre vekst i energitransporten mellom regioner enn ved en ubalansert utvikling. I vårt basisscenario får vi en reduksjon i energitransporten sørover som følge av at overskuddet nord i Norge og Sverige blir mindre enn i dag. Samtidig blir det mer transport fra havvind og til forbruket på Østlandet.

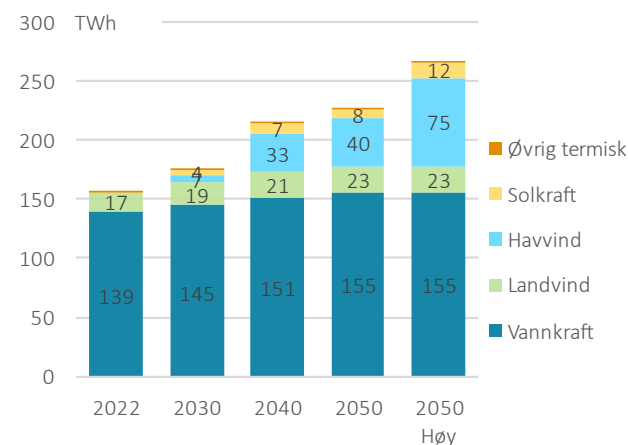
Det kan bli korte og lange perioder med mye større ubalanser på energibalansene enn i scenarioene fra LMA 2022. Dette vil i så fall kunne gi høyere energitransport på flere av transportkanalene både internt og til og fra naboland. I ATK 2023 har vi analysert et stort antall varianter der dette skjer, i tillegg til datasettene og scenarioene fra LMA.

Et sterkere nett betyr at vi kan ha områder med betydelig over- og underskudd uten at dette gir merkbare prisforskjeller. Mer energitransport i ubalanserte scenarier trenger derfor ikke nødvendigvis gi flaskehals og økt nettbehov.

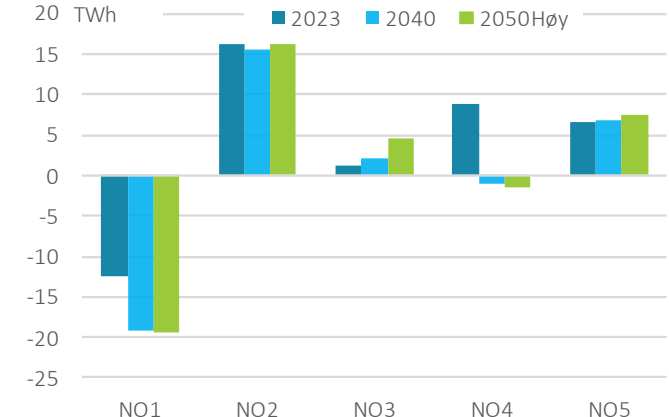
Scenarier for norsk forbruksutvikling fra LMA 2022



Norsk produksjon i Basis og Høy fra LMA 2022



Energibalanse i Basis og Høy, per prisområde, LMA 2022



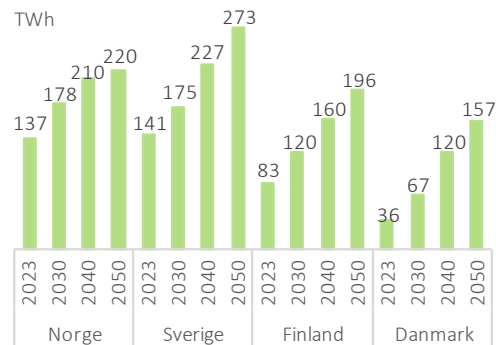
Fornybar og prisvariasjon bidrar til mer vekslende flyt

I de nordiske landene samlet ligger det omtrent an til en dobling av det samlede kraftforbruket, drevet av utstrakt elektrifisering og økt industriaktivitet.

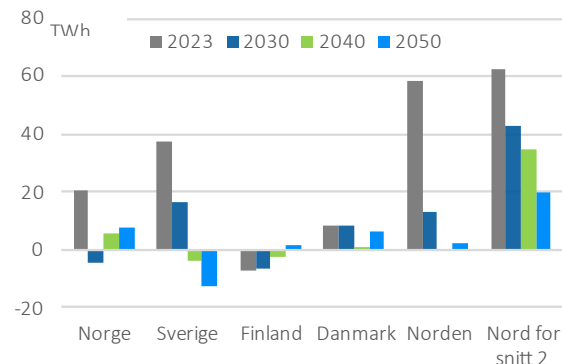
Kraftproduksjonen øker om lag like mye, og er primært drevet av vekst i landvind og havvind, men også bidrag fra solkraft og noe vannkraft. Tilsvarende hovedtrend gjelder for kontinentet og i UK. Forbruk og produksjon blir mye større og kraftsystemet blir preget av en langt høyere andel variabel vind og solkraft*.

I vårt basisscenario legger vi til grunn at energibalansen per land i Norden og per landsdel i Norge går mot en omtrentlig områdevis balanse, med verken svært store over- eller underskudd. Særlig venter vi at dagens store kraftoverskudd i Sverige blir langt mindre mot 2030 og videre mot 2040/50. Dette har stor betydning for det samlede nordiske overskuddet, samt overskuddet nord for snitt to. Mot 2040/50 forventer vi stadig et overskudd i de nordlige prisområdene i Sverige, men langt mindre enn hva det er i dag. I Norge har vi at NO3 og NO4 samlet sett omtrent er i balanse i et normalår som utgangspunkt. Dette bidrar til langt lavere energitransport nord-sør i Sverige og Norge. På Østlandet, inkludert Telemark og Vestfold (NO1 og deler av NO2) forventer vi imidlertid økt underskudd som følge av mye nytt forbruk og lite ny produksjon.

Forbruksutvikling per land i Norden



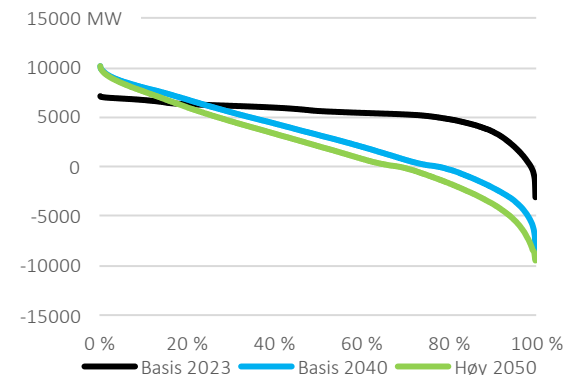
Energibalanse i Basis per land og nord for snitt 2



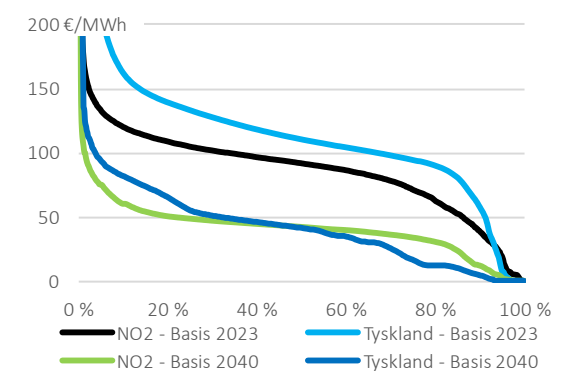
Mindre dominerende energitransport i Norge og Sverige, og en større andel sol og vindkraft i Norge og resten av Europa bidrar til mer vekslende kraftflyt i transportkanalene i Norge og til og fra våre naboland. Selv om det er stor grad av korrelasjon i den samlede vind og solkraften på både nordisk og europeisk nivå, varierer produksjonen ofte i utakt i ulike deler av systemet. Overføring frem og tilbake mellom land og regioner bidrar til å jevne ut disse variasjonene.

Flyten i Norge er i tillegg sterkt drevet av samspillet mellom norsk regulert vannkraft og den varierende uregulerte produksjonen både i Norge og i våre naboland. Ved mye vind og solkraft kan regulert vannkraft redusere og stoppe produksjonen, for så å produsere mer når situasjonen er motsatt. Denne mekanismen gir allerede i dag en sterkt vekslende kraftflyt både internt og på mellomlandsforbindelsene. Og med enda mer "av- og på-priser" i våre naboland, samt mer havvind og solkraft i Norge, vil dette forsterke seg. Samtidig har vannkraften store svingninger i tilsiget som også bidrar til å gi vekslende flyt – eksempelvis med høy eksport i våte år på sommeren og motsatt.

Flyt over snitt 2 i Sverige (SE2-SE3)



Varighetskurve for kraftpris NO2 og Tyskland



Hovedtrenden er større, men mer balansert kraftflyt mellom regioner

En gjennomgående hovedtrend i både basisscenarioet og det høye forbruksscenarioet "Høy" (der vi har 260 TWh forbruk i 2050), er at det blir mer balansert og vekslende flyt begge veier i nesten alle de norske transportkanalene. Dette følger av at vi i disse scenarioene har en balansert utvikling av årlig gjennomsnittlig energiforbruk og energiproduksjon per landsdel, at andelen varierende vind- og solkraft øker i Norge, og at det er høy variasjon i kraftprisene i våre naboland.

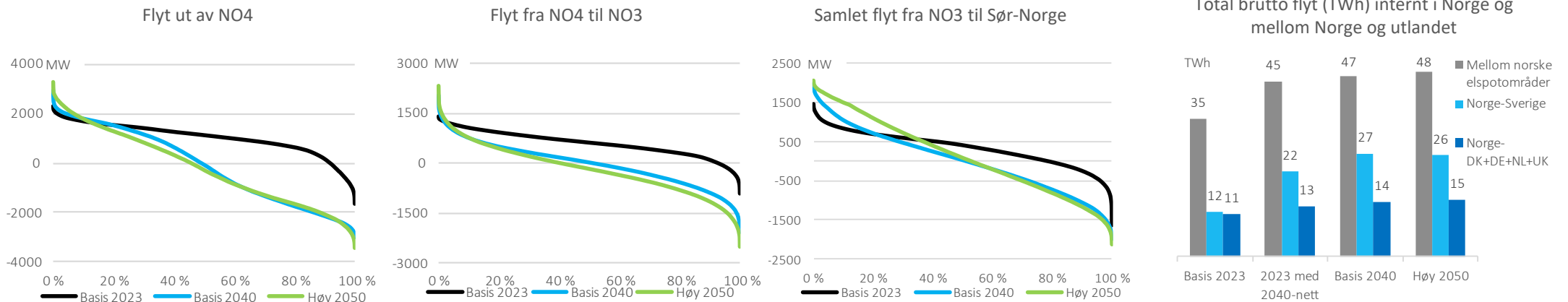
I hovedscenarioene får vi høyere maksimal flyt enn i dag i stort sett alle kanaler, selv om netto energitransport som regel er lavere. Mindre enveis energitransport gir imidlertid mindre varighet i periodene med høyest flyt.

Samlet flyt målt i brutto energioverføring mellom de ulike prisområdene i Norge øker fra ca. 35 TWh i Basis 2023 til ca. 45 TWh i Basis 2040 og Høy 2050. Flyten målt i energi øker altså kun med ca. 30 % selv om vi dobler forbruket fra i dag. Ettersom netto utveksling på mange kanaler er nær null, viser dette at utjevning av variasjoner i produksjonen tar over mye av den opprinnelige enveis energitransporten i mange av kanalene.

Det er ikke bare det grunnleggende behovet for utveksling som øker flyten i mange av kanalene til 2040/50. En stor del av økningen skyldes også at mer nettkapasitet gjør det mulig å sende mye mer kraft frem og tilbake. Når vi simulerer 2023 datasettet med 2040 nettet får vi også her mye større flyt mellom prisområdene i Norge. På noen kanaler får vi omtrent samme overført volum som i både Basis 2040 og Høy 2050.

Selv om overføringsbehovet endrer karakter fra transport til utjevning, er det et stort behov for forsterkningene som ligger inne i 2040-nettet. Som vi kommer tilbake til, så blir flaskehalsene såpass store at det ikke vil være mulig å ha en vekst som i Basis og Høy til 2040 og 2050 om vi bare beholder dagens nett.

I varighetskurvene for kraftflyt er kraftflyten i alle de 85 000 simulerte tidsavsnittene per datasett (det er en kurve per datasett) plottet i fallende rekkefølge fra høyest til lavest, i ulike kanaler og i flytretningen angitt i overskriften. Når det er like mye flyt i begge retninger over året blir netto utveksling null.

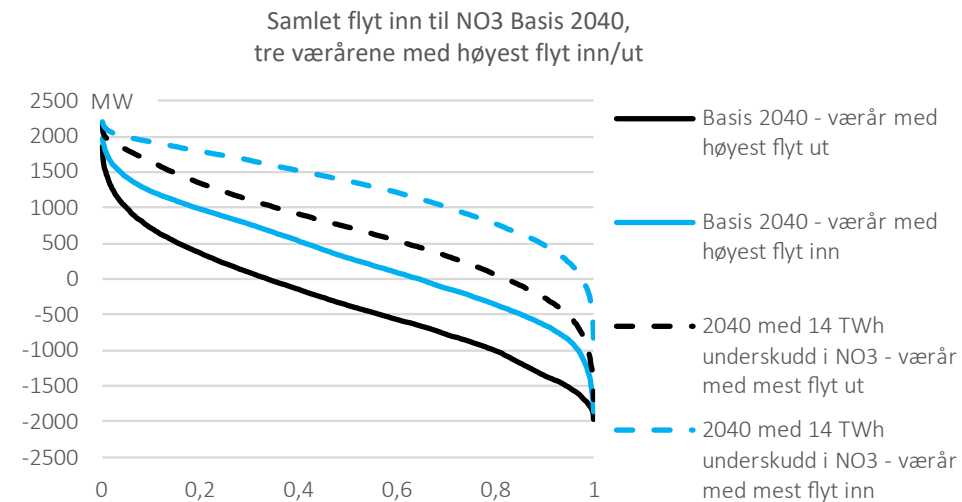


Over- og underskudd på energibalansene er fortsatt sentralt

Selv om markedet trekker i retning av en balansert utvikling av forbruk og produksjon, er det samtidig stor sannsynlighet for at vi kan få en mer ubalansert utvikling over kortere og lengre perioder enn hva vi har i hovedscenarioene:

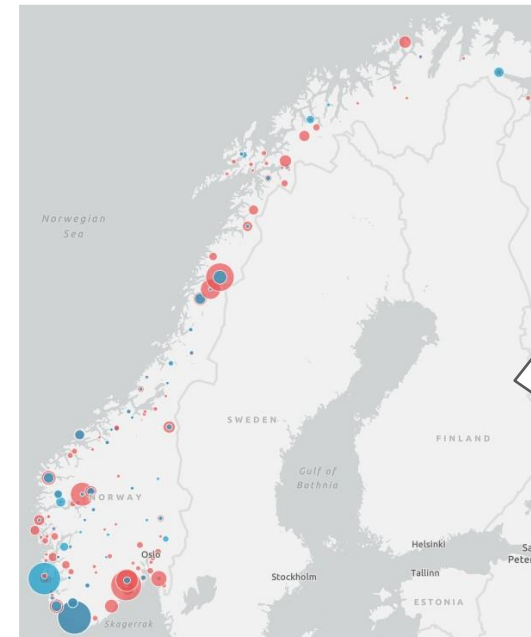
- Mindre utbygging av ny produksjon og en høyere toleranse for høyere kraftpriser i industrien enn antatt, kan gi et større og mer langvarig underskudd på den norske energibalansen fra slutten av 2020-tallet og utover.
- Veksten i særlig industriforbruket kan gå mer i rykk og napp enn vi legger til grunn i hovedscenarioene – og gi perioder med større regionale underskudd.
- Hvis bunnfast havvind i sørlige Nordsjø vinner fram på bekostning av flytende havvind kan vi få mer langreist kraft med overskudd i NO2 og underskudd lengre nord i Norge.

I tillegg er det rimelig sikkert at Østlandet fortsatt vil ha stort underskudd på den regionale energibalansen da potensialet for ny energiproduksjon der er begrenset.



Tilslaget til norske vannkraftverk varierer med rundt 50 TWh mellom våte og tørre år. Dette gir i seg selv periodevis store regionale og nasjonale ubalanser i energibalansene med tilhørende enveis energitransport. Med større ubalanser på de gjennomsnittlige energibalansene nasjonalt og regionalt forsterkes dette kraftig. Ved underskudd på den gjennomsnittlige balansen blir det ekstra høy flyt inn til det aktuelle området i tørre år. Og motsatt – slik situasjonen har vært i Sør-Norge sommeren 2023 – gir et overskudd på energibalansen i gjennomsnitt ekstra stort overføringsbehov ut av området i våte år.

Under- og overskudd på energibalansene nasjonalt og regionalt vil generelt gi større flaskehalser med større varighet enn ved en balansert utvikling. Kombinert med at det er usikkert hvordan forbruk og produksjon utvikler seg, og at de forsterkede transportkanalene i 2040-nettet skal håndtere mange tiår med varierende flyt, er det viktig å analysere og vektlegge mange ulike scenarier for fremtidig utvikling.



Lokalisering og volum på tilknytningssaker

Røde bobler er tilknytningssaker på forbruk (ca. 26000 MW) og blå er for produksjon (9800 MW). Reservert volum forbruk er ca. 6800 MW og produksjon ca. 3900 MW.

Boblestørrelsen indikerer MW-volumet pr. lokasjon av det forespurte volumet. Dette spenner fra under 10 MW på de minste sakene til over 1000 MW for de største. Kartet viser status Q3 2023.

Dagens nett gir vesentlige flaskehalsar i alle scenarioer

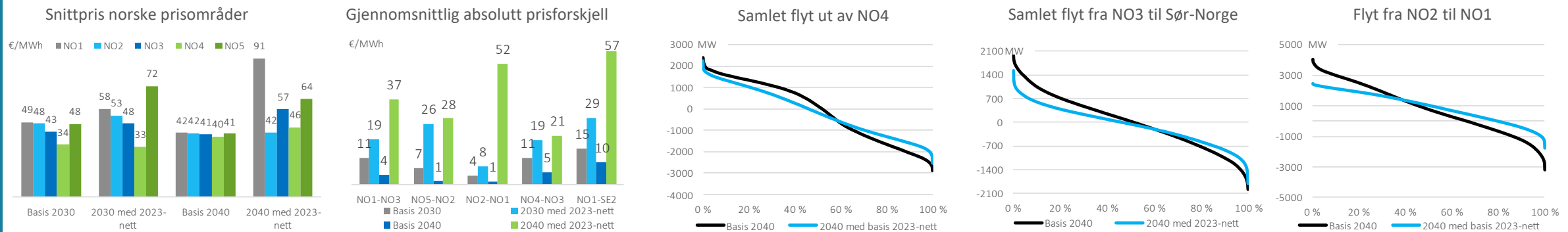
Med dagens forbruk og produksjon har vi periodevis store flaskehalsar i nettet slik det er per nå, sammenlignet med hva vi har sett historisk. Økningen i flaskehalsar vi har sett i Norge og Norden de siste årene har i stor grad vært drevet av mer vindkraft, mindre kjernekraft i Sør-Sverige, samt høyere overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Europa/UK. Dette har blitt forsterket av at mye av vindkraften har kommet til nord for snitt 2 i Sverige og Dovre, som allerede hadde et stort overskudd på energibalansen. I tillegg har kapasiteten både internt i Sverige og fra Sverige til Sør-Norge vært sterkt redusert.

Lav overføringskapasitet, særlig i det gjenværende norske 300 kV-nettet, er også en vesentlig årsak til at vi har flaskehalsar. Voldsomt høye europeiske gass- og kraftpriser gjennom den europeiske energikrisen har i tillegg gjort at prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalsene, har blitt veldig store. Hadde vi hatt samme nivå av gasspriser som historisk, ville prisforskjellene av de samme flaskehalsene blitt mye mindre.

Fremover gir både reduserte overskudd på energibalansene og mye lavere gasspriser enn i 2022 isolert sett mindre flaskehalsar og prisforskjeller. Kombinasjonen av økt forbruk og mer vind- og solkraft, samt mye variasjon i kraftprisene i landene rundt oss gir likevel høyt og stadig økende overføringsbehov. Hvis vi beholder dagens nett gir dette store flaskehalsar og prisforskjeller.

I figurene under illustrerer vi dette ved å sammenligne simulerte prisforskjeller og flyt i Basis 2030 og 2040 med tilsvarende datasett der vi beholder dagens nett. Som stolpediagrammene viser blir det store forskjeller i både gjennomsnittsprisene og i de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time når vi har forbruk, produksjon og markedet som i 2030 og 2040, men har nettet uendret som i dag. Flytkurvene viser tilsvarende at kraftflyten holdes nede i mange av kanalene som følge av for lite kapasitet.

Våre modellsimuleringer indikerer at flaskehalsene med dagens nett trolig blir så store at det ikke vil være markedsmessig bærekraftig over tid. Dette viser tydelig behovet for de planlagte nettførsterkningene – og at utviklingen trolig vil bremse og stoppe opp hvis nettet ikke forsterkes som planlagt.



Flaskehals i ulike situasjoner – størst prisforskjell om vinteren

Mønsteret i kraftoverføringen i Norge og Norden har endret seg vesentlig det siste tiåret. Flere steder har dette gitt mer flyt og flere timer med flaskehals. Våre analyser viser tydelig at vi vil gå mot et mønster med høy flyt i ulike retninger, selv om overføringsbehovet ikke nødvendigvis vil øke alle steder sammenlignet med i dag. Dette gjør at det i enda større grad enn i dag oppstår flaskehals i mange ulike situasjoner gjennom hele året, også med 2040 nettet på plass.

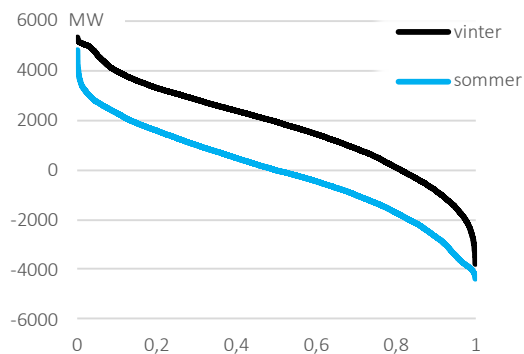
Et ferskt eksempel på dette er fra sommeren 2023 i Sør-Norge. Da gav uregulert produksjon og lite forbruk i NO1 og NO5 et stort overføringsbehov både til Sverige og til NO2, og videre på kablene til kontinentet og UK. Resultatet ble høy flyt og store flaskehals på ledningene mellom NO1/NO5 og NO2 gjennom mye av sommeren.

I våre simuleringer ser vi at overføringsbehovet mellom NO1 og NO2 øker, spesielt mot Østlandet. Den høyeste flyten vil oppstå om vinteren, men som figuren som fordeler flyten på vinter og sommer viser, kan det oppstå svært høy flyt inn mot NO2 i sommerhalvåret. Den veien er også kapasiteten i nettet om lag 1000 MW lavere enn motsatt vei, også etter at nettet er oppgradert. Flaskehalsene vil dessuten være større i denne perioden enn det våre simuleringer viser fordi det ofte vil være redusert kapasitet som følge av utkoblinger om sommeren.

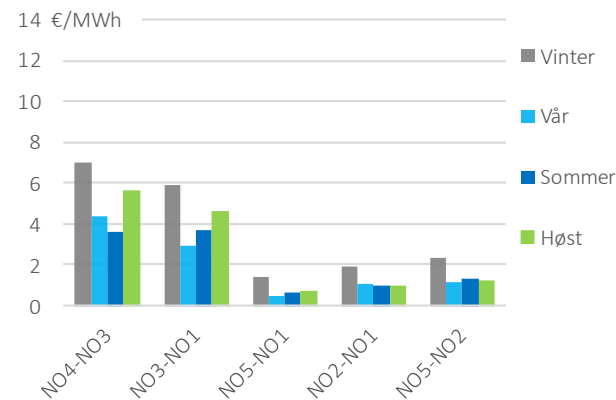
Selv om det er flaskehals og prisforskjeller gjennom hele året, blir prisforskjellene som regel større når det er flaskehals om vinteren. Årsaken er at det da er generelt høyere priser og dermed større potensial for prisforskjell ved flaskehals. Eksempler på dette er når det i perioder er nullpriser, satt av mye vindkraft i et område, mens regulert vannkraft med høy vannverdi setter prisen i et annet.

I timene med høyt forbruk om vinteren kan det være like priser i hele Norge og Norden. Men det er også slik at prisforskjellene kan bli veldig høye i disse timene fordi forbruk med relativt høy betalingsvilje er på marginen i områdene med mest knapphet, men i andre områder vil vannverdier eller forbruk med lavere betalingsvilje være på marginen. Den mest fremtredende gjennomgående flaskehalsen i våre scenario, spesielt i Høy 2050, oppstår i disse timene der prisen i Midt-, og Nord-Norge, samt i de to nordligste områdene i Sverige er satt av vannverdier eller utkobling av industriforbruk med lav betalingsvilje, mens prisen i sør er den samme som i Europa eller satt av utkoblingsprisen til forbruk med høyere betalingsvilje. Samtidig vil varigheten av disse flaskehalsene være relativt liten. Det, sammen med at det også er perioder med lavere priser i sør, gjør at det er liten forskjell i gjennomsnittsprisene over året.

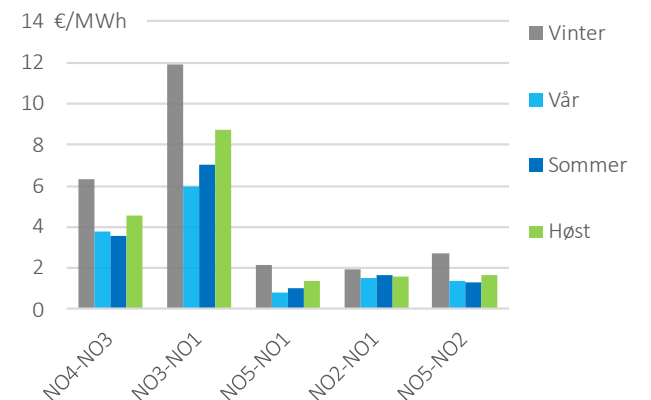
Flyt fra NO2 til NO1 i Høy 2050 i sommer- og vintermåned



Timevis absolutt prisforskjell i snitt per sesong i Basis 2040



Timevis absolutt prisforskjell i snitt per sesong i Høy 2050



Flytbasert gir tidvis prisforskjell mellom områder uten flaskehals

Med dagens NTC ordning er det slik at det normalt sett ikke oppstår prisforskjell mellom to områder så lenge det ikke er flaskehals mellom områdene. Det er unntak, spesielt mellom NO3 og Sør-Norge hvor det i mange timer vil oppstå stor forskjell mellom markedsflyt og hva som faktisk blir flyten i driftstimen. Dermed må markedskapasitetene Statnett melder inn ta hensyn til avviket og hvordan dette eventuelt påvirker andre flaskehals i systemet for eksempel mellom NO3 og SE2 og SE2 og SE3.

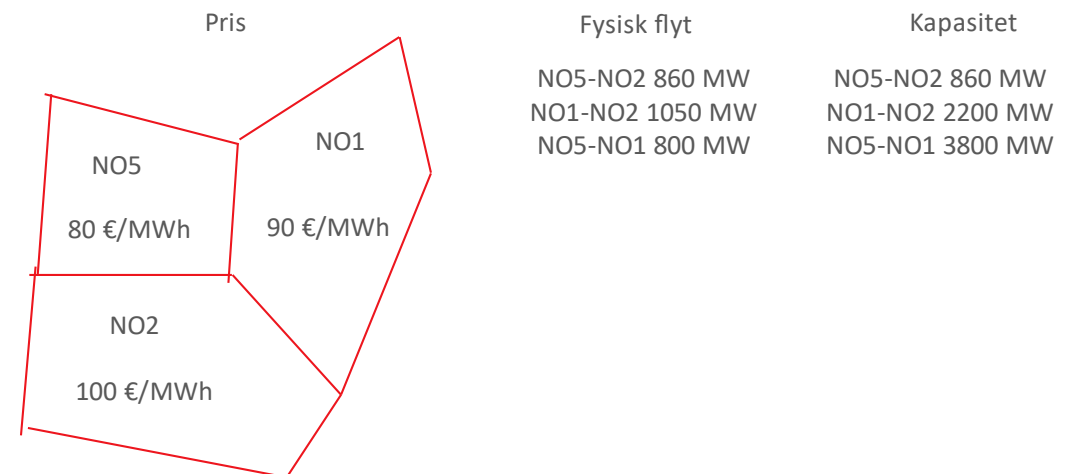
Med flytbasert skjer det oftere at det er prisforskjell mellom to områder selv om det ikke er fysisk flaskehals på ledningene mellom områdene. Grunnen er at med flytbasert reflekterer prisene i hvert område hvordan produksjon og forbruk påvirker andre flaskehals i systemet. Det betyr igjen at alle flaskehals løses optimalt gitt de prisområdene som finnes. Men det betyr også at flytbasert kan gi prisforskjell mellom flere områder for en flaskehals der NTC kun gir prisforskjell mellom to områder. Til gjengjeld blir flyten i nettet høyere og dermed de samlede prisforskjellene mindre. Her viser vi det med et dagsaktuelt eksempel hentet fra vårt basisdatasett fra 2023.

I dagens situasjon er det mange timer med flaskehals fra NO5 og NO1 inn til NO2 i sommerhalvåret. Siden det ikke er flaskehals mellom NO5 og NO1 får imidlertid disse områdene alltid lik pris. Videre er det slik at det ofte oppstår fysisk flaskehals på ledningen som forbinder NO5 med NO2 før det oppstår flaskehals på de fire ledningene som forbinder NO1 med NO2. Med flytbasert vil prisene og produksjonen i NO5 og NO1 tilpasse seg slik at de to kanalene utnyttes maksimalt gitt de underliggende fysiske begrensningene i nettet og marginalkostnadene ved produksjonen i de to områdene.

I den simulerte timen eksempelet tar utgangspunkt i er flaskehalsen på ledningen mellom NO5 og NO2. Her flyter det 860 MW mellom områdene, som tilsvarer termisk kapasitet på ledningen. Fra NO1 til NO2 flyter det 1050 MW, og fra NO5 til NO1 flyter det 800 MW. Her er imidlertid de fysiske kapasitetene henholdsvis 2200 MW og 3800 MW, og den faktiske flyten er langt under dette. Det betyr at alle prisene i Sør-Norge i praksis reflekterer flaskehalsen mellom NO5 og NO2. Og vi har ulik pris i NO5 og NO1 selv om det ikke er flaskehals mellom disse områdene.

Med dagens NTC-ordning ville prisene i NO5 og NO1 vært like siden flyten er langt under kapasiteten i Hallingdal. Mest sannsynlig ville dette gitt mer produksjon i NO5 på bekostning av NO1, men siden produksjon i NO5 i større grad belaster ledningen på Vestlandet ville dette ført til at det oppstår flaskehals inn til NO2 for et noe mindre samlet overført volum inn til NO2. Ettersom marginalkostnadene i NO1 vil ligge under de i NO2 vil det da oppstå et tap sammenlignet med det simulerte eksempelet med flytbasert.

Eksempel fra Basis 2023. Simulert pris og flyt i en time der flytbasert markedskobling gir ulik pris mellom NO5 og NO1 selv om flyten i Hallingdal er langt under kapasitetsgrensen



Med en mer ubalansert utvikling blir flaskehalsene større

Det er som tidligere nevnt flere grunner til at vi kan få en mer ubalansert utvikling av forbruk og produksjon nasjonalt eller for ulike landsdeler, enn hva vi har i hovedscenarierne fra LMA 2022. Det er særlig stor mulighet for underskudd på energibalansene.

Og gitt at vi er i en situasjon der nettkapasiteten er for lav i forhold til behovet, og vi har en flaskehals, vil underskudd og mer enveis langtransport av kraft gjøre disse flaskehalsene større og mer vedvarende.

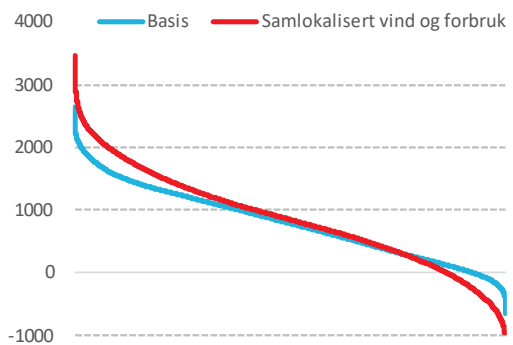
Under viser vi to av mange mulige eksempler på hvordan større ubalanser enn i hovedscenarierne raskt gir mye mer flyt og dermed også større flaskehals. Til venstre har vi lagt mer av havvinden på Vestlandet til Haugalandet samtidig som forbruket i Bergensområdet er høyere. Dette gir flaskehals og prisforskjell mellom NO2 og NO5.

I det andre eksempelet ser vi virkningen av et samlet underskudd i Norge på rundt 15 TWh, hvor forbruket er økt med 10 TWh i både NO5 og NO3. Dette gir som figuren viser større import på forbindelsene fra utlandet, samtidig som flyten på interne forbindelser i Norge også øker.

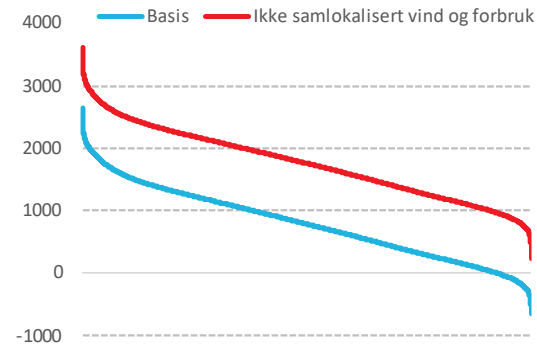
I ATK 2023 har vi testet ut konsekvensene av veldig store underskudd, for å se hva det oppgraderte nettet til 2040 teknisk sett kan håndtere. Dette utbroderer vi videre i de kommende delkapitlene.

Overføringsbehovet inn til NO5 med/uten samlokalisering av forbruk og vind

Med samlokalisering

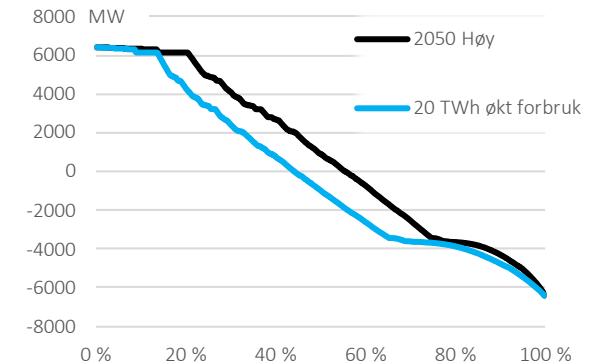


Uten samlokalisering



1000 MW industriforbruk (9 TWh) plassert i NO5
og 2000 MW vindkraft (9 TWh) plassert vekselvis i NO5 og NO2

Utvexling mot kontinentet og UK i 2050

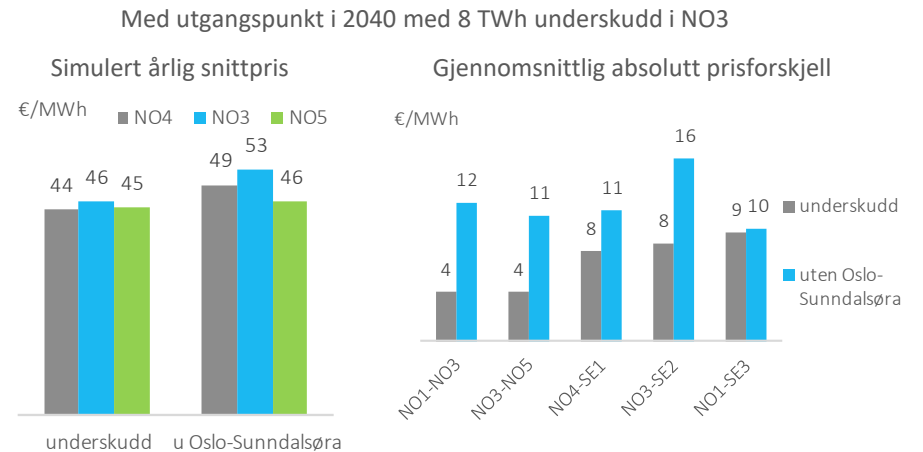
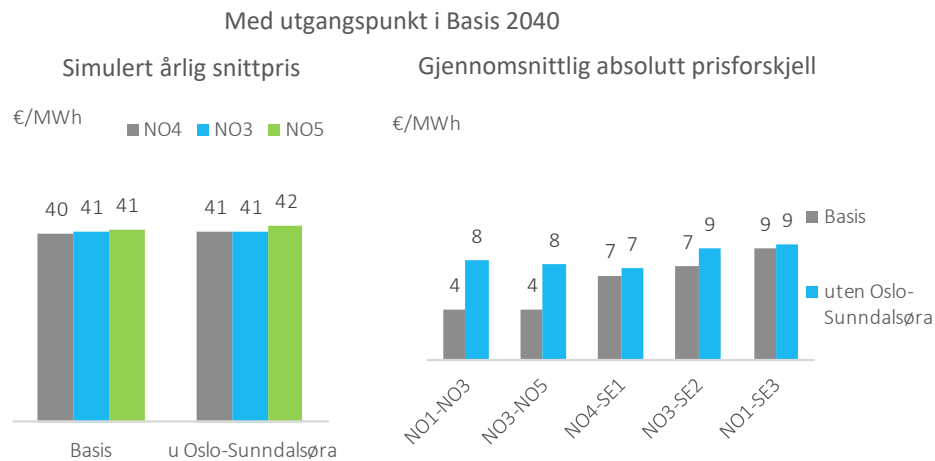
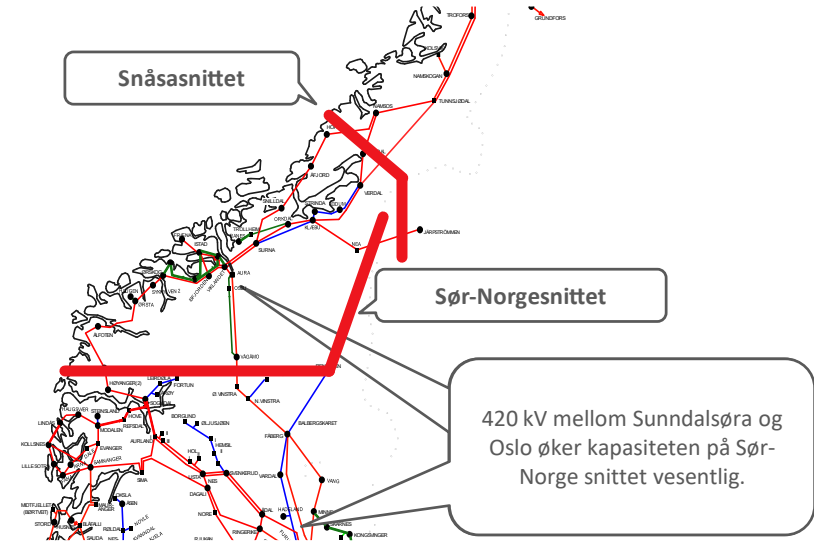


Forsinket nett kan gi store forskjeller – særlig ved stor energitransport

Hvis de planlagte tiltakene i transportkanalene til 2040 blir vesentlig forsinket, vil flaskehalsene kunne bli store. Dette gjelder særlig om det samtidig blir en mindre balansert utvikling enn vi har i hovedscenariene fra LMA 2022.

Det er flere områder der både forsinket nett og større ubalanser kan oppstå de neste 10-15 årene. Statnett har eksempelvis tidligere vist at det blir store flaskehalsar inn til Bergen og Østlandet om industriforbruket øker mye før vi rekker å bygge ut nettet.

I eksempelet under ser vi på en forsinket utbygging av oppgradering til 420 kV mellom Oslo og Sunndalsøra. I disse simuleringene gjenstår det forsterkninger mellom Vågå og Lillehammer og da blir prisforskjellene time for time mye større i snitt mellom NO3 og NO5/NO1. Når vi i tillegg øker forbruket i NO3 ensidig med 15 TWh slik at underskuddet på energibalansen blir 8 TWh i området, blir prisforskjellene og den lokale gjennomsnittsprisen mye høyere. Så mye økt forbruk uten oppgradert Oslo-Sunndalsøra og ny produksjon er naturlig nok ikke realistisk, men eksempelet illustrerer de grunnleggende sammenhengene. Vi ser nærmere på dette i kapittelet om Midt-Norge.



Uten ny produksjon og nett vil høye priser stoppe forbruksveksten

Et av hovedpoengene i LMA 2022 er at markedet over tid bidrar til en viss sammenheng mellom veksten i forbruk og produksjon. Norge har i dag et overskudd på energibalansen på i underkant av 20 TWh, og forbruket kan øke mye før det kommer noe ny produksjon av betydning. Men med en svakere energibalanse blir de gjennomsnittlige kraftprisene gravis høyere i de norske prisområdene. Og øker vi forbruket tilstrekkelig mye uten at det kommer ny produksjon får vi til slutt høyere snittpriser enn i andre land og regioner. Industrien som ofte står bak økningen i forbruket vil da etter hvert, avhengig av betalingsviljen, skrinlegge prosjekter og eventuelt flytte mer av aktiviteten til andre land.

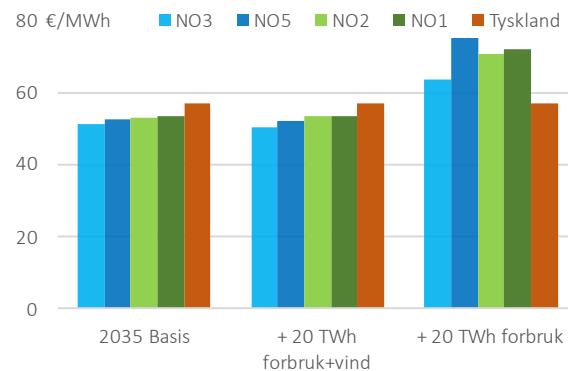
Det er stor variasjon og mye usikkerhet i hvor sensitivt ulike deler av det nye eller gamle forbruket vil være for høyere priser. I hvilken grad høyere priser har betydning vil også avhenge av utsiktene for ny produksjon på lengre sikt. Både LMA 2022 og i vår siste kortsiktige markedsanalyse viser vi at mye vind og solkraft i våre naboland også presser ned prisene i Norge, og at priskonsekvensen av noe underskudd på energibalansen i særlig Sør-Norge ikke er så store.

Det er likevel liten tvil om at det vil gå en grense et sted for mange av forbrukerne. Og at vedvarende høyere priser enn i andre områder og land til slutt vil dempe og stoppe forbruksveksten. Mye av denne reaksjonen vil trolig skje på forhånd, ut fra forventningen om at det skal bli høyere priser i Norge enn i andre land.

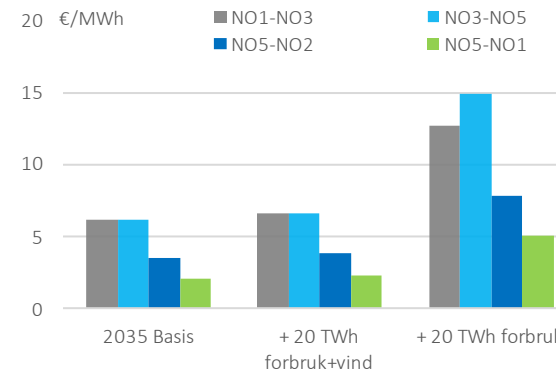
Forsterkning av de norske transportkanalene demper lokale prisøkninger som følge av større forbruksvekst og underskudd. Men bare opp til et visst nivå. Og uten ny produksjon i Norge vil prisene i hele landet øke til nivåer som gjør at utviklingen stopper opp.

I denne analysen har vi testet hvor mye forbruk det er mulig å håndtere med lite ny produksjon både med og uten 2040-nettet ferdig utbygd – for å forstå mer om hvor tersklene går. Men før vi kommer så langt at nettet begrenser så vil kraftprisene i Norge bli så høye at det ikke er noe realisme i at nytt forbruk vil koble seg på og utvide. Økonomiske forhold vil derfor i all hovedsak begrense hvor store og vedvarende underskudd vi kan ha, mer enn nettet i seg selv. Når vi snakker om hva nettet kan gi av kapasitet til forbruksvekst er det dermed helt avgjørende å se dette i sammenheng med utviklingen av ny produksjon – både i form av energi og mer effekt.

Simulert årlig snittpris i 2035



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035



Vannkraften jevner ut forskjellen mellom vindkraft og forbruk

Norge har mye fleksibel og regulerbar vannkraft. Kraftverkene er bygget med stor samlet lagringskapasitet i magasinene. De fleste magasinkraftverk har nok generatorkapasitet til å kunne produsere energien gitt av det gjennomsnittlige årstilsiget på 2500-4000 timer per år. Samtidig koster det svært lite å skru opp og ned på produksjonen. Alt dette gjør at vannkraften kan bidra med store volumer fleksibilitet til lave kostnader. Det meste av dette brukes allerede til å tilpasse produksjonen til behovet og kraftprisene. Og dette gjør at Norge har lite kortsiktig prisvariasjon. På den andre siden svinger norske kraftpriser mye over lengre tidsrom. Dette skyldes variasjonene i tilsiget, begrensninger gitt av kapasiteten i magasiner og generatorer, og at det også er mye elvekraft når det er lite forbruk på sommeren.

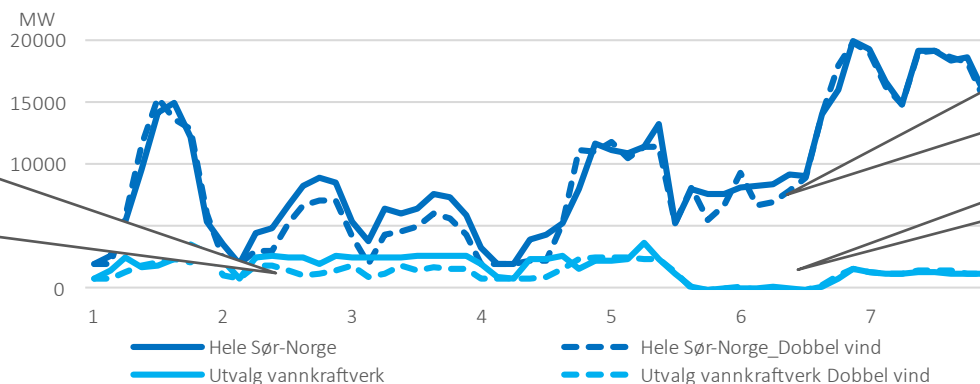
Selv om mye av fleksibiliteten i vannkraften allerede er fullt utnyttet, er det fortsatt et uutnyttet potensial som blir tatt i bruk når behovet for utjevning øker. Modellsimuleringene våre viser at det er et særlig stort potensial for å stoppe eller redusere produksjonen på vinteren. Når vi simulerer med enda mer havvind og solkraft i Norge, og enda mer varierende priser i våre naboland, ser vi at vannkraften reduserer og stopper for å gi plass i markedet til den uregulerte produksjonen.

I figuren har vi simulert to varianter der den ene har mye mer havvind. Som den stiplede kurven viser reduserer vannkraften produksjonen når det er mye vind. Denne fleksibiliteten er mye av årsaken til at når vi legger til like mye havvind og industriforbruk målt i energi over året i et prisområde, så gir modellsimuleringene våre at det blir omtrent uendret gjennomsnittlig kraftpris i det aktuelle prisområdet. Dette til tross for at havvinden har mye mer effekt som svinger sammenlignet med det jevne industriforbruket. Og siden det er mye regulert vannkraft i neste hele Norge, bidrar denne mekanismen til å dempe økningen i flyten i transportkanalene når vi legger mer uregulert produksjon kombinert med jevnt industriforbruk.

Men dette gjelder bare opp til et visst nivå – og ikke hele året. Allerede i dag er det lange perioder i sommerhalvåret der den regulerte vannkraften allerede står stille. Og når vi øker mengden uregulert havvind over et visst nivå skjer det samme mer og mer i vinterhalvåret også.

Fleksibiliteten i vannkraften kan utvides med investeringer i effektutvidelser og pumpekraft. I Basis legger vi til grunn at effektoppgraderinger gir 5000 MW økt kapasitet til 2050, men ingen store pumpeanlegg.

Produksjon fra magasinkraftverk i hele Sør-Norge og et utvalg vannkraftverk i Ryfylke og Indre Agder gjennom en uke om vinteren, med 1500 MW og 3000 MW vind i Sørlege Nordsjø



Ved økt vindkraftproduksjon faller kraftprisene og vannkraftprodusentene lokalt i Ryfylke/Indre Agder justerer ned sin produksjon. Nedreguleringen er også er synlig på vannkraftproduksjonen i hele Sør-Norge.

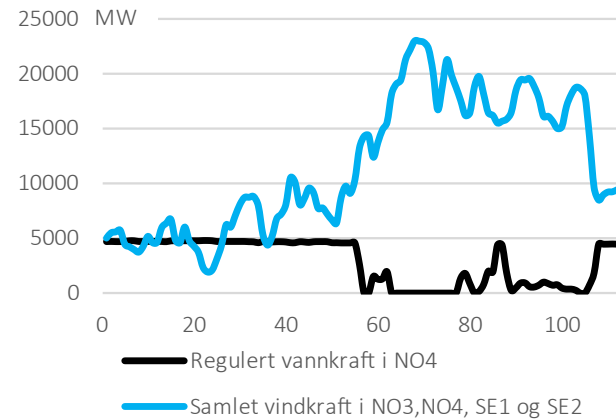
I timer hvor vannkraftverkene lokalt allerede står, er det ikke noen gjenværende fleksibilitet til nedregulering. I disse tilfellene vil prissignalene nå vannkraftverk lenger unna, slik at disse justere ned sin produksjon og sørger for fleksibilitet

Eksempel på samspill mellom vind, vannkraft og flyt i NO4

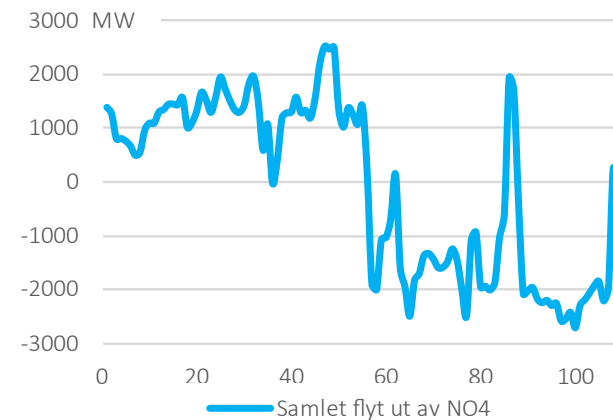
I eksempelet under viser vi samspillet mellom vindkraft og vannkraft i Nord-Norge, og flyten til og fra Sverige, i scenarioriet Høy 2050. Som figurene viser ser vi tydelig at vannkraften produserer på det maksimale når det er lite vind og skrur helt av når det er mye vind. Utvekslingen ut av NO4 følger samme mønster med høy flyt ut i perioder med lite vind og høy flyt inn i perioder med mye vind. Dette skyldes at mye av vindkraftproduksjonen ligger i Sverige.

Prisene i alle områdene er høye i den første uke med lite vind, og da ligger prisene i Sverige noe over eller likt med områdene i Norge. I den andre uka er prisene langt lavere og noen ganger ned mot null. I denne uka er prisene i Sverige jevnt over lavere enn i Norge.

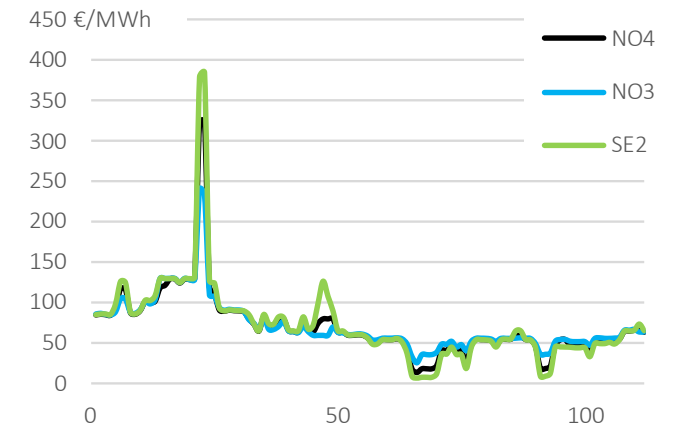
Vindkraft i Nord og regulert vannkraft i NO4 i to vinteruker



Samlet flyt ut av NO4 i de to samme ukene



Pris i samme uker i Norge og Sverige



Økt andel industriforbruk og mer fleksibilitet jevner ut effektbehovet

Selv om forbruket øker mye, fører en økt andel industriforbruk til at den samlede effektprofilen blir jevnere i fremtiden enn i dag, både over året og døgnet.

Energieffektivisering og fleksibilitet i deler av det nye forbruket bidrar også til å dempe veksten i maksforbruket. Samlet sett demper dette overføringsbehovet, både ved at mer overskudd blir brukt på sommeren og at veksten ikke blir så høy på vinteren.

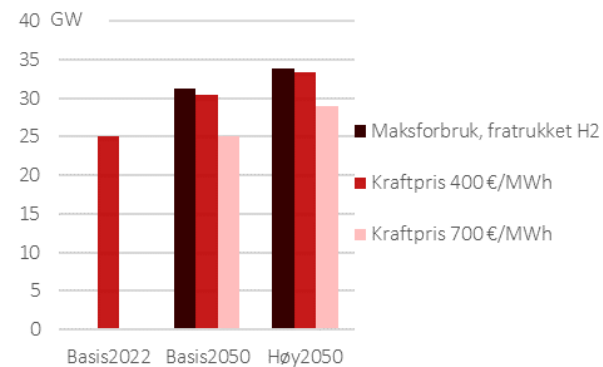
Samlet sett øker likevel maksforbruket og effektbehovet. Fra i dag øker det adderte maksforbruket for industrikunder med rundt 7 og 13 GW til 2050 i hhv. Basis og Høy-scenarioet. Estimert maksforbruk på det strammeste øker imidlertid kun med rundt 5 og 8 GW i hhv. Basis og Høy, fra 2022 (figur t.v.). Dette skyldes at vi regner med at noe av det nye forbruket, særlig i Høy, reduseres når prisene blir høye nok. Mye av dette forbruket kobler ut når prisene er rundt 100 €/MWh.

Tar vi i tillegg hensyn til bidraget fra ny uregulert produksjon i de strammeste timene er økningen i effektbehovet rundt 4 og 6 GW i hhv Basis og Høy, sammenlignet med 2022 (figur t.h.)

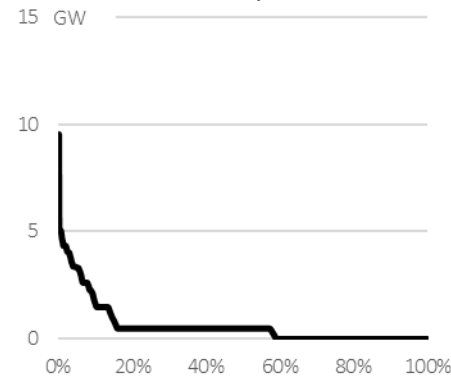
I vårt Høy-scenario kobler opp mot 5 GW forbruk ut relativt ofte, som vist i figuren i midten. Dette er forbruket med lav betalingsvilje. Her kan det imidlertid tenkes at økt effekt i vannkraften kan dekke mer av dette behovet. På den andre siden har vi en mye større overproduksjon i perioder i det høye scenarioet – drevet av mye mer havvind. Dette øker behovet også for fleksibilitet som kan fange opp overskuddet.

I hvilken grad maksforbruket dekkes av kraftverk eller annen fleksibilitet, og hvorvidt det kommer nok forbruk som kan øke forbruket ved lave priser har betydning for flaskehals og prisforskjellene som oppstår. Hvor denne fleksibiliteten og effekten er plassert geografisk har også mye å si. Blir det for eksempel mye fleksibelt forbruk rett ved tilkoblingen av havvinden så blir impulsen på nettet relativt liten. Ny effekt i vannkraftverk, og eventuelt pumpekraft, i nærheten av forbindelsene fra utlandet vil også i mindre grad gi høy flyt i det innenlandske nettet enn hvis det kommer langt unna.

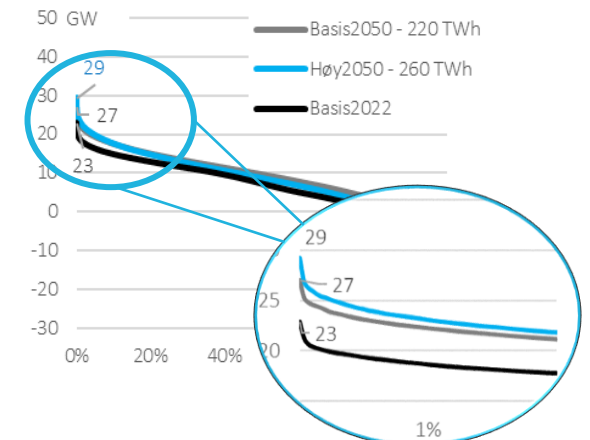
Estimert maksforbruk på det strammeste i Basis og 2050 Høy



Varighetskurve for utkobling av prisfleksibelt forbruk (GW) i Høy 2050



Varighetskurve for residualforbruk



Mer effekt og pumpekraft i vannkraften påvirker flyt og flaskehals

Vi forventer at det økte effektbehovet i Norge i høy grad dekkes opp med utbygging av mer effekt i norske regulerte vannkraftverk. I Basis legger vi til grunn en økning i regulerbar produksjon på ca. 5 GW mot 2035 i eksisterende vannkraftverk.

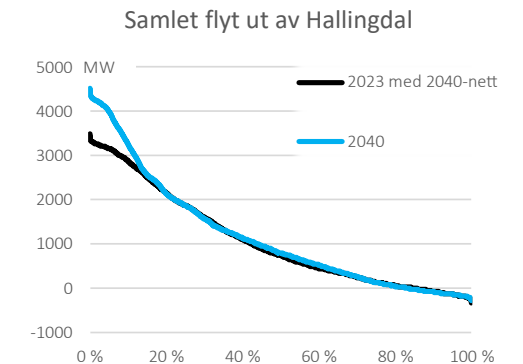
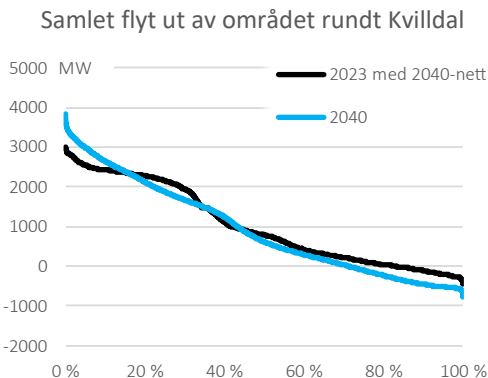
Vi kjenner ikke kostnadene ved effektoppgraderinger. Likevel mener vi det er grunnlag for å konkludere med at det mest sannsynlig vil komme investeringer i betydelig mer effekt, og kanskje også pumpekraft. Den viktigste årsaken er mer volatile kraftpriser og større sesongvariasjon. Med en slik markedsutvikling blir det viktigere for vannkraftverkene å unngå å måtte produsere i timer med relativt lav pris, og mer i timer med relativt høy pris. Investeringer i økt installert effekt og eventuelt pumpeanlegg vil gjøre det enklere å få til dette, særlig i kraftverk med lang brukstid eller lav magasinkapasitet.

Mer effekt vil også gi økt inntjening fra reservemarkedene. I tillegg kan man trolig få noe mer energi i en del tilfeller, for eksempel gjennom redusert vanntap. Investeringer i mer effekt vil videre ofte skje i forbindelse med opprusting og fornyelse av gamle kraftverk. Da kan det bli mer rasjonelt og billigere å samtidig øke effekten.

I dag har både området rundt Kvilldal/Suldal og Hallingdal en installert effekt på rundt 3500-4000 MW i den regulerte delen av vannkraften. Vi har økt denne i begge områder med om lag 1000 MW fra i dag til 2040. Figurene nede til høyre sammenlikner den samlede flyten ut av disse to områdene i en variant av 2023 med samme nett som i 2040, og Basis 2040. Vi har brukt det samme nettet for i størst mulig grad isolere virkningen av mer effekt.

Vi ser at maksimalflyten ut av begge områdene øker omtrent like mye som økningen i effekten. I Hallingdal bidrar dette til at maksimalflyten mot Østlandet på vinteren øker tilsvarende. I dag oppstår det sjelden flaskehals i Hallingdal ved intakt nett selv om forbruket på Østlandet høyt. Grunnen er nettet har omtrent like stor evne til å transportere kraft som kraftverkene i Hallingdal sin evne til å levere effekt. Med mer effekt kan det imidlertid oppstå flaskehals med dagens kapasitet, selv om varigheten av denne vil være kort. Våre simuleringer indikerer at den nye nettstrukturen vil øke kapasiteten gjennom Hallingdal med om lag 500 MW, slik at antall timer med flaskehals blir svært lavt, selv med betydelig mer effekt.

Mer effekt i Norge bidrar til flere timer med full eksport og full import på forbindelsene til utlandet. Dette bidrar til at impulsen på systemet av effektoppgraderingene i Sørvest blir mindre enn i Hallingdal, blant annet fordi de ligger nærmere forbindelsene til Europa og UK. Men vi ser tydelig at mer effekt i kraftverkene i dette området krever at vi gjør noe i nettet lokalt mellom Sauda-Nesflaten-Kvilldal for å få full nytte av de planlagte effektoppgraderingene rundt Røldal og Suldal. Her er det kun 300 kV nett med lav kapasitet og flaskehals allerede i perioder i dag.



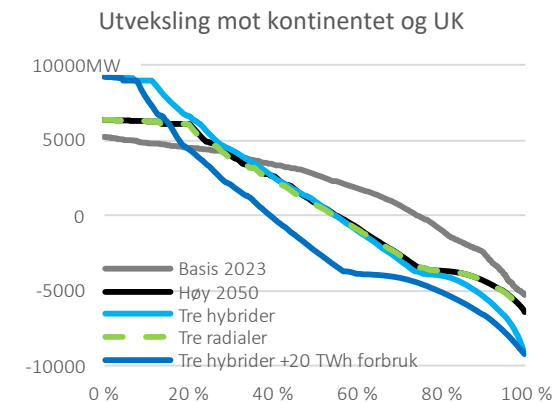
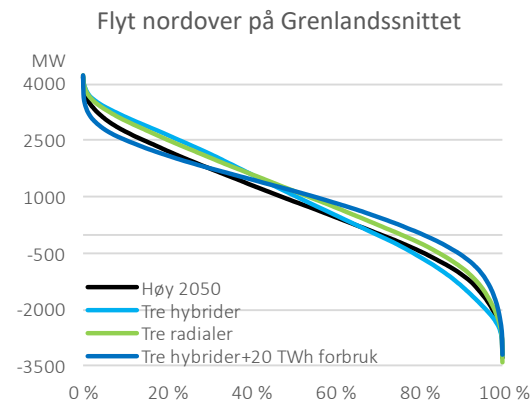
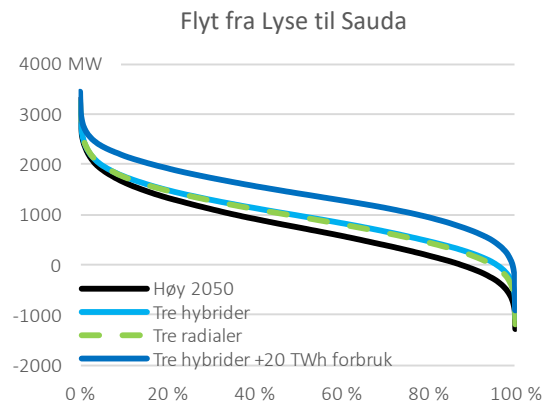
Plassering av havvind, hybrider og forbruk påvirker flaskehalsene

Plasseringen av vindkraftproduksjonen langs kysten på radial eller på hybrider, og regionale over- eller underskudd har stor betydning for flytmønstrene og flaskehalsene som eventuelt oppstår.

Med utgangspunkt i vårt datasett 2050 Høy har vi flyttet noe av vindkraftproduksjonen utenfor Bergen til Sørilige Nordsjø hvor vindkraften enten er tilknyttet med radial eller med hybrid. Som vist i områdestudien av Sør- og Østlandet* gir radiell tilknytning av havvind på Sørlandet en høy kraftflyt nordover på Sørvestlandet mot Sauda og nordover mot Grenland, i timer med høy vindkraftproduksjon.

En hybrid tilknytning av vindkraften i Sørilige Nordsjø gir tilknytning av havvind og samtidig økt utvekslingskapasitet. På Sørlandet endrer dette flytmønsteret noe da økt eksportmulighet gir økt flyt i sørgående retning. I sum blir dermed flyten inn til Sauda og over Grenlandssnittet mer balansert med en hybrid, sammenlignet med radial.

I den tredje sensitiviteten har vi økt forbruket i NO5 og NO3 med til sammen 20 TWh. Denne forbruksøkningen gjør at Norge samlet går fra et overskudd på rundt 5 TWh til et underskudd på rundt 15 TWh. Figurene viser at dette gir betydelig høyere flyt inn til Sauda og videre nordover mot Bergensområdet og NO3. Effekten av forbruksøkningen er også synlig på forbindelsene til utlandet, der det blir langt mer import for å dekke underskuddet.



*Statnett (2022) [Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet](#)

Målnett, med mer energi, effekt og fleks kan dekke 260 TWh forbruk

Analyse av Transportkanaler 2023 tilsier at transportkanalene i det planlagte nettet til 2040 trolig kan håndtere 260 TWh eller mer. Men dette forutsetter:

- Produksjonen målt i energi øker i takt med forbruksveksten – både for Norge samlet og per landsdel - med unntak av Østlandet
- Det bygges ut mer effekt i eksisterende regulerbare vannkraftverk

I tillegg til dette er det trolig også behov for at mye av det nye forbruket er fleksibelt og kan fange opp overskuddsproduksjon, eller at det bygges ut pumpekraftverk.

Det vil kunne bli behov for noen flere tiltak enn hva vi har lagt inn til 2040. I tillegg presiserer vi at det også vil være behov for lokale investeringer for å ha sikker tilknytning av 260 TWh.

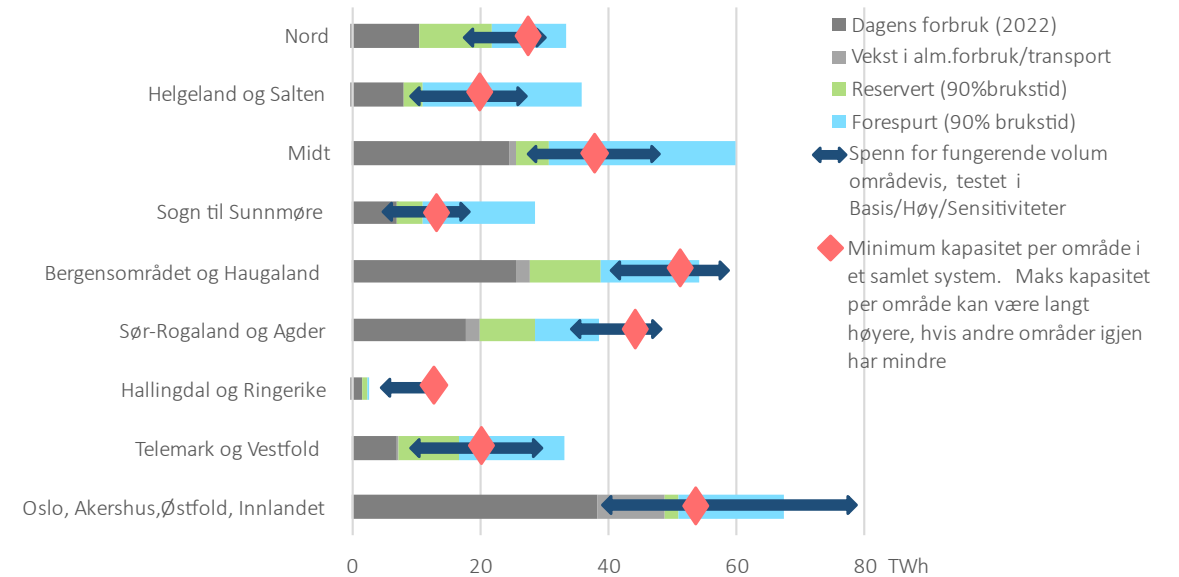
Ved en mindre balansert utvikling og mindre fleksibelt forbruk vil det bli større flaskehalser og prisforskjeller. Dette kan dempe veksten selv om det teknisk sett fortsatt er kapasitet til like mye forbruk.

Figuren gir en indikasjon på hva det minimum kan være plass til av forbruk i målsystemet – per område. Anslagene på minimumskapasitet er basert på volumene forbruk vil har testet i Basis/Høy og en rekke sensitiviteter med modellsimuleringer – samt en samlet "skjønnsmessig" vurdering.

Trolig er det plass til betydelig mer enn hva minimumskapasiteten indikerer både per område og samlet sett. Dette gjelder særlig dersom forbruket er prisfleksibelt. I alle områder tester vi langt høyere volum forbruk og produksjon enn det vi har i Basis og Høy. Målssystemet tåler normalt også dette, men det øker normalt sett prisforskjellene time for time noe.

Stolpene, særlig i Sør-Norge, bærer preg av hva vi har testet av forbruk – som igjen er knyttet opp til planene. På grunn av små flaskehalser internt i Sør-Norge er det totalvolumet som er viktig, og vi kunne fint hatt en annen fordeling.

Anslag på samlet minimumskapasitet til forbruk per område i et samlet system og spenn for fungerende volum områdevis (TWh)



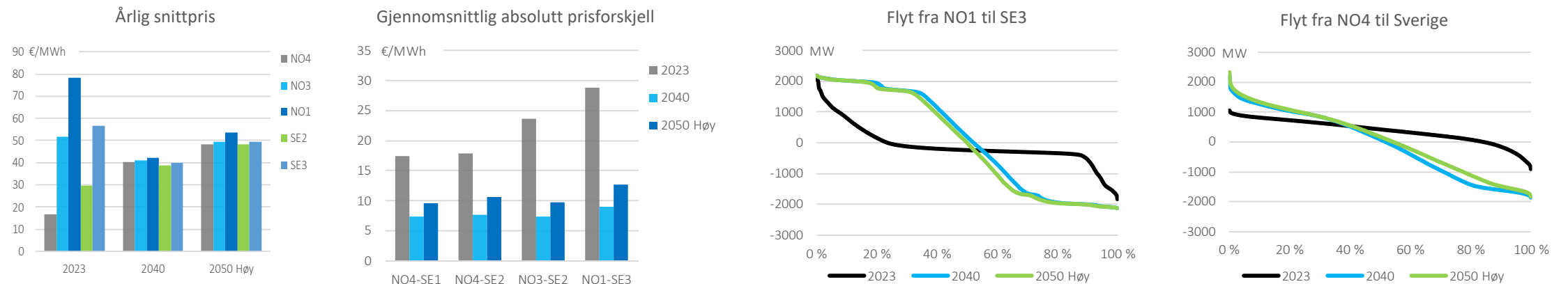
Trolig høy lønnsomhet av kapasitet til Sverige

Sverige har bygd ut mye vindkraft, spesielt i nord de siste 15 årene. Dette har gitt et stort kraftoverskudd, men også bidratt til at prisene varierer langt mer enn før. De neste 10-20 årene bygges det ut mye mer, parallelt med en høy vekst i forbruket. Mye av forbruket går til produksjon av hydrogen, som vi forutsetter at vil ha en betydelig fleksibilitet. Dette jevner ut prisene noe, men det er samtidig langt frem og dyrt å ha en høy grad av fleksibilitet i forbruket. Vi forventer derfor at det blir mye prisvariasjon i Sverige, som også forsterkes av tilsvarende utvikling i Finland.

Høy kortsiktig prisvariasjon i Sverige gir høye prisforskjeller time for time på forbindelsene mellom Norge og Sverige. Dette gir høy samfunnsøkonomisk nytte av å opprettholde og øke nettkapasiteten til og fra Sverige.

I ATK ser vi at det vil være særlig god nytte av å erstatte 220 kV ledningen mellom Røssåga i Nordland og Ajaure i Nord-Sverige med en ny 420 kV ledning. Dette viser vi nærmere i kapittelet om Nord-Norge.

I sør ser vi høy utnyttelse og nytte av å gjenopprette kapasiteten i Haslesnippet mellom NO1 i Norge og SE3 i Sverige til det gamle nivået rundt 2000 MW begge veier. Selv om kapasiteten i mange timer kommer tilbake til dette nivået ser vi at det fortsatt vil være svært mange timer med flaskehals i begge retninger. Dermed blir det også store prisforskjeller time for time selv om snittprisene er omtrent like. Prisforskjellene i 2023-datasettet er i stor grad drevet av lavere gjennomsnittspriser i Sverige, noe som forsterkes betydelig av den lave kapasiteten fra Sverige til Norge.



Prisforskjeller gir høy nytte av utveksling med kontinentet/UK

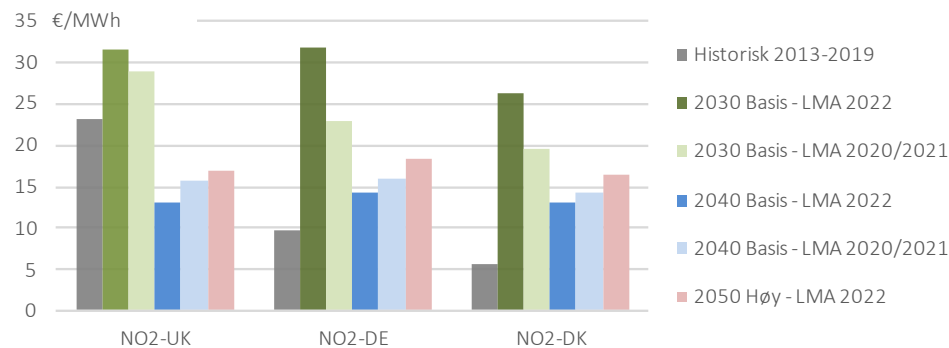
Fleksibiliteten i norsk vannkraft gir generelt mye lavere kortsiktig prisvariasjon i Norge enn på kontinentet og i UK. Samtidig gir variasjoner i tilsigte store variasjoner i norske kraftpriser over lengre tidsperioder. I sum har dette gitt og vil fortsatt gi store prisforskjeller og høy samfunnsøkonomisk nytte av utvekslingen på forbindelsene til Danmark, Tyskland, Nederland og UK fra Sør-Norge.

De nye datasettene fra LMA 2022 viser enda større kortsiktig prisvolatilitet på kontinentet og i UK enn i den forrige utgaven av LMA. Dette gjelder de første 10-15 årene og skyldes en raskere utbygging av vind og solkraft enn fleksibilitet og lagring som kan fange opp og jevne ut prisene når det er overproduksjon*. Den høye kortsiktige prisvolatiliteten gir store prisforskjeller time for time i snitt mellom Norge og våre naboland i denne perioden. Norge har med vannkraften en stor fleksibilitet til å ta unna og gi plass til periodevis overproduksjon av vind og solkraft, som våre naboland i første omgang mangler. Resultatet er høy import til Norge når det er overproduksjon og nullpriser i Danmark, på kontinentet og i UK, og motsatt. Dette bidrar til ekstra høy nytte av utvekslingen på forbindelsene fra Sør-Norge.

Utover mot 2040 forventer vi at det bygges ut mye mer fleksibilitet i hele Europa og at dette jevner ut prisene. I våre simuleringer demper dette prisforskjellene time for time betydelig sammenlignet med i 2030. Likevel er det fortsatt betydelig høyere prisforskjeller enn det vi for eksempel observerte i perioden 2013-2019, bortsett fra mot Storbritannia hvor blant annet en særbritisk CO2-skatt bidro til store prisforskjeller i denne perioden. Og her er det mye usikkerhet – det er godt mulig at perioden med ekstra store prisforskjeller og nytte vedvarer lengre enn i vårt basisscenario. I vårt høye scenario for kraftpriser er for eksempel prisforskjellene vesentlig høyere også etter 2030.

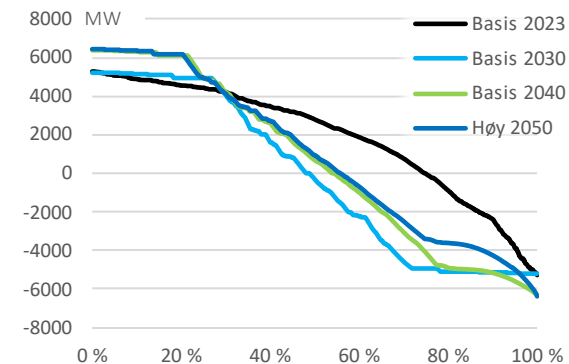
Det er i dag et overskudd på energibalansen både i Norge og Norden samlet. Dette forsterker prisforskjellene og nytten av utveksling, særlig på sommeren i år med mye tilsig. Fremover ser vi at raskere vekst i forbruket enn produksjonen, gir mindre overskudd på den norske energibalansen, og på slutten av 2020-tallet kan balansen bli negativ. Med denne utviklingen vil mer av nytten ved utvekslingen komme gjennom import i år med lite tilsig, og mindre som følge av å selge overskudd – selv om dette fortsatt er en vesentlig faktor på sommeren i våte år. Mindre overskudd gir mer balansert utveksling på forbindelsene med omtrent like mye flyt begge veier.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



*Våren 2021 laget vi en oppdatert versjon av LMA 2020 med høyere og mer volatile kraftpriser i 2030.

Samlet utveksling med kontinentet og UK



Høy nytte av å bevare og utvide kapasiteten til Danmark/kontinentet

I 2022 gav vi ut [Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II](#). Der viste vi at hybrid tilkobling av havvind fra Sørlege Nordsjø gir en betydelig nytte som følge av handel når det ikke blåser for fullt i den tilkoblede havvinden. I ATK 2023 har vi frisket opp beregningene av samfunnsøkonomisk markedsnytte og prisvirkninger med de nye datasettene fra LMA 2022. Vi beregner markedsnyttene ved å ta differansen i samfunnsøkonomisk overskudd mellom to simuleringer der det er like mye havvind tilkoblet med hhv hybrid og radial. I ATK 2023 har vi testet varianten med 1400 MW kapasitet på forbindelsen til hvert land og 1400 MW havvind. Vi har også beregnet nytten av å reinvestere de eldste forbindelsene til Danmark – SK12 ved å simulere med og uten denne på 700 MW.

Beregningene med datasettene fra LMA 2022 viser høyere nytte av hybrid tilkobling av havvind og reinvestering av SK12. Nyttene er høyest i 2030 da det er her prisforskjellene er størst. Det er imidlertid bildet vi ser i 2040 som er mest relevant, i lys av den lange levetiden på nye nettanlegg. Og her er det fortsatt høy nytte, selv om prisvariasjonen er lavere. I Basis 2050 holder nytten seg på samme nivå.

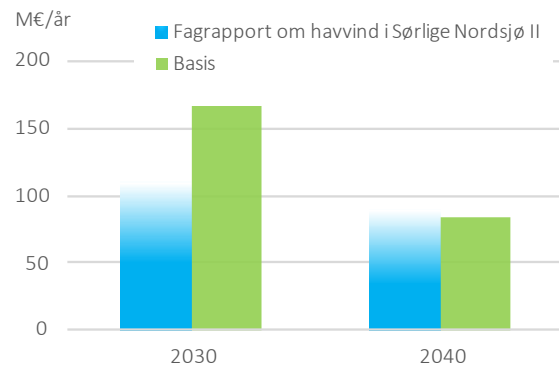
Sammenlignet med hva vi hadde i fagrapporten om havvind er beregnet nytte av hybrid høyere i de oppdaterte simuleringene. Årsaken er blant annet høyere prisvariasjon i 2030 datasettet og at vi nå antar mer effekt i norske vannkraftverk og flere nettførsterkninger internt i Norge. I tillegg bidrar forbedringer i modell og data.

Beregningene viser avtagende nytte ved utbygging av flere hybrider eller forbindelser – som følge av mer like priser time for time. Vi ser også at jevnere priser i våre naboland og mer havvind eller annen uregulert produksjon i Norge, bidrar til avtagende nytte utover i tid.

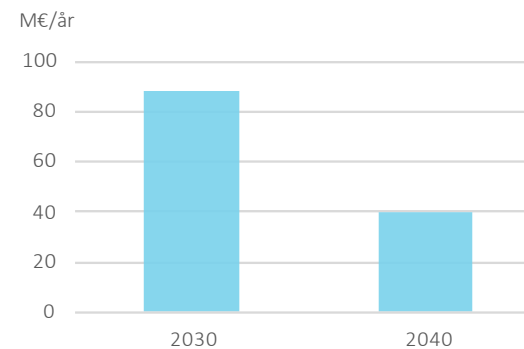
Det er mange usikre forhold og vanskelig å gi eksakte estimater på nytten av ny kapasitet til andre land. Men beregningene viser tydelig at det er høy nytte. Og selv om kostnadene for HVDC anlegg har økt, tilsier dette at det trolig vil være lønnsomt med en til to hybrider i den størrelsen vi har regnet på her, gitt at det skal bygges ut havvind. Og at en reinvestering av SK12 er lønnsomt.

Denne forenklete analysen gir imidlertid bare en indikasjon. Vi kommer nærmere tilbake til dette temaet i nye og mer omfattende analyser i 2024.

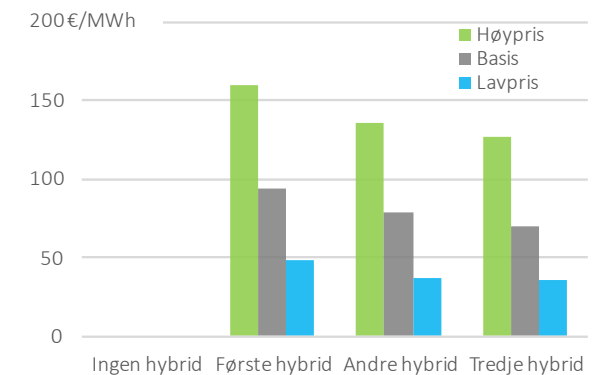
Årlig norsk nytte av en hybrid til UK sammenlignet med en radial



Årlig norsk markedsnytte av reinvestering av SK12 i Basis



Årlig norsk markedsnytte av én ekstra hybrid i 2050 i scenario med høy forbruksvekst



Liten virkning på norske priser av hybrid og reinvestert SK12

Simuleringene med og uten hybrid tilkobling av havvind fra Sørlege Nordsjø gir omtrent samme prisvirkning på norsk side som i analysene vi gjorde til fjorårets rapport*. Forutsatt at Norge er omtrent i energibalanse i et normalår, får vi at havvind på hybrid gir en svak nedgang i snittprisene i Sør-Norge. Legger vi til forbruk i Norge tilsvarende volumet med havvind målt i energi får vi noe økte priser i 2030 mens det i praksis er uendrede priser i 2040 datasettet. Tilsvarende vil en reinvestering av SK12 kablene ha liten prisvirkning i Norge i snitt, i vårt basisscenario.

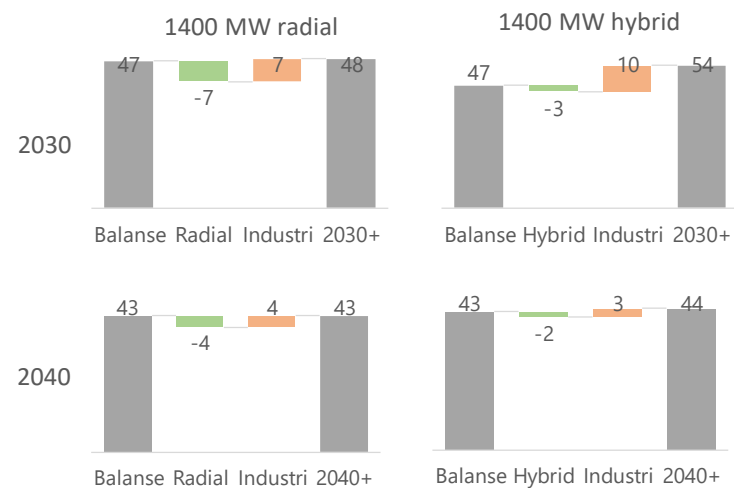
Men prisendringene på norsk side av mer overføringskapasitet til naboland er sensitive for utviklingen i den norske energibalansen og det europeiske prisbildet. Med underskudd i Norge vil eksempelvis økt overføringskapasitet gjennom en hybrid eller reinvestering av kapasiteten til Danmark i større grad bidra til å redusere norske priser da det gjør det enklere å importere til lavere priser.

Hvordan både eksisterende og eventuelt økt overføringskapasitet til våre naboland påvirker prisene i Norge varierer med den hydrologiske balansen i Norge. I år med lite tilsig vil forbindelsene til utlandet bidra til å redusere norske kraftpriser. Og motsatt vil prisene i Norge heves på sommeren i år med mye tilsig.

Vi understreker at norske kraftpriser i utgangspunktet er en funksjon av prisnivået i våre naboland. Høye priser i utlandet gir høye priser i Norge og motsatt. Og de to siste årene har Sør-Norge i større grad vært påvirket av høye kontinentale og britiske priser, mens prisene i Nord og Midt-Norge i større grad har vært preget av lave priser i det nordlige Sverige. Som vi forklarer i vår siste LMA vil fallende priser på kontinentet de neste 20 årene også gi fallende priser i Sør-Norge.

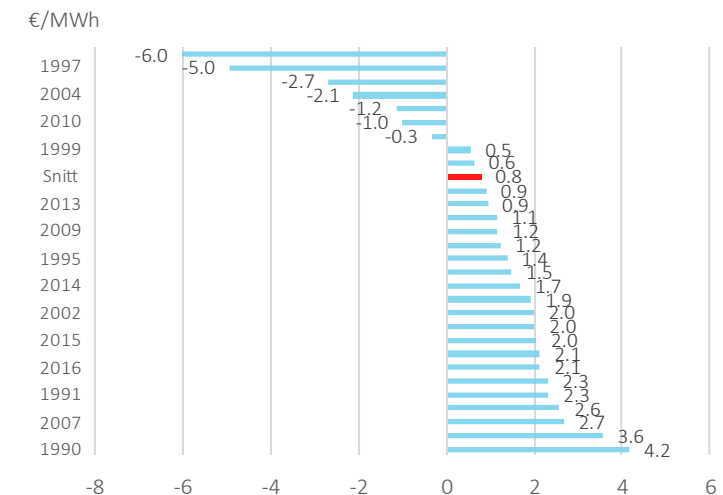
Mer kapasitet til andre land endrer ikke på den grunnleggende sammenhengen mellom kraftprisene i utlandet og Norge, men det gjør at vi i mindre grad svinger under eller over prisene i utlandet om vi har over eller underskudd i Norge, enten dette skyldes variasjoner i tilsig eller varige over- og underskudd på energibalansen.

Simulert årlig snittpris med ulik tilknytning av havvind i €/MWh



På samme måte som i fagrapporten om havvind starter vi her med datasettene fra siste LMA – som nå er LMA 2022. Så trekker vi ut forutsatt havvind og justerer norsk energibalanse til null. Deretter legger vi til 1400 MW havvind på radial pluss like mye nytt forbruk i Norge målt i energi over året. For hybrid gjør vi tilsvarende øvelse.

Prisvirkning i NO2 som følge av hybrid (radial som nullalternativ) i 2040



Kapittel 3

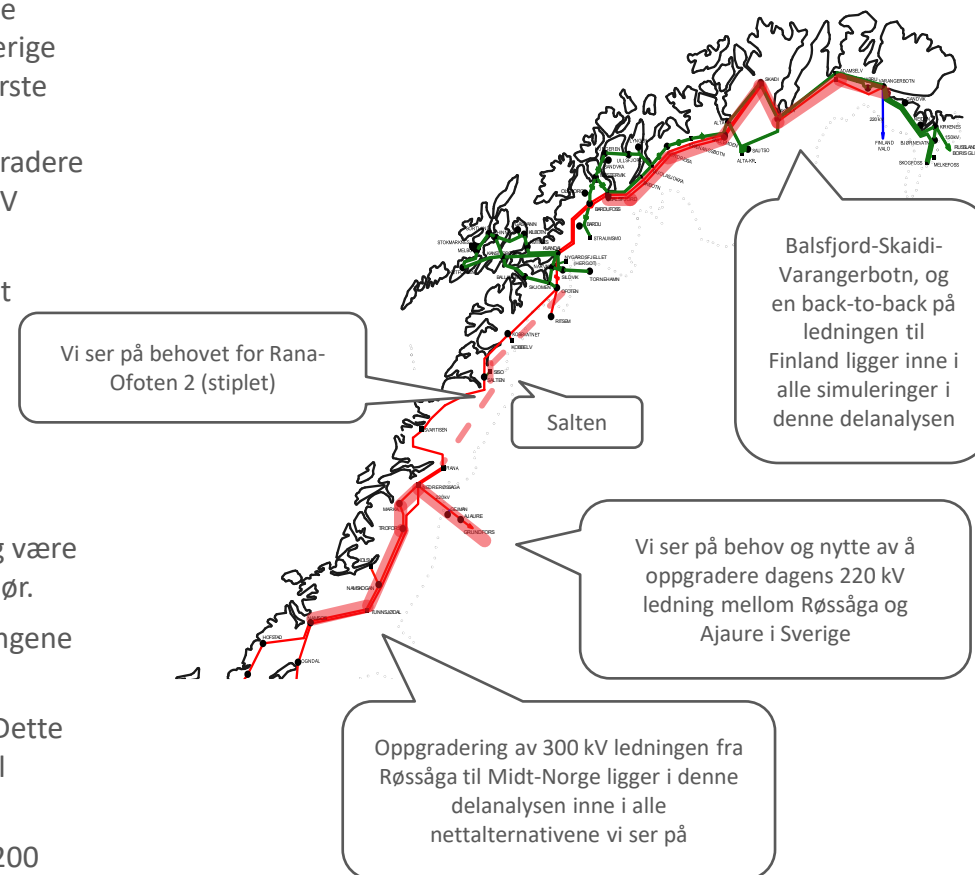
Nord-Norge – forbruksvekst, behovet for planlagte tiltak og samspill med ny produksjon

Nord-Norge har i dag et betydelig kraftoverskudd både i Nordland og Troms. Flaskehalsene i dagens nett er derfor hovedsakelig knyttet timer med lokalt overskudd. Det imidlertid mange planer om økt forbruk i hele regionen. Her ser vi på hvordan forbruksvekst gjør at det stadig oftere blir flaskehals inn til området, spesielt på ledningene fra Sverige. På grunn av et svakt nett internt, blant annet gjennom Nordland og Finnmark, oppstår det raskt større flaskehals internt, selv med mindre regionale energi ubalanser. Vi ser også på hvordan nettførsterkningene mot Midt-Norge, Sverige og gjennom Nordland skissert i områdeplanene påvirker kapasitet og flaskehals.

Hovedspørsmål og sammendrag for analysen av Nord-Norge

Nord-Norge har i dag et betydelig overskudd på energibalansen og lavere priser enn områdene rundt. Mye av overskuddet transporteres sørover i Norge, men det er også mye eksport til Sverige fra Ofoten. I denne delanalysen ser vi på hva som skjer ved en stor økning i forbruket som i første omgang reduserer overskuddet, og deretter på effektene av en ytterligere vekst parallelt med utbygging av ny vindkraft lokalt. Vi ser på flere nettforkjeninger der de to sentrale er å oppgradere dagens 220 kV ledning fra Røssåga til Sverige til 420 kV, og bygge en ny gjennomgående 420 kV ledning fra Røssåga til Ofoten. Delanalysen gir følgende hovedkonklusjoner:

- Det er plass til en vesentlig forbruksvekst i Nord-Norge. Nettet sørover fra Svartisen er mest robust med tanke på vekst i forbruk og produksjon.
- Det er mulig å utnytte vannkraften i nord betydelig mer. Denne samspiller godt med større volum vindkraft i Nord-Norge og det vindkraftdominerte kraftsystemet i Sverige.
- Inn til området fra Salten og nordover er det bare to 420 kV ledninger i dag. Det er plass til betydelig mer forbruk også her uten ny ledning fra Røssåga til Ofoten, men dette krever at produksjon utvikles i stor grad i takt med forbruket. Bruk av systemvern på forbruk vil trolig være nødvendig for å dempe flaskehalsene inn til området. Området er mer sårbart enn lenger sør.
- Ved forbruksvekst i Nord-Norge oppstår flaskehalsene ved høy flyt inn til området på ledningene fra Sverige, spesielt 220 kV ledningene til Nedre Røssåga.
- Det er mange timer med flaskehals begge veier på ledningene mot Sverige i alle scenario. Dette gir høy nytte av å oppgradere dagens 220 kV ledning fra Nedre Røssåga mot Sverige. Det vil fortsatt være betydelige flaskehals og prisforskjeller mot Sverige etter oppgraderingen.
- En ny ledning fra Røssåga til Ofoten vil løfte kapasiteten inn til Salten og nordover fra ca. 1200 MW i dag til opp mot 2000 MW. Dette gir et klart mer robust system, men har høye kostnader.
- Ved å dele Nord-Norge (NO4) i to prisområder blir det lettere å få til en utvikling med høy vekst. Våre modellsimuleringer viser at en slik endring gir relativt like gjennomsnittlige kraftpriser i det eventuelle nordlige og sørlige området, gitt høy grad av samlokalisering av forbruk og produksjon. Dette er noe Statnett vil utrede, men det er ikke besluttet.

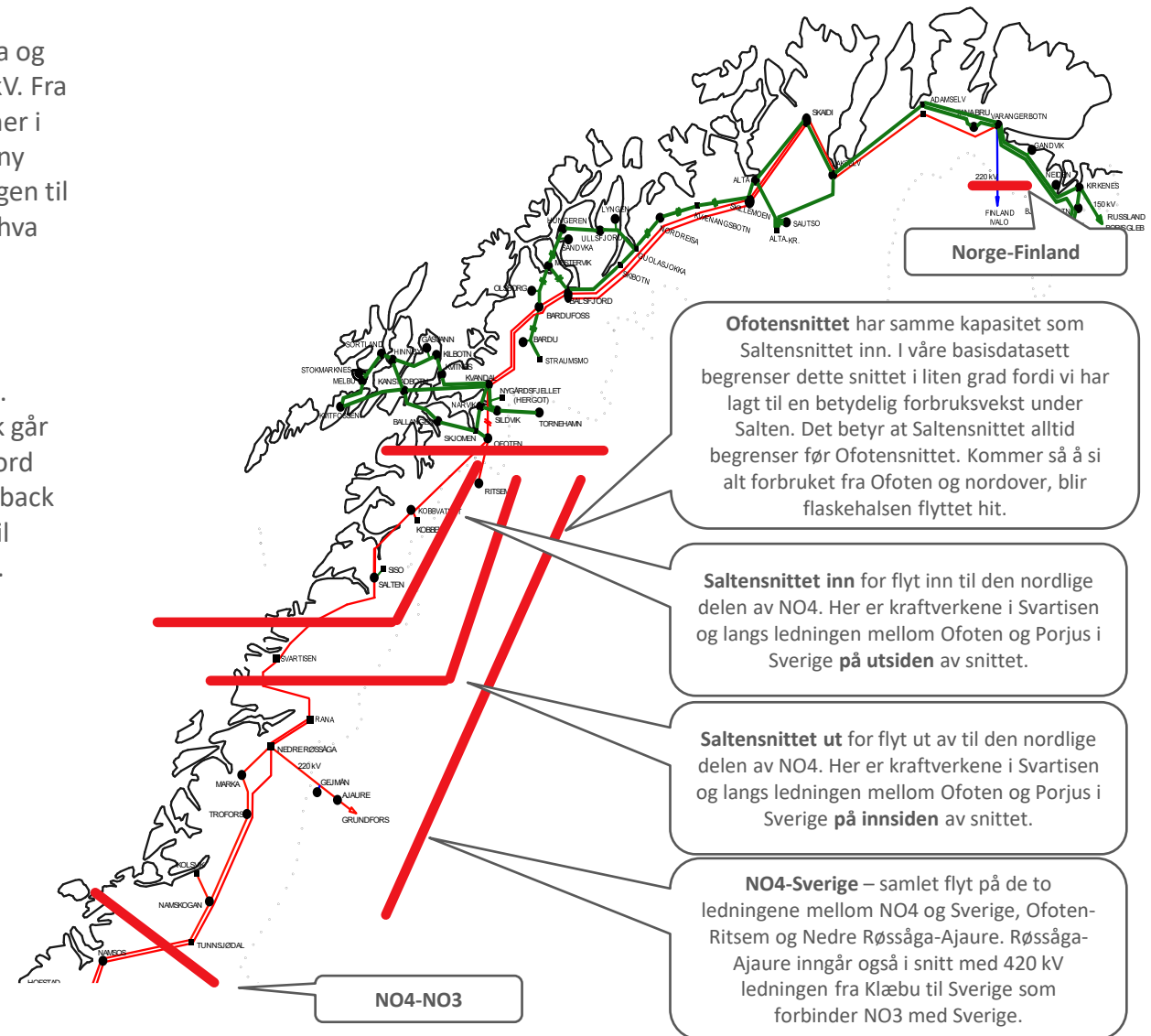


Dagens nett og utviklingen til 2040

I dag går det en 420 kV ledning i parallell med en 300 kV mellom Nedre-Røssåga og Midt-Norge. I målnett er ledningen på 300 kV erstattet slik at det blir to 420 kV. Fra Røssåga til Ofoten går det én 420 kV ledning som blant annet går innom stasjoner i Rana, Svartisen, Salten og Kobbelv. I målnett blir også denne dublert med en ny parallell 420 kV ledning. Denne er ikke med i basisnettet for 2040, kun strekningen til Rana, men vi simulerer med og uten hele strekningen for å få frem behovet og hva ledningen gir.

Mot Sverige går det i dag en ledning på 420 kV fra Ofoten og en på 220 kV fra Røssåga. I Basisnettet til 2040 er 220 kV erstattet med en ny 420 kV ledning.

Fra Ofoten går det to 420 kV til Balsfjord. Fra Balsfjord går det en 420 kV til Alta. Videre østover i Finnmark går det to 132 kV ledninger til Varanger. Fra Finnmark går det en 220 kV ledning til Finland. I målnett er det en ny 420 kV mellom Balsfjord og Alta. I tillegg er det en 420 kV ledning videre til Varangerbotn og en back-to-back på ledningen til Finland. Den siste gir bedre styring og utnyttelse av ledningen til Finland. I denne analysen er kapasiteten på back-to-back forbindelsen 150 MW.



Dagens nett og utviklingen til 2040

Planlagte forsterkningstiltak gir økt kapasitet

I dag er den maksimale NTC kapasiteten ut av NO4 2200 MW fordelt på 1200 MW til NO3 og ca. 1000 MW til Sverige. Avhengig av fordelingen mellom produksjon og forbruk vil det oppstå flaskehals på ulike snitt før overskuddet blir opp mot samlet NTC. Typisk vil dette begrense overskuddet til 1500-2000 MW.

Samlet maksimal NTC-kapasitet inn NO4 er i dag 1300 MW. Dette er lavere enn kapasiteten ut og skyldes blant annet mye bruk av systemvern på produksjonen i området. Det er i tillegg lite driftserfaringer med høy flyt inn, og våre simuleringer tyder på at kapasiteten inn kan være høyere i dagens nett hvis forbruket øker og dermed behovet for høy flyt inn øker. Som ut, vil kapasiteten inn variere mye i ulike situasjoner. Normalt sett er det 220 kV ledningen fra Sverige som blir flaskehals først.

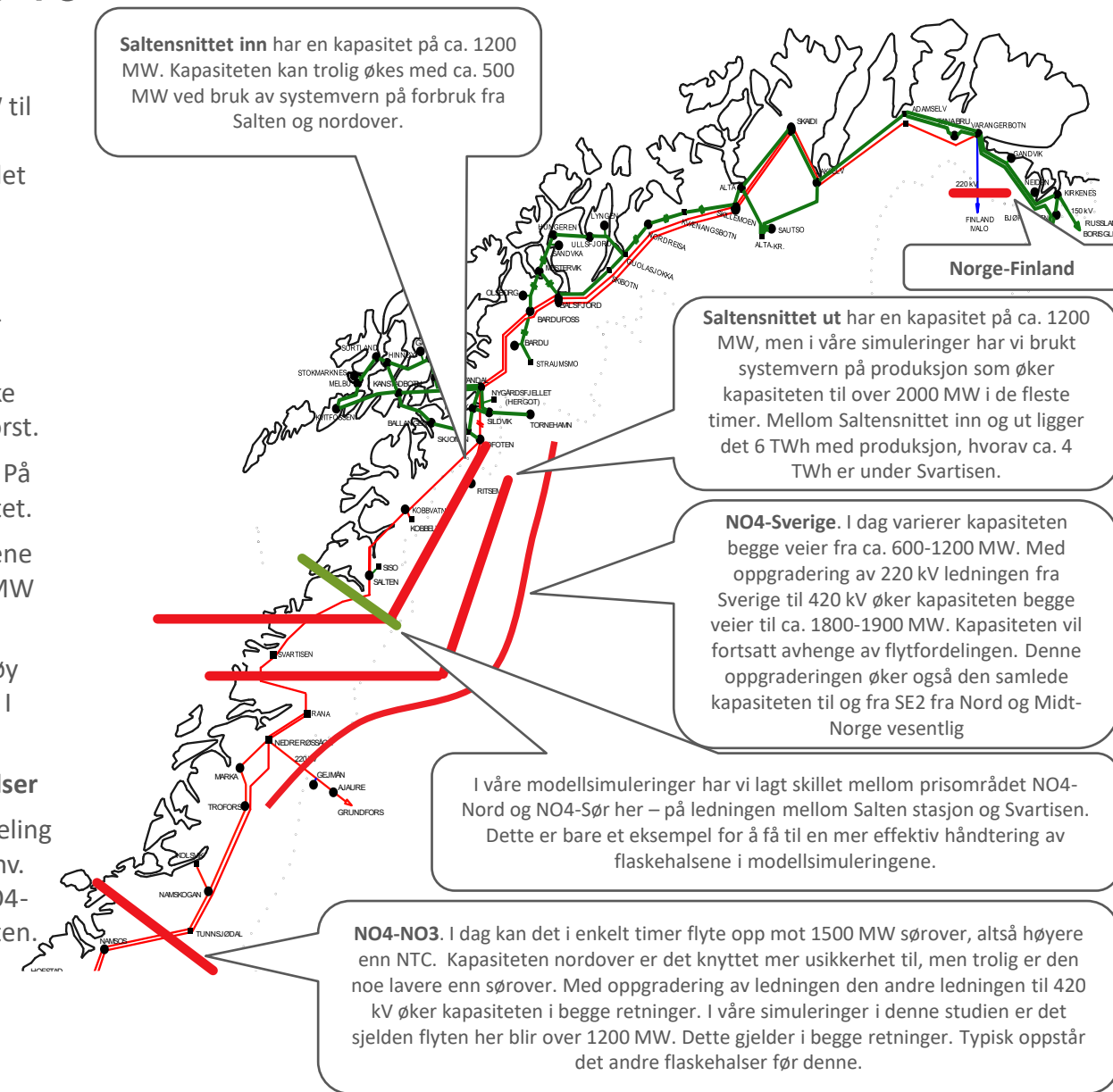
Med målnettet øker kapasiteten inn og ut av NO4 til både Midt-Norge og Sverige. På kartet til høyre indikerer vi et spenn på kapasiteten inn og ut av NO4 med målnettet.

Inn til området fra Salten og nordover er det i dag to ledninger. Ved utfall på den ene legger 100 % av flyten seg på den andre. Dette gir en sterk begrensning på 1200 MW inn. Med en ny 420 kV fra Røssåga til Ofoten øker kapasiteten begge veier.

Bruk av systemvern kan løfte kapasiteten. I dag hvor flaskehalsene er knyttet til høy flyt ut av området brukes produksjonsfrakobling ved utfall til å heve kapasitetene. I fremtiden kan trolig belastingsfrakobling brukes til å heve kapasitetene inn.

Vi simulerer med to prisområder for å få en mer effektiv håndtering av flaskehals

I dag er Nord-Norge ett prisområde (NO4). Simuleringene i ATK 2023 viser at en deling vil gi bedre utnyttelse av nettet ved mer presis styring av magasinkraftverkene i hhv. nordlig og sørlig del. I denne analysen har vi i Basis delt NO4 i to områder, hhv. NO4-Nord og NO4-Sør, der prisområdeskillet går på ledningen mellom Svartisen og Salten. Vi viser også effekten av å beholde dagens områdeinndeling og presiserer at en eventuell endring av prisområdegrensener vil skje gjennom en regulert og formell prosess – som per nå ikke er startet.



Forutsetninger for forbruk og produksjon i ulike varianter*

I dag er forbruket i Nord-Norge om lag 21 TWh fordelt på 12 TWh fra Salten og nordover (NO4-Nord), og 9 TWh fra Svartisen og sørover (NO4-Sør). Tilsvarende tall for produksjon er 15 TWh og 15 TWh. Det gjør at begge områdene har et solid overskudd på energibalansen, og at området som helhet har et overskudd på ca. 9 TWh i et normalår.

Til 2040 øker forbruket med ca. 12 TWh i Basis, likt fordelt på de to områdene. Dette gjør at området som helhet går til ca. energibalanse i et normalår, siden vi bare har økt produksjonen med om lag 2 TWh. Grunnen til at vi i utgangspunktet ikke har økt produksjonen mer er at relativt få utbygginger er lønnsomme på det prisnivået vi har i Basis. Unntaket er vindkraft på land.

Vi har gjort en sensitivitet hvor forbruk og produksjon øker med ytterligere 14 TWh, Høy 2050 (2050H). Den økte produksjonen på ca. 14 TWh er hovedsakelig knyttet til tre større offshore vindparker som vi har lagt til henholdsvis i Rana, Ofoten og Hammerfest.

Vi har også gjort flere sensitiviteter der vi blant annet har sett på at overskuddet beholdes i større grad, og at hele området får et betydelig kraftunderskudd i et normalår.

Det nordlige området har både i 2040 og 2050 Høy-scenariet et lite underskudd i et normalår, mens det sørlige har et lite overskudd. For å vise andre fordelinger internt i NO4 har vi to varianter av Høy 2050. I disse to er energibalansen for NO4 lik som i Høy 2050. I den første har vi økt underskuddet i NO4-Nord, og overskuddet i NO4-Sør. I den andre har vi underskudd i NO4-Sør og overskudd NO4-Nord. Grunnen til at vi har valgt å ta utgangspunkt i moderate endringer er at flyt og flaskehals er endrer seg betydelig selv for relativt små endringer i denne delen av landet.

Utviklingen i SE1, SE2 og NO3 har også betydning for flyten ut og inn av NO4. Her legger vi til grunn både i Basis og Høy at energioverskuddet i Nord-Sverige halveres fra i dag. Mye av forbruket her er dessuten fleksibelt og forbruker mest når det er mye vind. I NO3 er det små endringer til Basis 2040, mens i Høy 2050 er både forbruk og produksjon økt med ca. 15 TWh. 5-6 TWh av dette er offshore vind som vi har lagt nord i NO3. Denne bidrar blant annet til høyere flyt nordover.

Produksjon og forbruk

	2023			2040			2050H			2050H med 6 TWh underskudd i NO4-Nord			2050H med 6 TWh underskudd i NO4-Sør		
	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse
NO4-Nord	16	13	3	17	19	-2	24	27	-3	22	28	-6	26	21	5
NO4-Sør	15	9	6	15	15	1	21	20	1	23	18	5	19	26	-6
NO4	30	21	9	32	33	-1	45	47	-2	45	46	-1	45	47	-1
NO3	31	29	2	32	32	-1	45	43	2	45	43	2	45	43	2
SE1_SE2	88	32	56	104	73	31	124	99	25	124	99	25	124	99	25
Nord for snitt 2 og Dovre	149	82	67	168	138	30	214	189	26	214	188	26	214	189	25

*Forbruks- og prisscenarioene fra Langsiktig markedsanalyse 2022 (LMA 2022) er benyttet.

Utviklingen mot 2035

Økt forbruk i Nord-Norge gir ofte flaskehals fra Sverige

I denne analysen tar vi mest utgangspunkt i Høy 2050 og Basis 2040 og varianter av disse hvor vi vrir og vender på produksjon og forbruk i Nord-Norge. Et hovedpoeng i vår analyse er at 220 kV ledningen fra Sverige blir den dominerende flaskehalsen med tanke på utvekslingen ut og inn av NO4. Kapasiteten på denne ledningen påvirker også utnyttelsen av 420 kV-ledningen fra Klæbu til Sverige fra NO3.

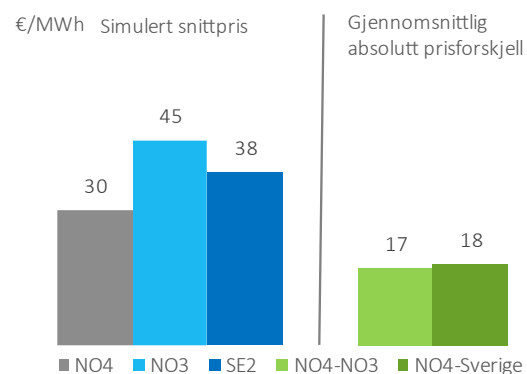
Et viktig poeng er at vi hadde fått omtrent de samme svarene hvis vi hadde brukt et annet scenario for resten av kraftsystemet som startpunkt. For å illustrere dette viser vi her noen resultater med utgangspunkt i basisdatasettet for 2030. Her har vi for øvrig simulert Nord-Norge som et samlet prisområde. I Basis 2030 har Nord-Norge et kraftoverskudd på 5 TWh. I tillegg har vi simulert en variant med 10 TWh mer forbruk. I 2030 er den ene ledningen fra Nedre-Røssåga til Midt-Norge på 300 kV og ledningen mot Sverige på 220 kV. I Basisnettet for 2040 er begge på 420 kV.

I Basis 2030 ligger snittprisene i NO4 ca. 15 €/MWh under de i NO3 og 8 €/MWh under de i Nord-Sverige. Det at det er mange timer med flaskehals begge veier mellom NO4 og Sverige gjør likevel at prisforskjellene time for time er hele 18 €/MWh. Mot NO3 er prisforskjellen time for time omtrent lik forskjellen i snittpris fordi i timene med prisforskjell ligger prisene i NO4 nesten alltid lavere enn i NO3.

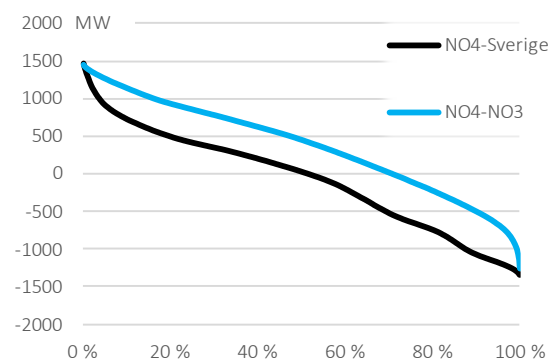
Når vi øker forbruket med 10 TWh uten å legge til ny produksjon oppstår det flaskehals fra Sverige i om lag 50 % av tiden. Hvis vi ser på energiunderskuddet på 5 TWh i et normalår, dekkes omtrent 90 % av dette fra Sverige. Også inn fra Midt-Norge øker flyten markant, og i snitt flyter det noe mer nordover enn sørover, men flyten blir sjelden så høy at det oppstår flaskehals. Våre analyser til nå indikerer at flyten inn til NO4 fra NO3 kan komme opp i om lag 1000 MW i dagens nett. Hvis vi skulle fått markant mer flyt sørfra i Norge måtte vi også økt produksjonen nord i Trøndelag betydelig.

En isolert forbruksøkning på 10 TWh øker kraftprisene med ca. 30 €/MWh i Nord-Norge og 12 €/MWh i Midt-Norge (NO3). Også i Nord-Sverige øker prisene markant fra 38 €/MWh til 44 €/MWh. Ser vi på prisforskjellene time for time dempes de vesentlig mot NO3, mens de øker marginalt mot Sverige. Men nå er prisforskjellen mot Sverige nesten utelukkende drevet av høyere pris i NO4. Mot NO3 var prisforskjellen i Basis 2030 så å si utelukkende drevet lavere pris i NO4, mens i varianten med underskudd er forskjellene time for time i større grad drevet av høyere pris i NO4. Det er viktig at si at med flytbasert, som ligger til grunn her, vil NO4 normalt sett få noe høyere pris enn NO3 når det er flaskehals fra Sverige selv om det ikke er flaskehals på ledningene mellom NO3 og NO4.

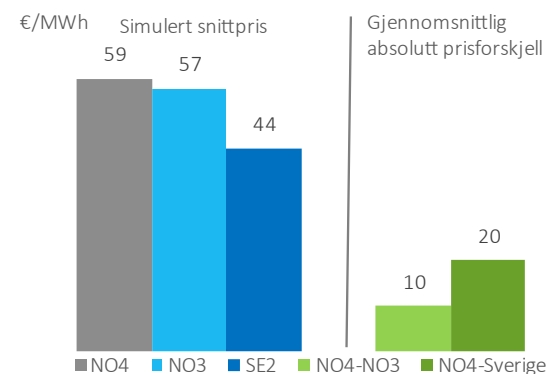
Priser i Basis 2030 (5 TWh overskudd)



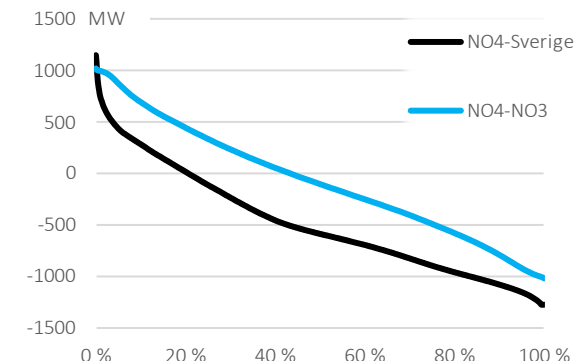
Flyt mot Midt-Norge og Sverige Basis 2030



Priser i variant med 5 TWh underskudd i Nord



Flyt i variant med 5 TWh underskudd



Basis 2040 og Høy 2050

Mange timer med flaskehals fra Sverige, færre fra Midt-Norge

I dag gir overskuddet i et normalår på ca. 9 TWh i NO4 mange timer med høy flyt ut av området. Det er flaskehals i mange timer, både på ledningene mot Sverige og de mot NO3. Hvor mye som kan overføres ut avhenger av flytfordelingen. Maksimalt overskudd kan bli opp mot 2000 MW, men flaskehalsene oppstår ofte før overskuddet blir så høyt. I dag er det få timer med høy flyt inn, men det kan oppstå flaskehals i en del timer på ledningene fra Sverige.

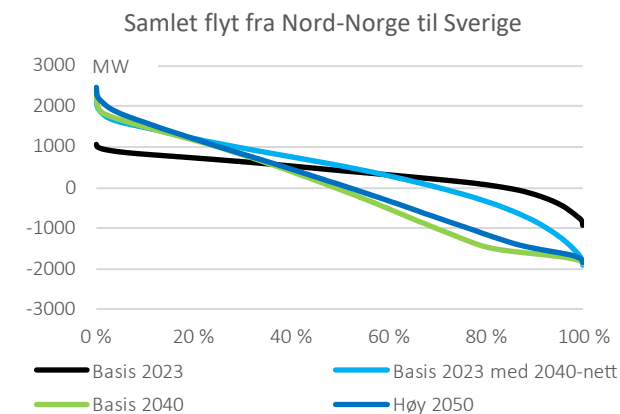
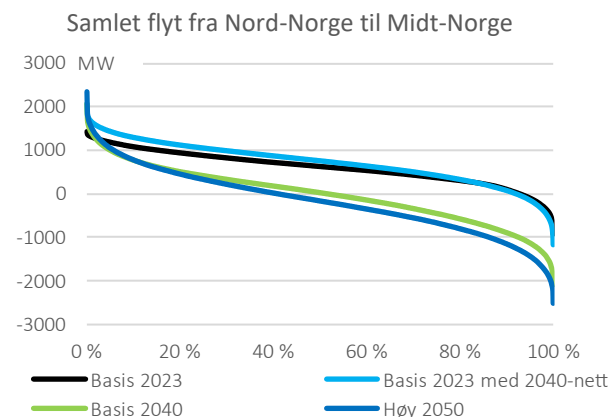
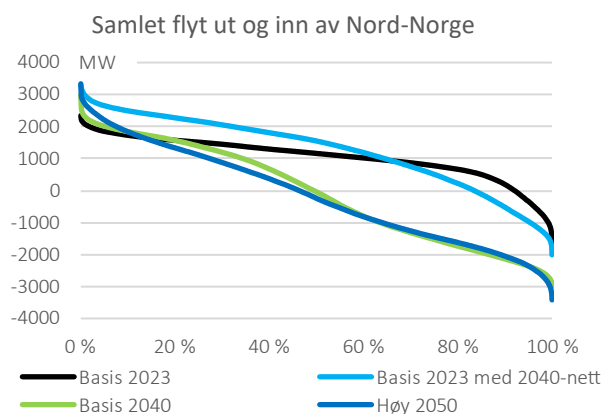
Når vi simulerer Basis 2023 med 2040-nettet, ser vi at flyten ut ofte er langt høyere enn det dagens kapasitetsgrenser tilsier er mulig. Overskuddet kan med gunstig flytfordeling komme opp mot 3000 MW. Dette skyldes mest at vi har oppgradert 220 kV ledningen mot Sverige til 420 kV, men også til en viss grad at den gjenværende ledningen på 300 kV mot Midt-Norge er oppgradert til 420 kV. I dag er det en del stabilitetssnitt som begrenser hvor stort overskuddet i Nord-Norge kan bli. Det er knyttet usikkerhet til hvor mye forsterkningene vi legger inn øker kapasiteten på disse snittene. Her har vi estimert at disse øker med opp mot 1000 MW. Blir økningen mindre kan ikke overskuddet bli så stort, fordi det vil oppstå flaskehals.

Når energioverskuddet forsvinner til 2040 dempes flyten ut av området kraftig, men simuleringene indikerer at det fortsatt vil være flere timer med flaskehals mot Sverige.

På den andre siden øker antall timer med flaskehals inn til området naturlig nok vesentlig. Underskuddet i Nord-Norge kan også samlet sett komme opp i ca. 3000 MW med Basisnettet for 2040. Flaskehalsene ved underskudd oppstår primært på ledningene fra Sverige, spesielt i perioder med mye vindkraft i Nord-Sverige på vinteren. Disse ville naturlig nok vært betydelig større hvis ledningen fra Nedre Røssåga fortsatt er på 220 kV.

Flyten mot NO3 blir helt balansert fra og være veldig enveis i dag. Men flyten er sjelden opp mot kapasitetsgrensene, og det er få flaskehals som involverer disse ledningene. Dette gjelder i begge retninger. Selv uten oppgradering av 300 kV ledningen indikerer våre simuleringer at det vil være få timer med flaskehals med den utviklingen vi legger til grunn her.

Til Høy 2050 øker vi forbruket i NO4 med ytterligere 15 TWh som dekkes opp av tilsvarende produksjon fra tre store vindparker til Rana, Ofoten og Hammerfest. Dette øker i liten grad utvekslingen mot naboombådene sammenlignet med 2040. Men på neste side viser vi at dette fører til at vi får mer flaskehals på de to ledningene inn og ut av det nordlige området (NO4-Nord). Det er spesielt på ledningen internt i Norge fra Rana til Ofoten at flyten øker betydelig.



Basis 2040 og Høy 2050

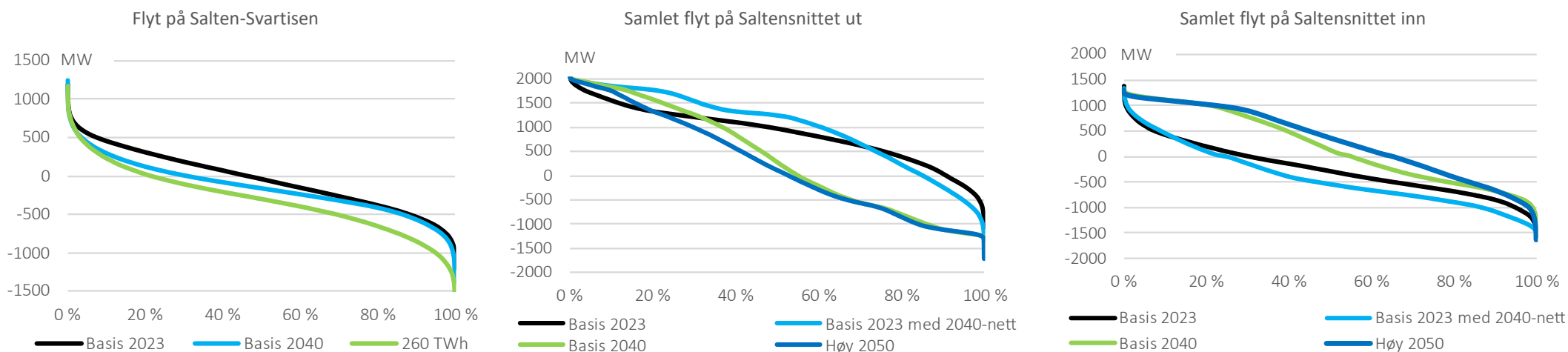
Ledningen mellom Rana og Ofoten kan bli en vesentlig flaskehals

Inn og ut av NO4-Nord går det kun to ledninger. En 420 kV ledning fra Ofoten til Rana og en 420 kV til Porjus i Sverige. Siden det bare er to ledninger vil 100 prosent av flyten på den ene ledningen legge seg på den gjenværende ledningen ved en feil. Det er dette vi tidligere omtalte som Saltensnittene. I dag er det overskudd i den nordlige delen av Nord-Norge og de fleste flaskehalsene er knyttet til høy flyt ut. Samlet overføringskapasitet ut det nordlige området er ved bruk av systemvern både på de norske og de svenske kraftverkene på opp mot 2000 MW, jf. figur "Samlet flyt Saltensnittet ut".

Vi ser at redusert overskudd i den nordlige delen demper flyten og antall timer med flaskehals på Saltensnittet ut både til Basis 2040 og Høy 2050 sammenlignet med i dag. Samtidig ser vi at til tross for at NO4-Nord får et underskudd på energibalansen vil det fortsatt være flaskehals knyttet til høy flyt ut. Det er også slik at i en del timer vil ledningen mot Sverige være en flaskehals uten at selve snittet går fullt. Dette skjer for eksempel når det også er høy produksjon på Helgeland.

Kapasiteten inn til NO4-Nord er på 1200 MW, jf. figur "Samlet flyt Saltensnittet inn". Som vi ser er det svært sjelden underskuddet i det nordlige området kommer opp i 1000 MW i dagens situasjon (underskuddet i det nordlige området er omtrent det samme som flyten på Saltensnittet inn), men det kan også flyte opp mot 150 MW fra Finland mot Finnmark.

I både Basis 2040 og i Høy 2050 ser vi at mer forbruk i NO4-Nord fører til langt flere timer med flaskehals på Saltensnittet inn. Vi ser også at flyten nordover på ledningen fra Svartisen til Salten øker markant fra Basis 2040 til Høy 2050. Grunnen er selv om balansene i de to områdene i Nord-Norge er lite endret fra Basis 2040 til Høy 2050 gir stor vekst i forbruk som dekkes av vindkraft mer overføring på ledningen gjennom Nordland. Dette gjør også at flaskehalsene, som oppstår når det er høy flyt inn til det nordlige området, i større grad er knyttet til ledningen fra Svartisen til Ofoten og i mindre grad knyttet til ledningen fra Sverige til Ofoten.



Basis 2040 og Høy 2050

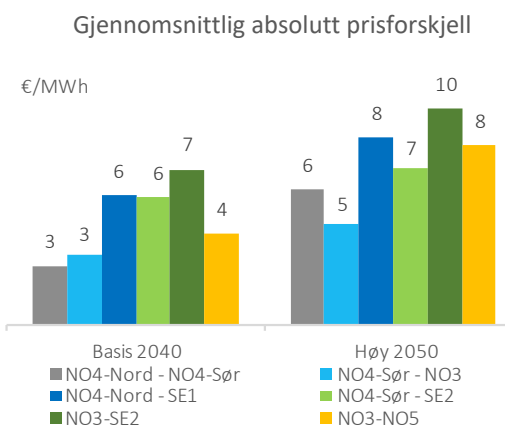
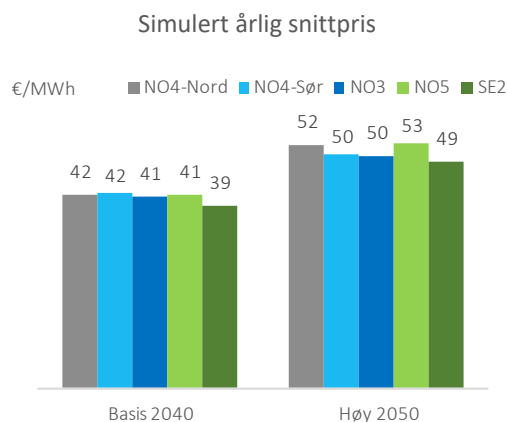
Betydelige prisforskjeller time for time selv om snittprisene er like

I vår Basis 2040 er snittprisene i hele Norden omtrent like, inkludert begge områdene i Nord-Norge. Når vi ser på prisforskjeller time for time er disse i snitt ca. 3 €/MWh både mellom NO4-Nord og NO4-Sør og NO4-Sør og NO3. Prisforskjellene mot Sverige ligger på ca. 6 €/MWh.

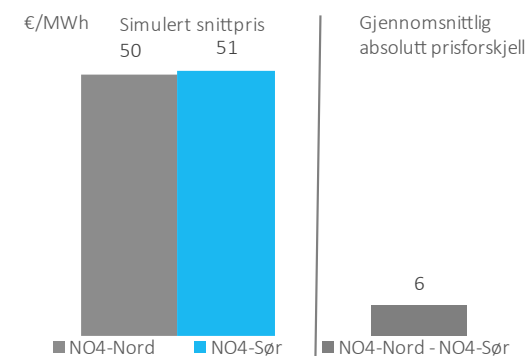
I Høy 2050, som er en kombinasjon av høy forbruksvekst i Norge og høye priser i Europa, ligger snittprisene i alle områder i Norden rundt 50 €/MWh. På grunn av flaskehals inn på Saltensnittet, forklart på forrige side, ligger prisene i NO4-Nord noe over prisene i NO4-Sør og i NO3.

I Høy 2050 er prisforskjellene betydelig større mellom de to områdene i Nord, men også mot Sverige og NO3. Mye av de økte prisforskjellene skyldes flere timer med flaskehals på ledningen mellom Ofoten og Rana som vist på forrige side. Samtidig øker også prisforskjellene fordi kraftprisene i Europa i Høy 2050 er høyere og mer variable. Prisforskjellene som oppstår av en gitt fysisk flaskehals påvirkes av hvor høye og variable kraftprisene er generelt i markedet.

Vi har lagt inn mer av forbruksvekst fra Salten og nordover i Høy 2050, enn i den sørlige delen. Flytter vi 1-2 TWh av denne til det sørlige området får vi like simulerte snittpriser mellom de to områdene i Nord-Norge. Prisforskjellene time for time vil likevel dempes lite fordi færre timer med flaskehals på Saltensnittet-inn vil erstattes av flere timer med flaskehals på Saltensnittet-ut.



Simulert snittpris og prisforskjell time for time i en variant av Høy 2050 der vi har flyttet 2 TWh forbruk fra NO4-Nord til NO4-Sør



Basis 2040 og Høy 2050

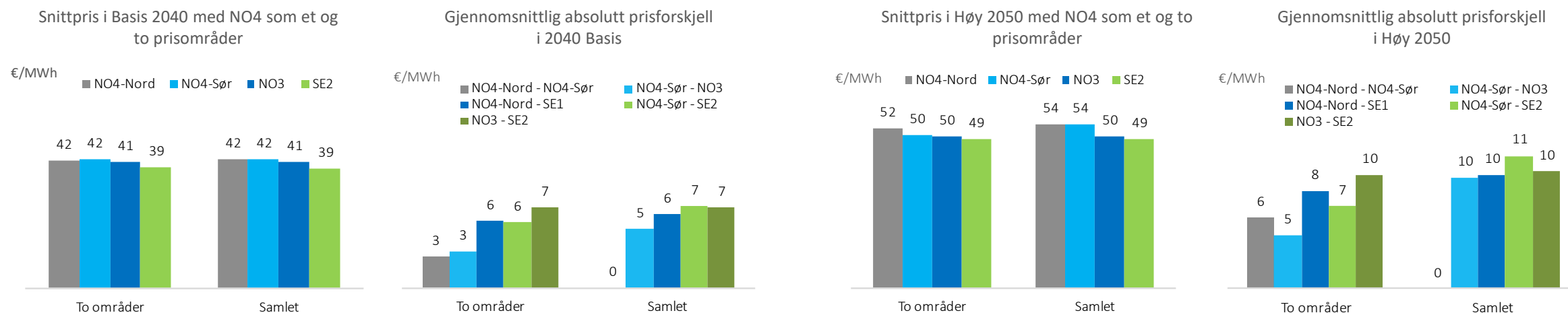
Prisforskjellene til naboområdene øker hvis NO4 er ett prisområde

I vår Basis har vi simulert Nord-Norge som to prisområder. Når vi simulerer NO4 som ett samlet prisområde får hele området per definisjon lik pris. Samtidig får markedet mindre informasjon om hvor forbruk og produksjon befinner seg i forhold til flaskehalsene. Dermed utnyttes nettet dårligere og prisforskjellene mot naboområdene øker. Samlet sett øker prisforskjellene og dermed flaskehalskostnadene.

I Basis 2040 øker prisene helt marginalt i begge områder i Nord-Norge hvis vi simulerer NO4 som ett prisområde. Prisforskjellene time for time mellom NO4-Sør og NO3 øker fra ca. 3 €/MWh til ca. 5 €/MWh. Prisforskjellene øker også noe mot SE1 og SE2. Grunnen til at det er relativt små forskjeller på å simulere med ett og to områder i Basis 2040, er at det er få timer der ledningen som forbinder NO4-Nord med NO4-Sør inngår i snitt som begrenser direkte (det vi kaller Saltensnittene).

I Høy 2050 er flaskehalsene på Saltensnittene større. Dermed øker priskonsekvensene av å simulere NO4 som et samlet område. Snittprisene i NO4-Nord øker med 1,5 €/MWh, og i NO4-Sør med 3,5 €/MWh med å gå fra to til ett område. Årsaken er først og fremst at med ett område blir prissignalene for å løse flaskehalsene på Saltensnittene betydelig svekket. Det fører også til dårligere utnyttelse av spesielt ledningene mot Sverige.

Som en konsekvens av dette øker prisforskjellene time for time mot NO3 fra ca. 5 €/MWh til nærmere 10 €/MWh. Prisforskjellene øker også betydelig mot de to prisområdene i Sverige, spesielt mellom NO4-Sør og SE2. Det at prisforskjellene øker mye gjør også at de samfunnsøkonomiske flaskehalskostnadene øker vesentlig.



Basis 2040 og Høy 2050

BFK kan trolig øke kapasiteten inn til NO4-Nord med ca. 500 MW

Det er i dag knyttet systemvern på kraftverk for å heve kapasiteten på mange sentrale snitt. Uten disse ville flaskehalsene og prisforskjellene vært betydelig større. Vi ser at dette er tilfellet også i Basis 2040 og Høy 2050 selv om energioverskuddet i disse to variantene er borte.

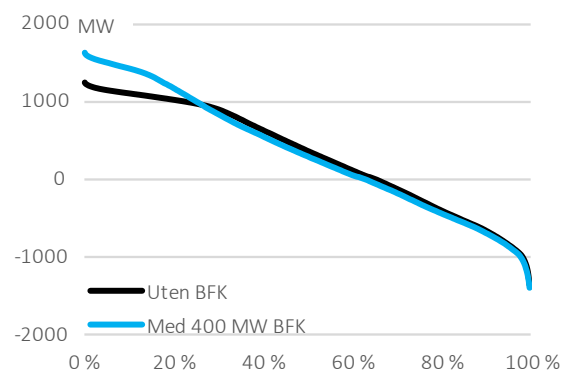
Med forbruksvekst i NO4-Nord oppstår det altså i flere og flere timer flaskehals på det vi kaller Saltensnittet inn. Samlet kapasitet på snittet er ca. 1200 MW. Denne kan trolig økes betydelig med bruk av belastningsfrakobling (BFK) på store industrienheter. Det betyr at forbruket knyttet til BFK kobler ut hvis en av de to 420 kV ledningene inn til området faller ut. Forbruket som kobles ut kan være plassert hvor som helst innenfor området.

I eksemplet fra Høy 2050, som kurvene under hentet fra, er det lagt til 400 MW BFK. Vi ser at flyten i timene med flaskehals øker med ca. 400 MW. Dette fjerner ikke hele flaskehalsen ved høy flyt inn til området i Høy 2050, men reduserer den betydelig.

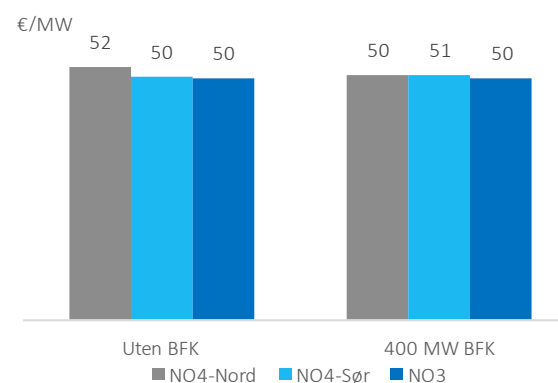
Vi ser imidlertid at maksimalt volum BFK trolig ligger på rundt 500 MW. Grunnen er at da begynner vi å nærme oss N-0 grensen for flyt på ledningen fra Svartisen og nordover. Når flyten nordover på denne ledningen nærmer seg 1500 MW begynner spenningene å falle utenfor tillat nivå.

Når vi legger til 400 MW BFK dempes flaskehalsen inn til NO4-Nord så mye at snittprisene kommer ned på nivået i NO4-Sør i Høy 2050. Dette reduserer de timesvise prisforskjellene mellom de to områdene fra ca. 6 €/MWh til ca. 4 €/MWh.

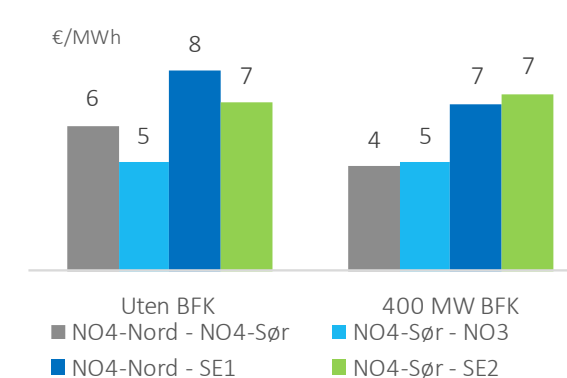
Samlet flyt på Svartisen-Salten + Ristem-Ofoten i Høy 2050 med og uten BFK



Snittpriser i Høy 2050 med og uten 400 MW BFK



Gj.snittlig absolutt prisforskjell med og uten 400 MW BFK



Større regionale ubalanser

Uten samlokalisering øker flaskehalsen knyttet til Rana-Ofoten

I Høy 2050 er det relativt mange timer med flaskehals knyttet til Saltensnittene. Samtidig skal det små endringer til for at flaskehalsene mellom de to områdene blir langt større. Det viser våre to alternativer varianter av Høy 2050 der vi har beholdt forbruk og produksjon likt som i utgangspunktet for Nord-Norge som helhet, men gjort de interne ubalansene større.

I variant 1, der underskuddet fra Salten og nordover er økt fra 3 til 6 TWh, ser vi at det blir flaskehals inn til området i om lag 50 % av tiden. Det er viktig å si at flyten og flaskehalsen hadde blitt omtrent lik uavhengig av om vi hadde flyttet produksjonen til andre steder enn NO4-Sør. Det er i praksis kun balansen i NO4-Nord som har noe å si, da det er to ledninger inn til området.

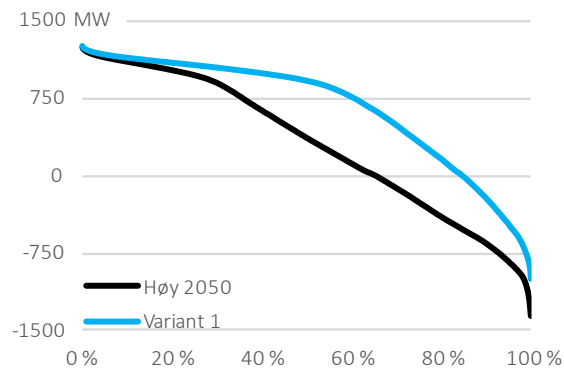
Selv om det er mange timer med flaskehals inn ser vi at dette i liten grad gjør seg utslag i at forbruk må koble ut for at det skal bli balanse mellom forbruk og tilgjengelig kraft i det nordlige området. Grunnen er at det er mye regulerbar produksjon nord i Nordland og Troms. En tilsvarende flaskehals inn til for eksempel

Finnmark ville i langt større grad ført til at forbruk måtte koble.

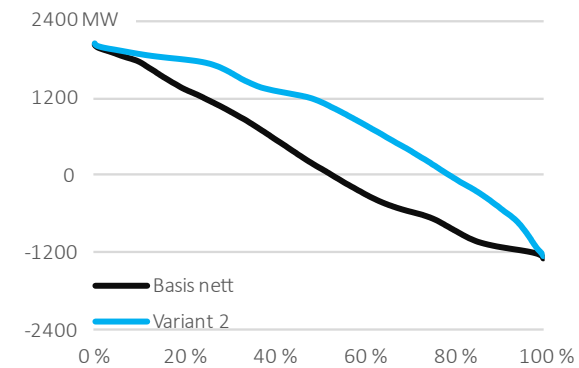
Vi understreker at dette er modellsimuleringer der vi for eksempel alltid simulerer med intakt nett, og trolig kjøres vannkraften mer fleksibelt i modellen enn det som er mulig i virkeligheten.

I variant 2, der det er et underskudd på 6 TWh fra Svartisen og sørover, mens det er et 5 TWh overskudd fra Salten og nordover, blir den dominerende flaskehalsen det vi kaller Saltensnittet ut. Denne flaskehalsen er mer knyttet til overskudd innenfor dette snittet, som altså inkluderer Svartisen kraftverk og et par kraftverk i Sverige, som i et normalår da blir over 12 TWh, enn underskuddet i den sørlige delen. Som vi ser på neste side gjør dette så prisene i NO4-Nord i denne varianten faller mye, mens økningen i NO4-Sør er liten.

Samlet flyt på Saltensnittet inn i Høy 2050 og variant 1



Samlet flyt på Saltensnittet ut i Høy 2050 og variant 2



Større regionale ubalanser

Ved store interne flaskehalsar blir det viktigere å ha to prisområder

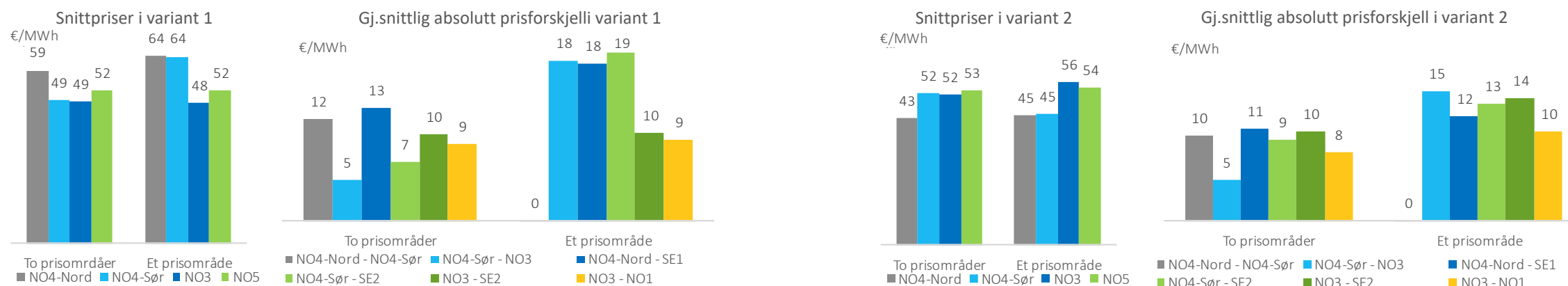
Når vi øker forbruket i NO4-Nord stiger prisene raskt. Når underskuddet er 3 TWh i et normalår er gjennomsnittsprisen i dette området i overkant av 52 €/MWh. I varianten der underskuddet er økt til ca. 6 TWh øker snittprisene til ca. 60 €/MWh, mens snittprisene i NO4-Sør og NO3 ligger i underkant av 50 €/MWh.

Beholder vi NO4 som et samlet prisområde blir snittprisen i det samlede området 65 €/MWh. Prisen i det sørlige området øker med 15 €/MWh, men også prisen i det nordlige området øker med ca. 5 €/MWh. Grunnen er at markedet får lite prisinformasjon for å løse flaskehalsen på Saltensnittet. Dessuten blir transportkanalene inn til Nord-Norge som helhet svakere utnyttet. Prisene i Nord-Norge blir liggende ca. 15 €/MWh over NO3 og Nord-Sverige.

Når vi går fra et overskudd på 3 TWh til et underskudd på 6 TWh i NO4-Sør øker prisene i dette området kun med ca. 2 €/MWh. Grunnen er at kapasiteten inn til dette området er vesentlig høyere enn inn til det nordlige området, spesielt etter at ledningen fra Nedre Røssåga til Sverige er oppgradert til 420 kV. Priskonsekvensene i variant 2 speiler derfor i stor grad at NO4-Nord blir eget lavprisområde på grunn av flaskehalsene på Saltensnittet ut.

Når vi simulerer Nord-Norge som et felles prisområde i variant 2 synker prisene i det samlede området mye fordi det da blir lite presise prissignaler for å løse flaskehalsen på Saltensnittet ut. En konsekvens av dette er at prisene i NO3 øker betydelig, også utover nivået i Sør-Norge. Prisforskjellene time for time øker naturlig nok mye mellom NO4 og NO3, NO4 og Sverige, men også mellom NO3 og Sør-Norge.

Statnett har flere virkemidler til å håndtere flaskehalsar i driften enn i våre modellsimuleringer. Hvis vi får en utvikling av forbruk og produksjon som gir flaskehalsar mellom Rana og Ofoten er det imidlertid lite trolig at vi kan beholde et NO4 som et felles prisområde.



Ny ledning fra Rana til Ofoten

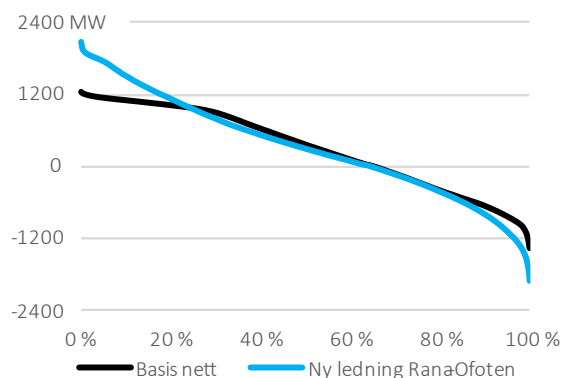
Ny ledning fra Rana til Ofoten øker kapasiteten på Saltensnittene

Med dublering av ledningen fra Rana til Ofoten går man fra to til tre ledninger over Saltensnittet. Dette øker den samlede kapasiteten inn til NO4-Nord fra ca. 1200 MW til opp mot 2000 MW. Figuren under viser at dette avlaster flaskehalsen i Høy 2050 betydelig, og effekten er naturlig nok enda større hvis underskuddet i den nordlige delen øker (variant 1)

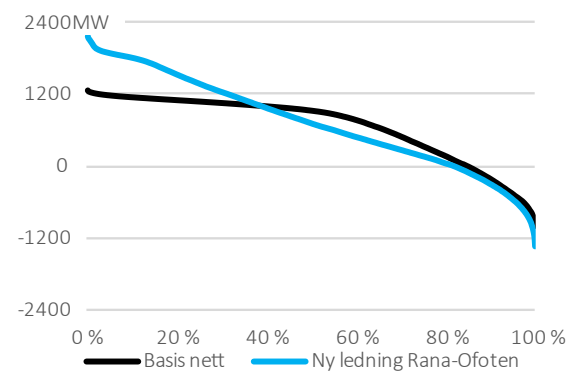
De gjenstående flaskehalsene inn til NO4-Nord er da knyttet til utfall av den nye 420 kV ledningen på den gamle 420 kV ledningen mellom Svartisen og Salten. Det er også timer med flaskehals på 420 kV ledningen fra Sverige til Ofoten, men denne begrenser mest i kombinasjon med ledningen fra Sverige til Nedre Røssåga lenger sør i Nordland. Bruk av BFK på forbruk fra Salten og nordover kan på samme måte som når det er to ledninger øke kapasiteten utover 1800-2000 MW.

Kapasiteten øker også på Saltensnittet ut. Her er kapasiteten i utgangspunktet i våre datasett høyere enn inn, mye på grunn av bruk av systemvern på flere sentrale vannkraftverk. Med samme bruk av PFK indikerer våre simuleringer at overskuddet i NO4-Nord pluss Svartisen kraftverk og de svenske kraftverkene innenfor Saltensnittet ut kan øke fra ca. 2000 MW til over 3000 MW. Igjen avhenger dette av flytfordelingen. Er det lite flyt sørover i Norge, men høy flyt på ledningen mot Sverige vil det typisk oppstå flaskehals på denne ledningen før overskuddet når 3000 MW.

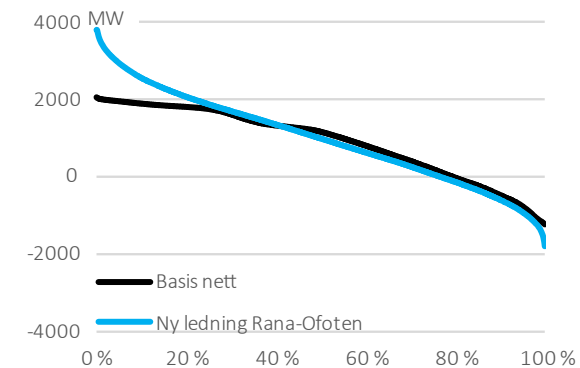
Flyt inn på Saltensnittet i Høy 2050 med og uten ny ledning



Flyt inn på Saltensnittet i variant 1 med og uten ny ledning



Flyt ut av Saltensnittet i variant 2 med og uten ny ledning



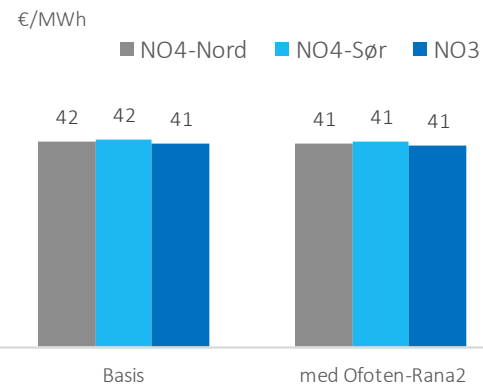
Ny ledning fra Rana til Ofoten

Ny ledning Rana-Ofoten gir like priser i Nord-Norge i Høy 2050

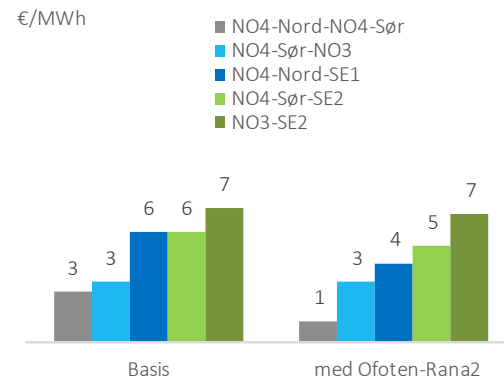
I 2040 Basis er det relativt få timer ledningen mellom Ofoten og Rana er en vesentlig flaskehals, og snittprisene i de to områdene i Nord-Norge omtrent like. Derfor endrer en ny ledning snittprisene i liten grad. Prisforskjellene time for time mellom de to områdene reduseres fra ca. 3 €/MWh til ca. 1 €/MWh ettersom flaskehalsene på Saltensnittene blir omtrent borte med ny ledning. Prisforskjellene time for time mot Sverige blir redusert fra ca. 6 €/MWh til 4-5 €/MWh. Prisforskjellene mot NO3 er omtrent uforandret.

I 2050 Høy er overføringsbehovet over Saltensnittene større, spesielt ved høy flyt fra Svartisen og nordover. Også i dette scenarioriet gir en ny ledning fra Rana til Ofoten tilstrekkelig økt kapasitet for å fjerne mesteparten av flaskehalsene på Saltensnittene. Dette gjør at snittprisen i NO4-Nord blir lik snittprisen i NO4-Sør. Prisforskjellene time for time mellom de to områdene i Nord-Norge synker fra 6 €/MWh til 2,5 €/MWh. De gjenværende prisforskjellene skyldes i stor grad at flaskehals på ledningene til Sverige også fører til noe ulik pris i de to områdene. Også de timesvise prisforskjellene mellom NO4-Nord og SE1 blir mindre, mens prisforskjellene mellom NO4-Sør og NO3 er uforandret.

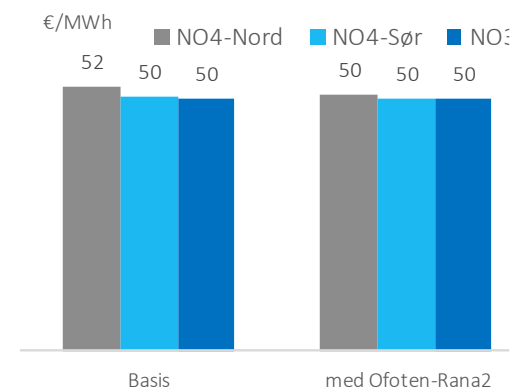
Gjennomsnittspriser i Basis 2040



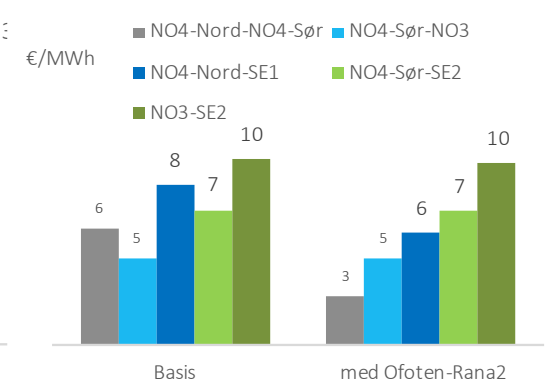
Gj.snittlig absolutt prisforskjell i Basis 2040



Gjennomsnittspriser i Høy 2050



Gj.snittlig absolutt prisforskjell i Høy 2040



Ny ledning fra Rana til Ofoten

Med en mer ubalansert utviklingen vil det være større prisforskjeller

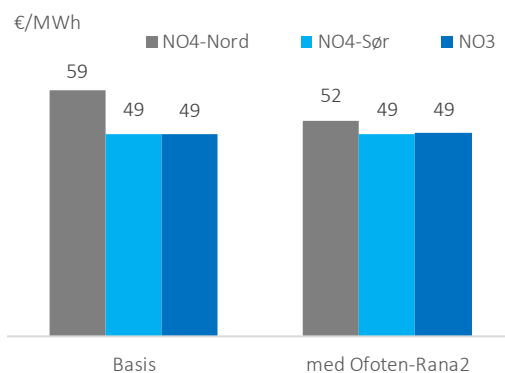
Vi har også sett på effekten av ny ledning i de to variantene med større regionale ubalanser internt i Nord-Norge og dermed større overføringsbehov. I disse variantene er naturlig nok priseffekten i NO4-Nord langt høyere.

I variant 1, med 6 TWh underskudd i det nordlige området og 5 TWh overskudd i det sørlige området, gjør den nye ledningen at snittprisene i det nordlige området synker med ca. 7 €/MWh. Prisene i det sørlige området er omtrent uforandret. Det er fortsatt en del timer med flaskehals inn til NO4-Nord slik at prisene fortsatt ligger noe høyere i gjennomsnitt. Prisforskjellene time for time mellom NO4-Nord og NO4-Sør synker fra 12 €/MWh til 4 €/MWh. Prisforskjellene fra NO4-Nord til Sverige reduseres også betydelig.

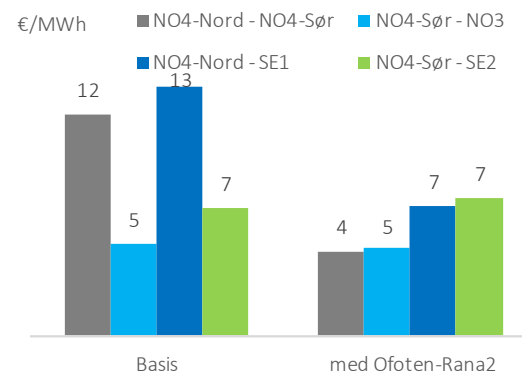
I variant 2, med 5 TWh overskudd i NO4-Nord og 6 TWh underskudd i NO4-Sør, øker prisene i det nordlige området med ca. 6 €/MWh med ny ledningen. Prisene i både NO4-Sør og NO3 synker med ca. 2 €/MWh. Prisforskjellene time for time mellom de to områdene i Nord-Norge synker fra ca. 10 €/MWh til rundt 2 €/MWh. Mellom NO4-Nord og SE1 synker prisforskjellene fra 11 €/MWh og 6 €/MWh.

Vi ser altså at en ny ledning vil gi vesentlig mer kapasitet mellom Rana og Ofoten. Samtidig ser vi at hvis underskuddet i det nordlige området blir større enn 5-6 TWh i et normalår vil det fortsatt være flaskehals inn til området i en del timer selv med ny ledning. Resultatene her er også til en viss grad preget av at når vi har økt underskuddet i den nordlige delen har vi samtidig økt overskuddet i den sørlige delen. Hvis vi ikke hadde gjort dette ville flaskehalsene i større grad vært knyttet til ledningen fra Sverige til Ofoten. Effekten av en ny gjennomgående ledningen fra Ofoten til Rana vil da også vært noe mindre.

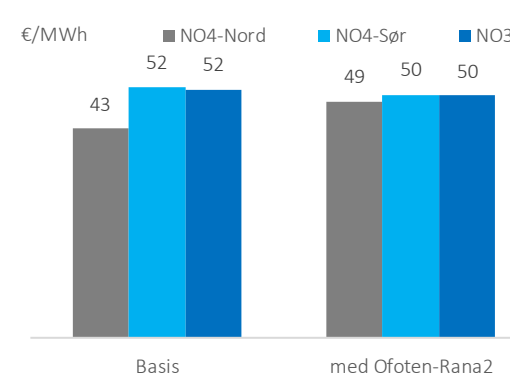
Gjennomsnittspriser Høy 2050 i variant 1



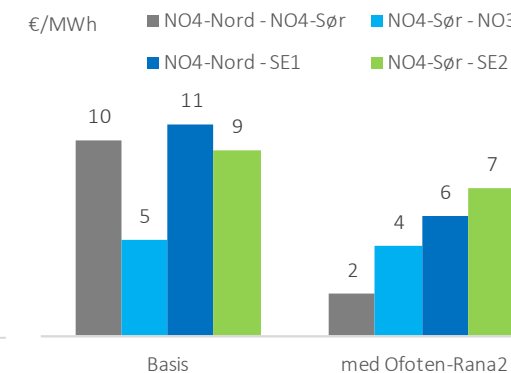
Gj.snittlig absolutt prisforskjell i variant 1



Gjennomsnittspriser i Høy 2050 variant 2



Gj.snittlig absolutt prisforskjell i variant 2



Uten oppgradering av Nedre-Røssåga til Grundfors fra 220 kV til 420 kV

Uten oppgradering mot Sverige blir det mange timer med flaskehals

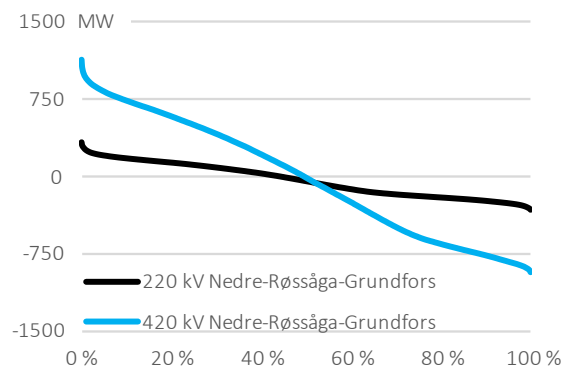
Overføringsbehovet mellom Nord-Norge og Sverige er høyt i alle våre datasett, både nå og i fremtiden. I vårt Basisnett for 2040 er ledningen fra Nedre Røssåga til Sverige forutsatt oppgradert til 420 kV. Denne ledningen går via Ajaure via Gejmån til Grundfors i Sverige der det svenske stamnettet begynner. Her viser vi en variant der vi beholder ledningen på 220 kV, mens resten av nettet er det samme som i Basis. Det er verdt å nevne at oppgradering her i praksis betyr å rive og bygge en ny ledning. Hele strekningen er over 20 mil.

Med ledningen på 220 kV er kapasiteten på ledningen ca. 300 MW til 450 MW, avhengig av temperaturen. Når vi oppgraderer ledningene øker termisk kapasitet til opp mot 2000 MW, men det at ledningen inngår i spenningsnett med ledningen fra Sverige til Ofoten begrenser i praksis flyten til ca. 1000 MW. Likevel ser vi at det er en voldsom økning i flyten på ledningen av å gå fra 220 kV til 420 kV. Det kan hende våre kapasitetsberegninger er noe konservative da kapasiteten på spenningsnett varierer en del med forbruk og produksjon. I så fall kan flyten til og fra Norge bli noe høyere enn kurvene under indikerer.

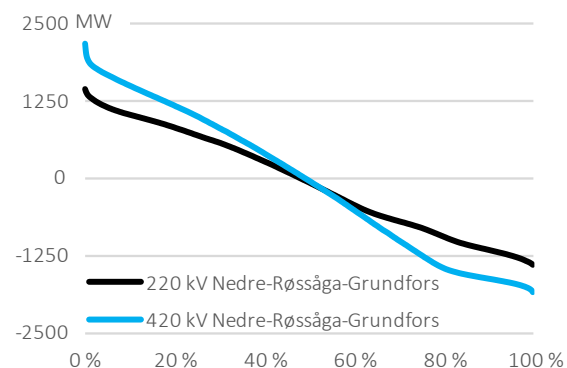
Ser vi på samlet overføringskapasitet på de to ledningene fra Sverige til Nord-Norge er denne fra 600 MW til ca. 1200 MW med 220 kV fra Røssåga til Sverige. Er flytfordelingen slik at mye legger seg på 220 kV-ledningen, blir realisert kapasitet lav. Når ledningen oppgraderes til 420 kV øker realisert kapasitet til 1600-1900 MW. Samlet sett gjør dette at realisert kapasitet mellom Nord-Norge og Sverige øker med 400-800 MW avhengig av flytfordelingen.

Ved høy flyt ut av Nord-Norge blir også ledningene mot Sverige en flaskehals. I våre datasett er samlet kapasitet på de to ledningene mot Sverige ofte mellom 700-1200 MW når ledningen er på 220 kV, og dette øker til 1600-2200 MW med ledningen på 420 kV. Igjen må vi presisere at vi i denne analysen har hatt mer fokus på hva kapasiteten inn til Nord-Norge blir.

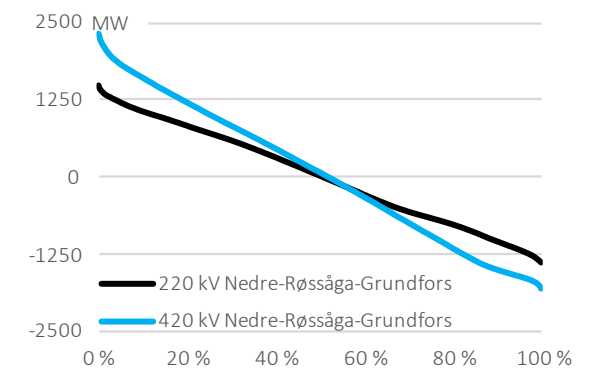
Flyt på ledningen mellom Nedre-Røssåga-Ajaure i Basis 2040



Samlet flyt mellom Nord-Norge og Sverige i Basis 2040



Samlet flyt mellom Nord-Norge og Sverige i Høy 2050



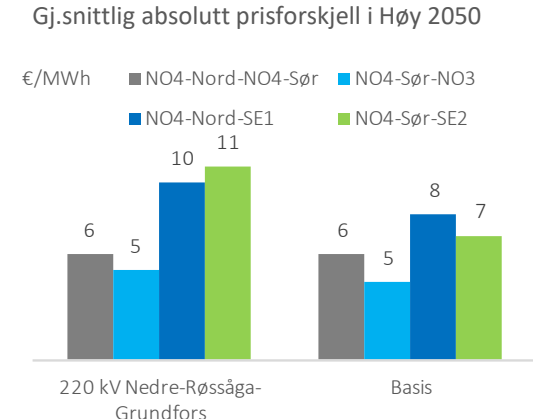
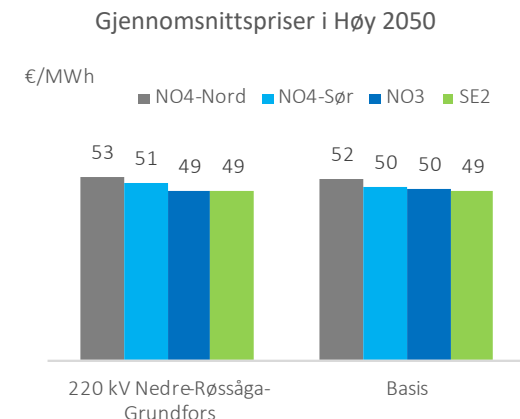
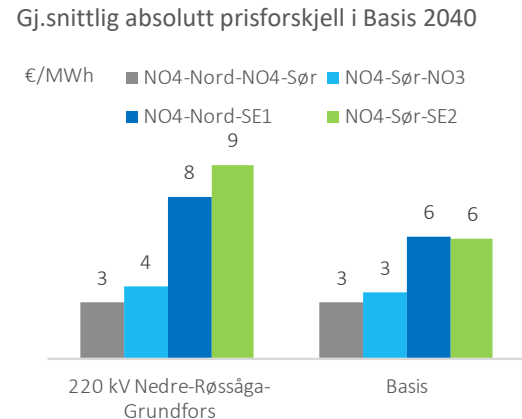
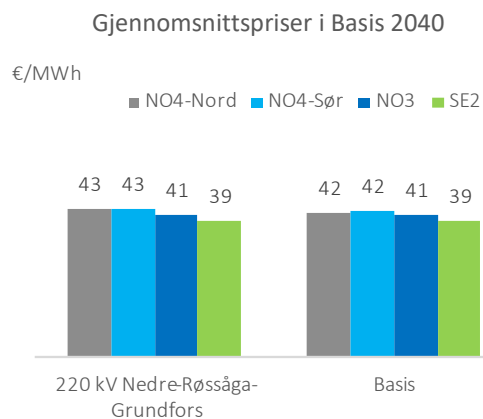
Uten oppgradering av Nedre-Røssåga fra 220 kV til 420 kV

De timesvise prisforskjellene mot Sverige blir store uten oppgradering

I både Basis 2040 og Høy 2050 påvirkes de gjennomsnittlige kraftprisene over året lite av å oppgradere ledningen til Sverige fra Nedre Røssåga til 420 kV. Men fordi flaskehalsene på ledningene til og fra Sverige i noe større grad er knyttet til import enn eksport, synker prisene i begge områdene i Nord-Norge noe når ledningen oppgraderes.

Når det gjelder prisforskjellene time for time mot Sverige synker disse i Basis 2040 fra ca. 8-10 €/MWh til ca. 6 €/MWh. I Høy 2050 synker de fra 10-11 €/MWh til 7-8 €/MWh. Altså er ikke oppgradering av denne ledningen i seg selv i nærheten av å gi nok kapasitet til å fjerne alle flaskehalsene knyttet til utvekslingen mot Sverige. Det at tiltaket gir betydelig mer kapasitet som utnyttes mye, samtidig med at det er store prisforskjeller også etter oppgraderingen, gjør at det oppstår en betydelig markedsnytte.

Prisforskjellene time for time mellom de to områdene internt i Nord-Norge påvirkes lite av økt kapasitet mellom NO4-Sør og Sverige. Det samme er tilfellet mellom Nord-Norge og Midt-Norge, i hvert fall hvis Nord-Norge er delt i to prisområder som simuleringene her tar utgangspunkt i.



Uten oppgradering av Nedre-Røssåga fra 220 kV til 420 kV

Betydelig kapasitet til nytt forbruk og produksjon i NO4-Sør

Det geografiske området som inngår i NO4-Sør, som i stor grad overlapper med Helgeland, har en gjennomgående 420 kV ledning og fra Røssåga til Svartisen. Fra Røssåga går det en 420 kV og en 300 kV ledning mot Midt-Norge, og en 220 kV ledning mot Sverige. I vårt basisnett er begge disse oppgradert til 420 kV i tillegg til at det er ny 420 kV mellom Røssåga og Rana.

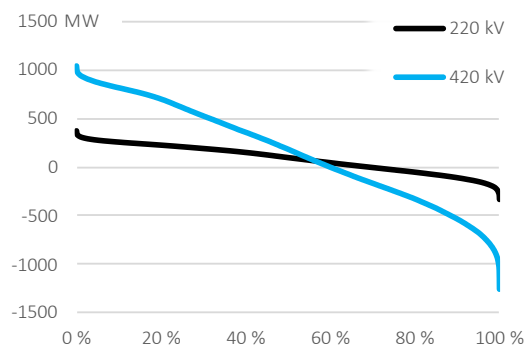
Allerede i dag har dette området mer plass til forbruk enn nord for Svartisen. Det går både på at nettet er en del sterkere og at det mye regulerbar produksjon på et lite geografisk område sammenlignet med fra Salten og nordover. I dagens nett indikerer våre simuleringer at realisert kapasitet inn til området er opp mot 2000 MW, selv om 220 kV ledningen fra Sverige i mange tilfeller vil begrense før underskuddet blir så stort.

Med 420 kV fra Røssåga til Sverige, og to 420 kV ledninger til Midt-Norge, indikerer våre simuleringer at realisert kapasitet ut og inn av området øker til over 2500 MW i mange timer. Det er også slik at ledningen mot Sverige i langt færre timer vil være en stor flaskehals. Fra et kraftsystemperspektiv er derfor Helgeland det området i Nord-Norge som er best egnet for stor vekst i forbruk og produksjon, spesielt hvis ledningen mot Sverige kommer opp på 420 kV. Ledningen inngår også i snitt med ledningen fra Sverige til Ofoten og ledningen fra Sverige til Klæbu i NO3 (se neste kapittel).

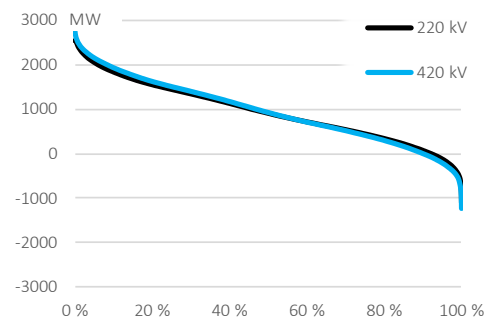
I vår variant av Høy 2050 med større underskudd i NO4-Sør stiger likevel prisene relativt lite i NO4-Sør selv uten oppgraderingen mot Sverige. Det kommer blant annet av at i denne varianten er det et overskudd på ca. 10 TWh fra Svartisen og nordover. Dette gir høy flyt inn på ledningen fra nord. I tillegg har vi lagt til en 1400 MW vindpark i Høy 2050 som mater inn i Namsos, nord i NO3. Når det er to 420 kV forbindelser fra Midt-Norge til Nordland ligger denne produksjonen elektrisk nærme forbruket på Helgeland.

Selv om 220 kV ledningen fra Sverige også er den største flaskehalsen ved høy flyt inn til Nord og Midt-Norge i denne varianten blir ledningen en langt større flaskehals når vi øker forbruket i Helgeland slik kraftsystemet ser ut i dag, men også fremover. Dette er illustrert på side 48 der vi har økt forbruket i Nord-Norge med 10 TWh med utgangspunkt i Basis 2030, slik at Nord-Norge har et samlet underskudd i et normalår på rundt 5 TWh.

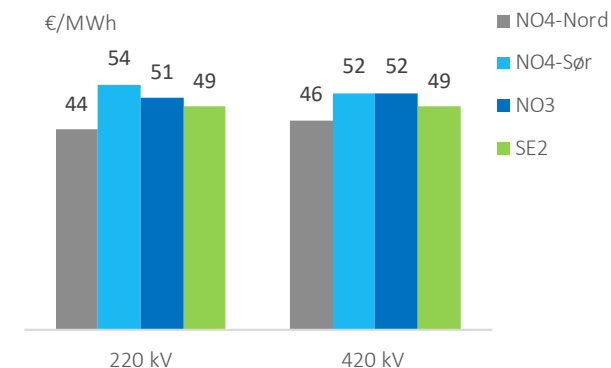
Flyt på ledningen fra Sverige til Nedre Røssåga i variant 2



Samlet flyt inn til NO4-Sør i variant 2



Snittpriser i variant 2 av Høy 2050 med ledningen fra Røssåga på hhv. 220/420 kV



Kapittel 4

Midt-Norge – forbruksvekst med og uten planlagte nettforsterkninger og ny produksjon

Det er mange og omfattende planer om økt forbruk i Midt-Norge (NO3). Samtidig er det per nå få planer om ny produksjon. I dette kapitlet ser vi på hva som skjer ved større vekst i forbruket og mindre ny produksjon enn i Basis. Vi ser også på kapasiteten til å øke forbruket før alle tiltakene i 2040-nettet er på plass og hvordan lavere overskudd i Nord-Norge spiller inn. Til slutt utbroderer vi hvordan en parallell utvikling av både forbruk og produksjon gjør det mulig å ha virkelig høy vekst.

Hovedspørsmål og sammendrag for analysen av Midt-Norge

Midt-Norge eller NO3 er en sentral del av transportkanalene nord-sør i Norge og Sverige. Statnett planlegger å oppgradere transportkanalene gjennom og inn til regionen. Dette øker kapasiteten for å overføre kraft ut av og inn til regionen. Videre er det som i mange regioner i Norge store forbruksplaner, samtidig som det er få planer om ny produksjon.

I dette kapitlet ser vi på utviklingen i transportbehovet i Midt-Norge – og konsekvensen av flaskehalser til tilgrensende regioner og lokalt. Vi definerer Midt-Norge grovt sett som strekningen langs kysten mellom Sogndal og Namsos, dvs. tilsvarende prisområdet NO3.

Våre hovedfunn er som følger:

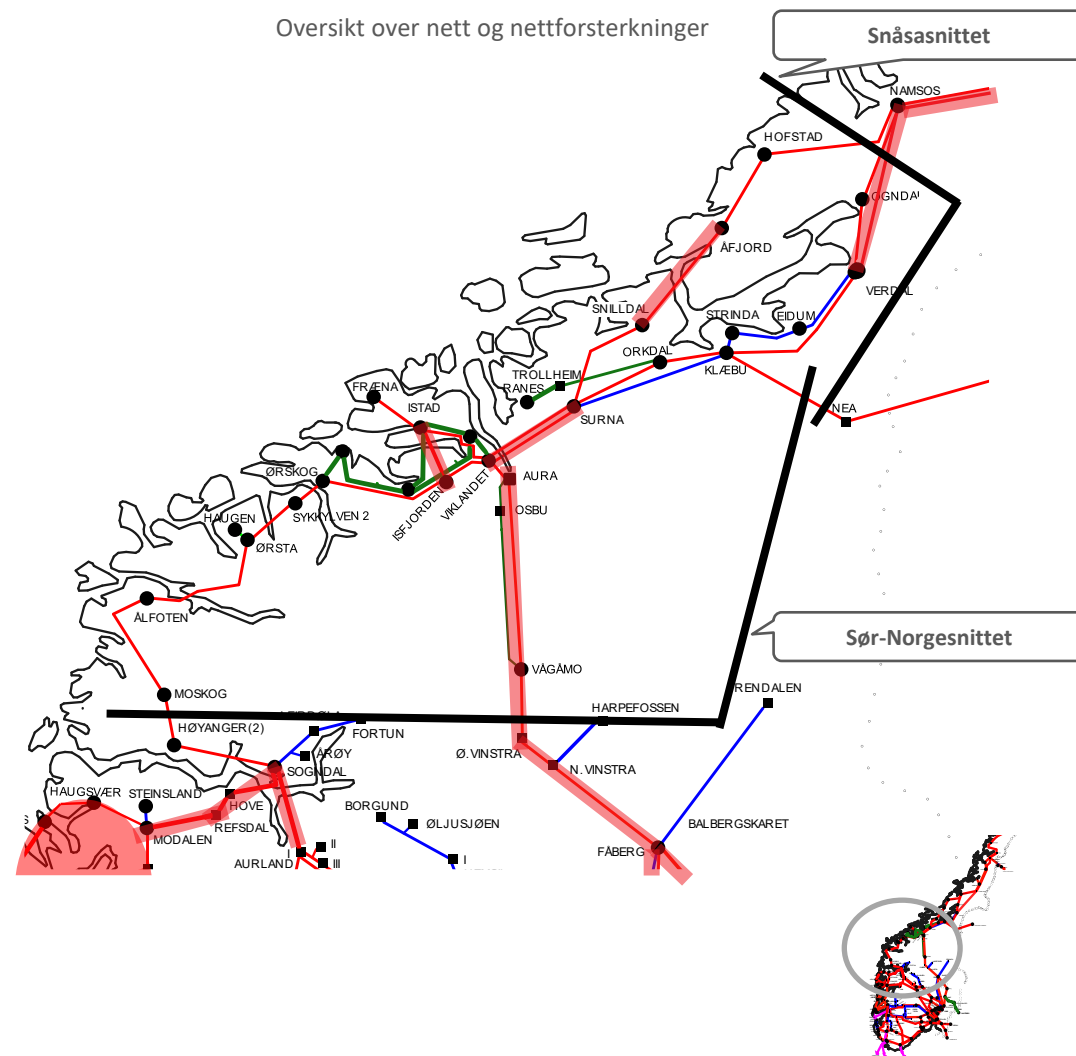
Målnett gir kapasitet til høy forbruksvekst, også uten ny produksjon. Markedsmessig vurderer vi ut fra våre simuleringer at det kan være plass til opp mot 15-20 TWh (2,3 GW), opp fra dagens forbruksnivå (28 TWh). Høyere forbruk enn dette gir gradvis betydelig høyere snittpriser i NO3 enn i naboområdene.

Lokale begrensninger i nettet gjør at forbruksøkningen bør være spredt, særlig gjelder dette for strekningen Sogndal-Isfjorden, som er ensidig forsynt ved utfall. Vi finner at transportkanalene i målnett og markedsmessige forhold gir rom for opp mot 9 TWh (1 GW) økt forbruk på denne strekningen, sammenlignet med i dag.

Våre simuleringer viser høy nytte av å oppgradere til 420 kV mellom Sunndalsøra og Oslo i vår Basis. Nyten blir enda høyere ved større overskudd eller underskudd i regionen.

Uten oppgradering mellom Sunndalsøra og Oslo blir det større timesvise prisporskjeller.

Øker produksjonen i takt med forbruket vil det være rom for enda mer forbruk. Det samme gjelder dersom forbruket som kommer er prisleksibelt. Dette gjelder også på strekningen mellom Sogndal og Isfjorden.



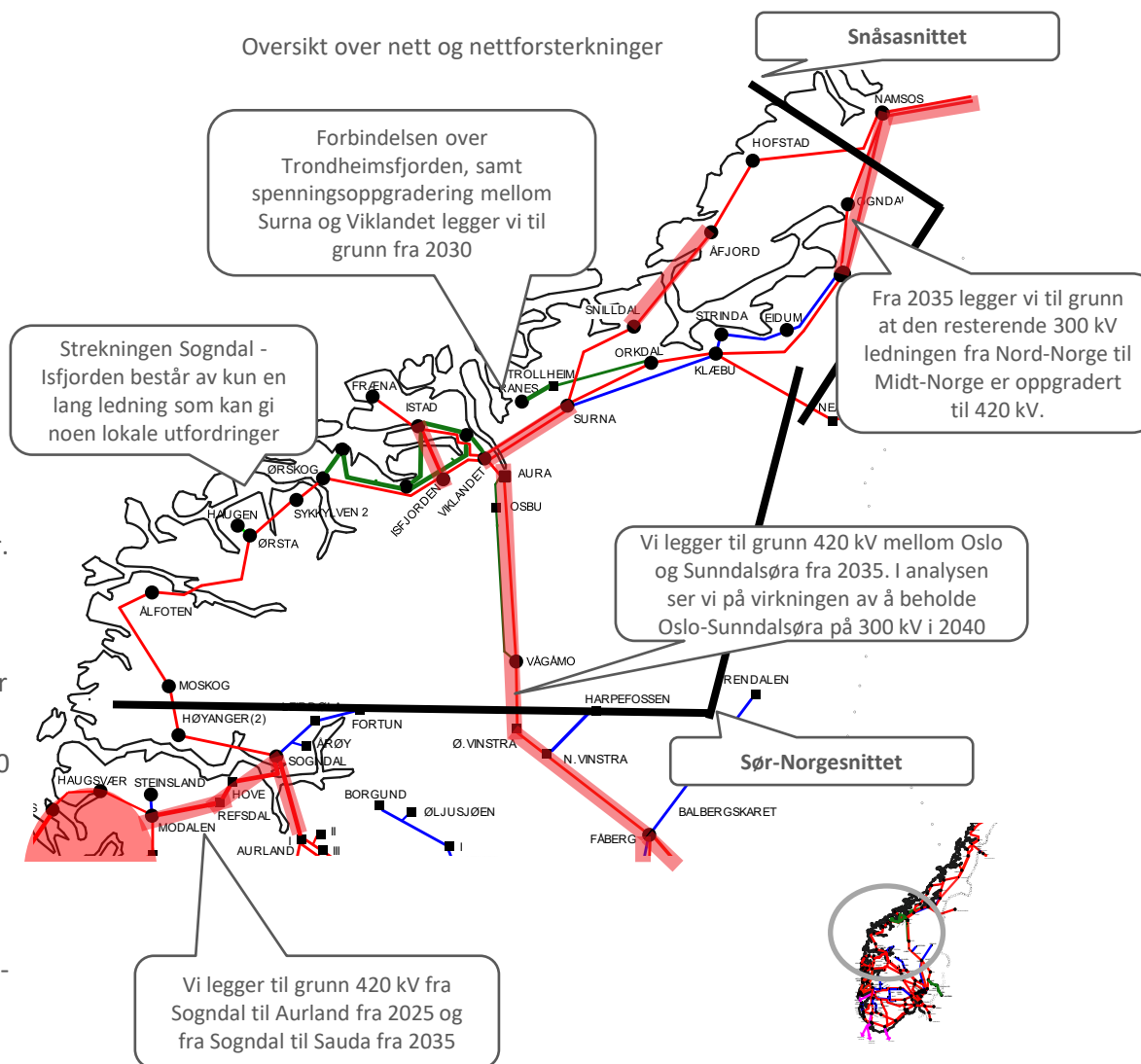
Nett og kapasiteter i NO3 i dag og til 2040

Inn og ut av Midt-Norge er det fem ledninger, hvorav to er fra Nord-Norge, to fra Sør-Norge, samt en 420 kV ledning mot Sverige. I dagens situasjon har Midt-Norge et knapt underskudd på energibalansen i et normalår. NO3 er i dag også et transittområde for flyt nord-sør i Norge og Sverige, drevet av et stort overskudd på energibalansen i NO4, SE1 og SE2. Dette gjør at det i mange timer er høy flyt gjennom området og videre mot Sør-Norge. Samtidig er utvekslingen mot Sør-Norge i stor grad gitt av produksjons- og forbruksfordelingen på nordisk nivå. Det gjør for eksempel at det ofte er kontraintuitiv flyt mellom NO3 og Sør-Norge, der det er lite flyt sørover i timer der prisene er lavere i NO3 enn i Sør-Norge.

Allerede i dag er 300 kV-ledningen gjennom området en flaskehals i perioder, og mer forbruk både sør i NO3, NO5 og NO1 vil forsterke denne. En ny ledning over Trondheimsfjorden kombinert med oppgradering av ledningen mellom Surna og Sunndalsøra vil gi to 420 kV ledninger nordfra til Sunndalsøra. Disse oppgraderingene er også nødvendig for å få full nytte av de planlagte nettforsterkningene i Gudbrandsdalen og fra Sogndal og sørover. Fra Isfjorden til Sogndal er det kun én ledning, som kan gi lokale utfordringer.

Realisert overføringskapasitet mellom NO3 og Sør-Norge varierer altså enormt i ulike situasjoner. Ved gunstig flytfordeling kan den være oppe i ca. 1300 MW i begge retninger, men det kan også gå flyt mot prisretningen i andre situasjoner. Med nettforsterkningene Statnett planlegger vil denne kapasiteten øke med opp mot 2000 MW i begge retninger. Fortsatt kan det oppstå flyt mot prisretningen, men færre timer med prisforskjell internt i Sverige vil dempe antall timer hvor dette skjer i praksis, da dette også gir færre timer med prisforskjell mellom NO3 og Sør-Norge.

Mellom NO3 og SE2 er dagens markedskapasitet (NTC) henholdsvis 600 MW mot Sverige og 1000 MW fra Sverige. Våre simuleringer indikerer at innføring av flytbasert kan øke utnyttelsen av forbindelsen NO3-SE2. Ved underskudd i Midt-Norge vil denne ledningen inngå i Sør-Norgesnittet og Snåsasnittet, hhv. sammen med 300 kV-ledningen mellom Oslo og Sunndalsøra og sammen med 220 kV-ledningen fra Ajaure i SE2 til Nedre Røssåga i NO4. En forutsetning for å få utnyttet kapasiteten på NO3-SE2 bedre ved underskudd, er derfor at 220 kV-ledningen fra Nedre Røssåga til Ajaure og Oslo-Sundalsøra oppgraderes til 420 kV. Også ved overskudd i Midt-Norge inngår NO3-SE2 ofte i snitt med Gudbrandsdalen. Dermed øker oppgradering av Oslo-Sundalsøra hvor mye som kan overføres mot Sverige. Likevel er denne gevinsten mindre enn ved høy flyt mot Midt-Norge, og den avhenger også av hvor mye som produseres i kraftverkene på svensk side.



Stabil energibalanse i NO3 i Basis – vi tester større forbruksvekst

Som utgangspunkt for analysen av Midt-Norge har vi primært brukt vårt datasett 2040 Basis, men også 2050 Høy. I dag er forbruket rundt 28 TWh i NO3 hvor rundt halvparten av forbruket er lokalisert i området rundt Møre (14 TWh), mens Trøndelag har rundt 10 TWh og det er rundt 3 TWh fra Sogndal til Sunndalsøra. Produksjonen i NO3 samlet er rundt 27 TWh. Det meste er vannkraft, mens i Trøndelag er det også noe vindkraft.

Til 2040 øker forbruket med ca. 4 TWh (500 MW) i Basis, der det meste av veksten kommer i Trøndelag og rundt 0,5 TWh kommer i Møre og Nordvest. Denne veksten, og plasseringen av denne, er til en viss grad tilfeldig og kun et utgangspunkt for analysen. Produksjonen øker omtrent like mye som forbruket, drevet av noe vann- og solkraft, som gir en stabil utvikling i energibalansen.

Til Høy 2050 øker vi forbruket med 17 TWh (~7500 MW) sammenlignet dagens nivå. Forbruksveksten er 8 TWh i Trøndelag, 4 i Møre og 5 i Nordvest. Rundt 6000MW (~4 TWh) er fleksibelt forbruk til hydrogenproduksjon. Produksjonen øker med rundt det samme som forbruket, primært som følge av flytende havvind tilknyttet Moskog og Namsos, men også drevet en mer vann- og solkraft.

Av betydning for analysen er også utviklingen nord og sør for NO3. I NO4 og Nord-Sverige samlet, blir overskuddet på energibalansen langt lavere og NO4 får et underskudd. I Sør-Norge samlet er energibalansen svært stabil, men volumet på kraftsystemet øker med 50 % i Basis 2040 og får en dobling i 2050 Høy.

Det er mange forbruksplaner i Midt-Norge og med lavere snittpris gjennom året sammenlignet med Sør-Norge, er det mer aktuelt å realisere forbruksplaner her. Samtidig er det lite planer om ny produksjon i området. Det gjør at det er en stor mulighet for et enda større underskudd.

Samtidig er det knyttet usikkerhet til utviklingen av forbruk og produksjon, og den interne fordelingen. Vi undersøker derfor en rekke sensitiviteter med ulikt volum og ulik intern fordeling av forbruk og produksjon.

Vi starter denne analysen av Midt-Norge med å undersøke en høyere forbruksvekst enn i Basis 2040 – først uten tilsvarende vekst i produksjon. Vi ser på hele NO3 samlet, men ser også på en lokal begrensning på strekningen mellom Sogndal og Isfjorden. Videre ser vi hvordan forbruk med tilsvarende vekst i produksjon kan gi markedsmessig plass til enda høyere forbruksvekst. Vi undersøker også virkningen på pris og flaskehals med og uten oppgradering av Oslo-Sunndalsøra.

Utvikling i forbruk og produksjon i NO3 i våre grunnlagsdatasett

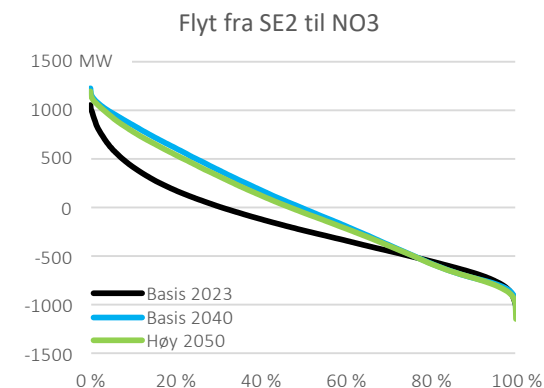
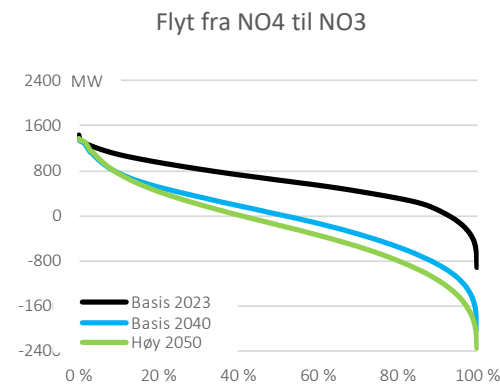
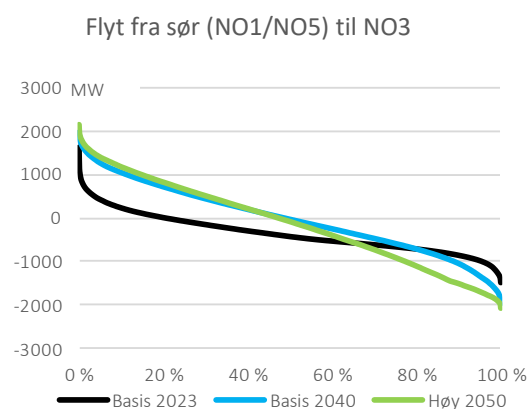
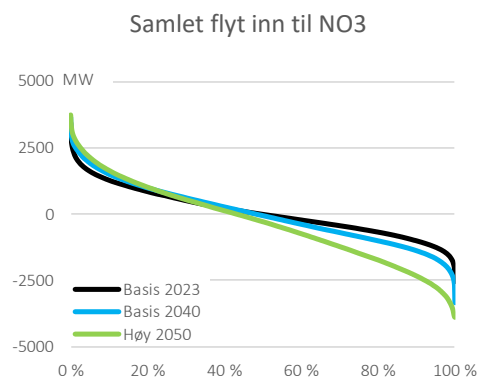
	2023			2040			2050		
	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse
NO3	27	28	-1	31	32	-1	45	43	2
NO4	29	20	9	32	33	-1	45	46	-1
Sør-Norge (NO5, NO1, NO2)	102	89	13	151	145	6	175	168	7
SE1+SE2	88	32	56	104	73	31	124	99	25

Styrket nettkapasitet og mer balansert flyt mot Nord og Sør-Norge

I dagens situasjon er Midt-Norge i et knapt underskudd på normalårsbalansen. Samtidig er NO3 i dag i mange timer et transittområde for flyt nord-sør i Norge og Sverige, drevet av et stort overskudd på energibalansen i NO4, SE1 og SE2. Det er likevel viktig å nevne at dette varierer mye time for time. I perioder med mye nedbør og vind har NO3 et solid overskudd, mens på kalde vinter dager kan området få et stort underskudd. Dette viser kurven som viser samlet flyt ut og inn av NO3 som er det samme som den lokale balansen.

Energibalansen i NO3 holder seg rimelig stabil mot 2040/50 i våre basisdatasett. Likevel endrer flytmønsteret i Midt-Norge karakter i takt med at overskuddet nord i Sverige og Norge minker, og at andelen vind og solkraft øker betydelig i Norden. I sum gjør dette at NO3 i mindre grad blir et transittområde for enveis energitransport nord-sør. Dette er særlig tydelig i varighetskurvene for kraftflyt mellom NO4 og NO3 og mellom NO3 og Sør-Norge, der flyten går fra primært å gå sørover, til å nesten gå lite nye nordover som sørover i 2040/2050.

Det at timene med høy flyt øker, spesielt mellom Sør-Norge og NO3, henger naturlig samme med nettforsteringene mellom Sunndalsøra og Oslo, men også oppgraderingene på Vestlandet, gjør at kapasiteten i nettet øker. Flyten blir ikke høyere enn kapasiteten i nettet tillater. Dagens høye overføringsbehovet resulterer derfor i mange timer med flaskehals.



2030 – systemet tåler en del spredt forbruksvekst, men får høy pris

Det er en del forbruksplaner som ventes å bli realisert før 2030 i Midt-Norge. Planene er rimelig godt spredt i NO3, men en del av dem er også konsentrert langs kysten på strekningen mellom Songdal-Isfjorden. Denne strekningen har noen lokale utfordringer som følge av at strekningen kun består av en lang ledning. Vi viser her hvordan en høyere forbruksvekst i Midt-Norge vil slå ut på pris, prisforskjeller og flaskehalsen i 2030.

Vi har simulert en forbruksøkning på 2000 MW (~15 TWh) opp fra dagens forbruk i NO3. Rundt 400 MW av økningen er lagt til strekningen Sogndal-Isfjorden, mens resterende er plassert nord for Isfjorden. Produksjonen er økt med 5 TWh fra dagens nivå, drevet av vann- og solkraft.

Våre simuleringer viser at transportkanalene i 2040-nettet teknisk kan tåle en forbruksøkning på 1500-2000 MW (~12-15 TWh) i NO3 dersom det meste av forbruket kommer der hvor nettet er masket, dvs. nord for Isfjorden. På strekningen Sogndal-Isfjorden kan systemet trolig tåle rundt 300-400 MW forbruksøkning. Dette er før en eventuell spenningsstøtte, SVC, i Ålfoten. Med SVC i Ålfoten kan forbruksøkningen på denne strekningen være høyere, trolig opp mot 1000 MW*.

For å realisere hele forbruksøkningen er oppgradering gjennom Trøndelag viktig. Denne er ventet ferdig i 2028. Videre vil en så høy forbruksvekst som beskrevet her trolig også kreve lokale forsterkninger utover transportkanalene.

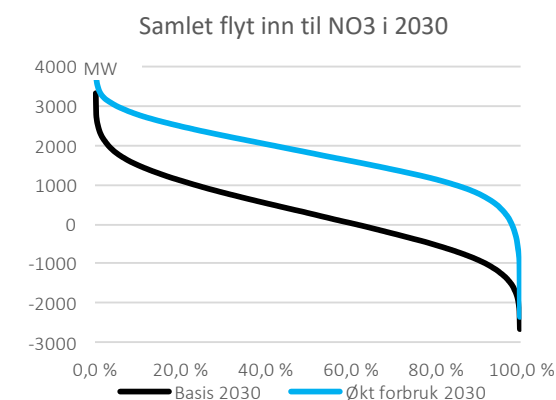
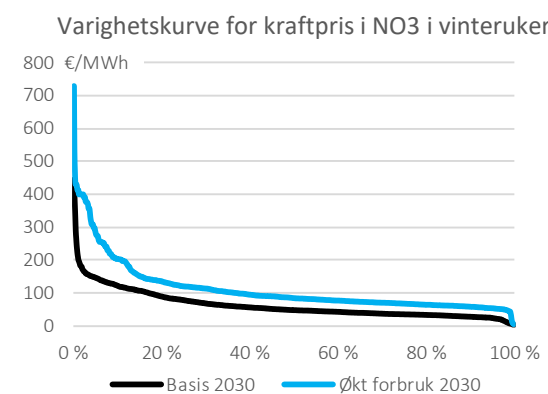
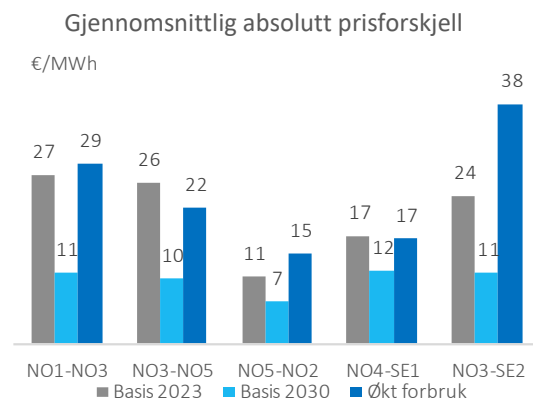
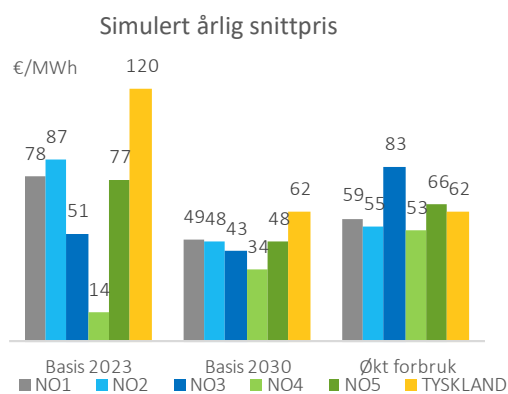
En forbruksøkning på 2000 MW (~15 TWh) uten tilsvarende økning i produksjonen gir imidlertid rundt en dobling av snittprisen i NO3, til rundt 75 €/MWh i 2030. NO3-prisen blir dermed langt høyere enn tysk snittpris som ligger på rundt 60 €/MWh i 2030. Snittprisen i NO4 øker nesten like mye.

Våre resultater viser at selv om forbruket forsynes i alle timer, med en forbruksøkning på 2000 MW, så gjør høye pristopper at prisen settes av forbruksutkobling i enkelte timer. Dette oppstår i tørre år hvor magasinutfyllingen blir svært lav gjennom vinteren som også gir fall i tilgjengelig effekt i vannkraftverkene gjennom vinteren. Følgelig blir det effektprising og svært høye pristopper som gir utkobling av forbruk på pris hos kunder med lavere betalingsvilje enn kraftprisen.

Siden prisene øker så mye mener vi det er urealistisk at det kan komme om lag 2000 MW jevnt industriforbruk hvis det ikke kommer mye mer produksjon, selv om transportkanalene isolert sett kan tåle dette.

En tilsvarende økning i produksjonen ville gitt rom for en enda høyere forbruksvekst i NO3 til 2030, enn 2000 MW, både fra et teknisk og økonomisk perspektiv. Det er imidlertid få produksjonsplaner i området på nåværende tidspunkt og lite realistisk at dette kan komme innen 2030.

*Se side 69 for nærmere beskrivelse av strekningen Sogndal-Isfjorden



2040 – plass til betydelig mer forbruk, begrenses av energi i tørrår

Med netttiltakene som er planlagt til 2040 er det mulig med enda større forbruksvolum i NO3. Til 2040 legger vi til grunn at Sauda-Samnanger, Oslo-Sunnalsøra og Nedre Røssåga-Ajaure er oppgradert til 420 kV. I tillegg legger vi til grunn spenningsstøtte i Ålfoten. De to førstnevnte tiltakene gir bedre kapasitet på Sør-Norgesnittet, mens Nedre Røssåga-Ajaure gir økt kapasitet mot Sverige. Spenningsstøtte i Ålfoten bedrer kapasiteten lokalt på strekningen Sogndal-Isfjorden og over Sør-Norgesnittet. I sum gir tiltakene økt kapasitet inn/ut av NO3 og lokalt, og muliggjør et høyere over- og underskudd på energibalansen i regionen.

For å illustrere hvordan mer kapasitet i transportkanalene kan muliggjøre økt forbruksvekst i regionen har vi testet trinn med forbruksøkning opp mot 3000 MW (~ 25 TWh) i NO3, sammenlignet med dagens forbruk og uten tilsvarende økning i produksjon. Forbruksøkningen er lagt rimelig spredt i NO3, men kun 700 MW forbruksøkning* er lagt til strekningen Sogndal-Isfjorden. Produksjonen er kun økt med 5 TWh, sammenlignet med dagens nivå, drevet av vann- og solkraft.

Våre analyser viser at transportkanalene i hvert fall tåler en samlet forbruksøkning på 20 TWh (2,3 GW) opp fra dagens nivå, uten vekst i lokal produksjon. Trolig er også høyere volum teknisk mulig. Dette forutsatt en forbruksvekst med god spredning i NO3 og ikke mer enn rundt 1000-1300 MW på strekningen Sogndal-Isfjorden.

Samtidig gir et underskudd på nærmere 20 TWh en snittpris på 60 €/MWh i NO3, som er rundt 15 €/MWh høyere enn i omkringliggende områder. Det er dermed lite trolig at forbruksveksten vil fortsette når underskuddet i regionen øker utover 10-15 TWh.

I likhet med situasjonen i 2030 ser vi at begrensningen blir energiknapphet i tørrår, som forplanter seg i stram effektmargin og gir effektprising og noe prisutkobling av forbruk. Tilgangen på fleksibel vannkraft i NO3 er avgjørende for at et så stort forbruksvolum er mulig å ta inn, i tillegg til de planlagte netttiltakene.

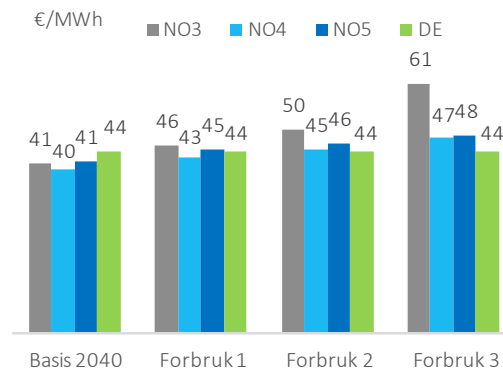
Med 2040-nettet på plass viser våre simuleringer at det økonomisk og konkurransemessig trolig er plass til rundt 15-20 TWh forbruksvekst uten ny produksjon, dvs. uten at prisen i NO3 blir langt høyere enn i andre prisområder. Til sammenligning var tilsvarende volum for 2030 kun 10-15 TWh forbruksvekst, opp fra dagens nivå. Netttiltakene som kommer på plass til 2040 kompenserer for manglende produksjon i NO3, da mer importkapasitet bedrer mulighet til å hente kraft fra omkringliggende områder, og slik bidrar til å dempe prisvirkningen av mer forbruk.

Kommer det produksjon (energi og effekt) i tillegg, er det mulig med større forbruksvolum enn 15-20 TWh. Dette viser vi mot slutten av kapitlet.

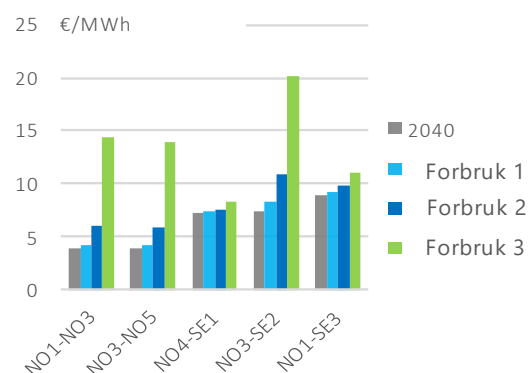
Forbruk, produksjon og balanse i ulike sensitiviteter

	Forbruk TWh	Økt fra 2023	Prod. TWh	Balanse NO3	Balanse Norge
2023	32		33	1	18
2040	36	4	38	2	4
Forbruk 1	46	14	38	-8	-6
Forbruk 2	52	20	38	-14	-11
Forbruk 3	56	25	38	-18	-15

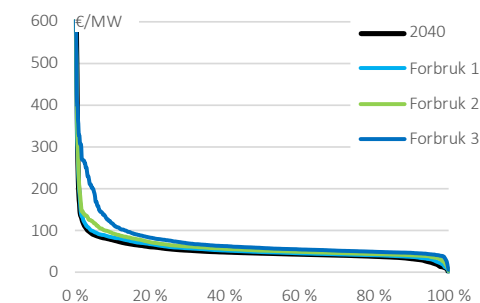
Simulert årlig snittpris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve for kraftpris om vinteren i NO3



*Vi tester høyere volum på strekningen Sogndal-Isfjorden i en sensitivitet på neste side

Lokale forhold begrenser på strekningen Sogndal-Isfjorden

Strekningen mellom Sogndal-Isfjorden har noen lokale utfordringer som følge av at den kun består av en lang ledning, som innebærer at kraftflyten inn til området blir begrenset av spenningsnitt. Det vil si at ved et utfall må forbruket umiddelbart, og i sin helhet, dekkes fra den andre retningen. Ved utfall nær endene av strengen gir dette lang ensidig overføring og dermed fare for uakseptabelt spenningsfall*.

Dynamisk spenningsstøtte, SVC, er et tiltak som bidrar til å opprettholde spenningen på lange ledningsstrekking og dermed kan øke kapasiteten inn til området noe, uten vesentlige arealinngrep. Vi legger til grunn dynamisk spenningsstøtte i Ålfoten i Basis til 2040. Dette tiltaket kan imidlertid komme lenge før, da ledetiden kun er 4-5 år. SVC vil heve kapasiteten inn til området med rundt 200 MW.

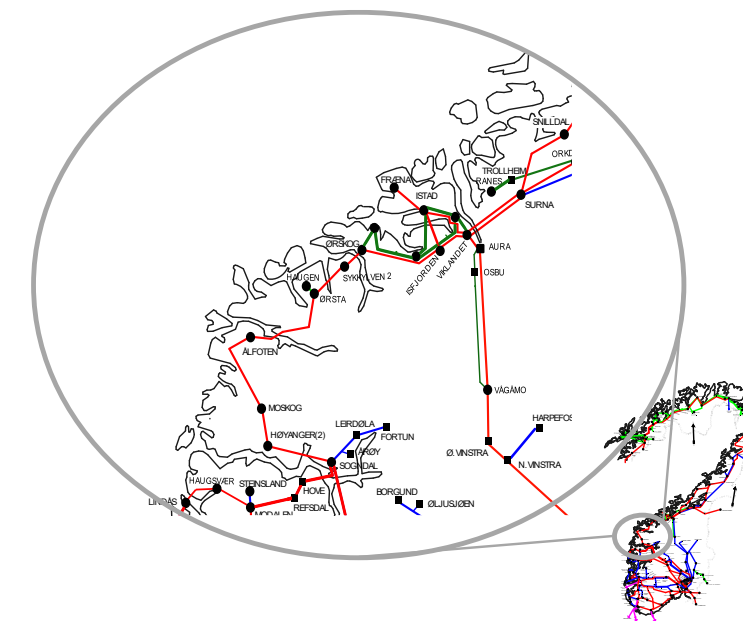
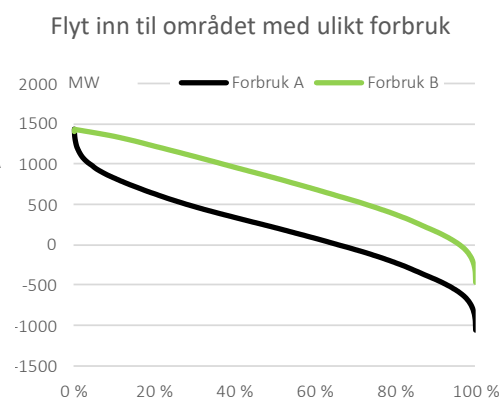
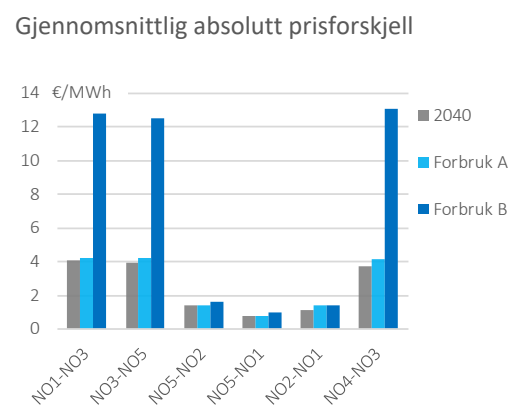
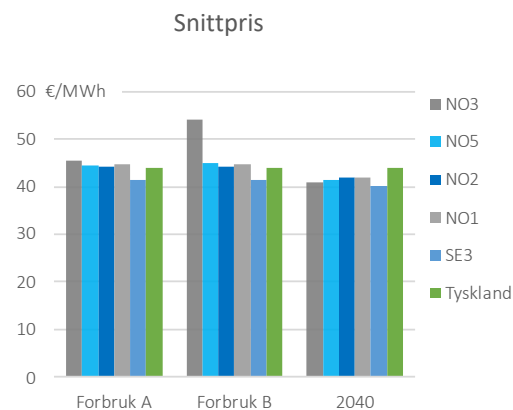
Uten SVC i 2030 ser vi at transportkanalene kan tåle rundt 400 MW på strekningen, med en spredt fordeling. Med SVC har vi testet følgende forbruksøkning i Basis 2040 datasettet, sammenlignet med dagens forbruk:

- Forbruk A: 700 MW på strekningen, plassert i Høyanger og Ålfoten
- Forbruk B: 1300 MW på strekningen, plassert i Høyanger, Ålfoten, Ørsta og Ørskog

Våre analyser viser at med SVC i Ålfoten, tåler transportkanalene en forbruksvekst på opp mot 1000-1300 MW på strekningen Sogndal-Isfjorden, sammenlignet med dagens nivå. Dette fører det blir betydelig flaskehals og høy pris i hele NO3. Denne forbruksveksten forutsetter god spredning langs strekningen og at ikke forbruket konsentreres i enkelte deler av området.

Ved høyere fleksibilitet i forbruket og/eller en annen prisområdeinndeling, kan forbruksveksten være høyere enn 1000-1300 MW på strekningen Sogndal-Isfjorden. Det gjelder også om forbruksveksten blir møtt av en tilsvarende økning i energiproduksjon. Dette fordi det er lokal energiknapphet, ikke effekt, som begrenser og siden området er en del av NO3 øker prisen i hele prisområdet.

Ved høy forbruksvekst på strekningen kan også en delvis dublering bli aktuelt, som nevnt som mulig fremtidig tiltak i Områdeplanen. Eksempelvis dublering sørover fra Isfjorden via Ørskog, evt ny stasjon i Ålesund, og ned til Ørsta, eller dublering nordover fra Sogndal mot Ålfoten.



*se side 14 for nærmere beskrivelse av spenningsnitt

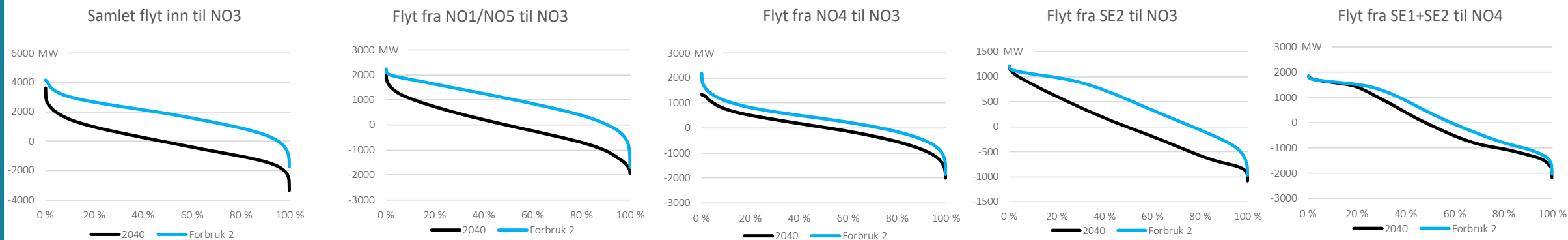
Ved økt underskudd forsynes NO3 fra Sør-Norge og Nord-Sverige

Når vi øker forbruket og dermed underskuddet i NO3, øker flyten inn til området like mye. Flyten øker på alle de tre kanalene inn, men mest fra Sør-Norge, hvor det blir flaskehals fra NO1/NO5 til NO3 i en større andel av tiden.

Fra nord kommer energivolumene fra Nord-Sverige, dette da NO4 har energibalanse i vår Basis for 2040, mens SE1/SE2 har et betydelig overskudd. Det blir derfor høyere flyt fra SE2 og NO3, samt fra SE1/SE2 til NO4 og derfra sørover til NO3. Av varighetskurvene ser vi at dette gir flere timer med flaskehals på ledningen direkte fra SE2 til NO3, på ledningene fra Sverige til NO4. På ledningene fra NO4 til NO3 er det imidlertid fortsatt få timer med høy flyt og flaskehals sørover.

God magasinkapasitet i NO4 gjør også at en del av importen fra Sverige lagres i form av spart vannkraftproduksjon i NO4, som kan eksportere til NO3 på et senere tidspunkt.

På neste side viser vi virkningen av lavere kapasitet mellom Nord-Sverige og NO4 i en situasjon hvor Nedre Røssåga-Ajaure ikke er oppgradert fra 220 kV til 420 kV.



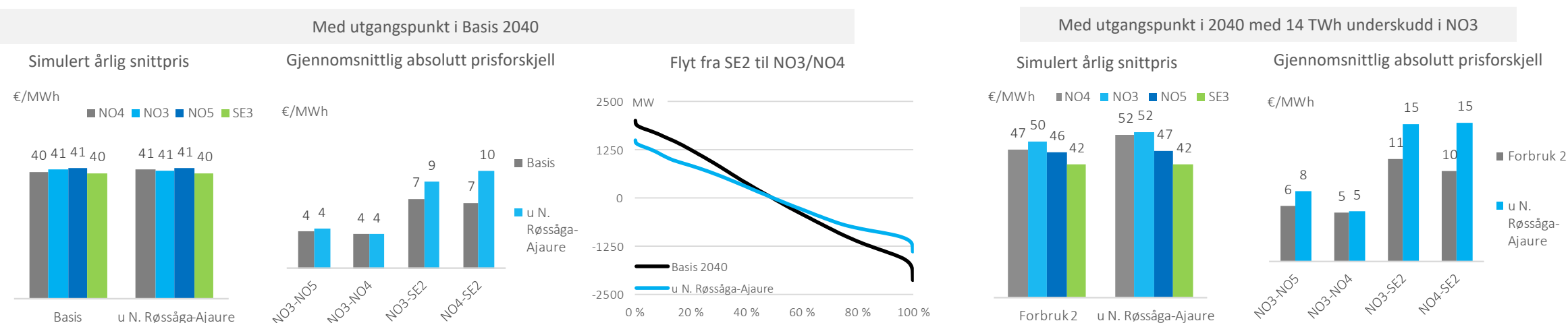
*Sensitiviteten Forbruk 2 er nærmere beskrevet på side 68

Uten forsterkning NO4-Sverige gir forbruket større prisøkning

Når vi øker forbruket i NO3 blir det flere timer med flaskehals spesielt på ledningen fra Sverige til NO3, men også på ledningen fra Nord-Sverige til Nedre Røssåga i Nordland (NO4-SE2). Disse ledningene inngår også i felles snitt der en betydelig del av flyten ved utfall av ledningen fra SE2 til NO3 legger seg på ledningen fra SE2 til NO4. I dag er ledningen fra SE2 til NO4 på 220 kV, men i vår basis for 2040 er denne ledningen på 420 kV. Her viser vi effekten av at denne beholdes på 220 kV.

Simuleringene viser at når Midt-Norge har rundt energibalanse så påvirkes snittprisen lite av om ledningen fra Røssåga til Sverige er på 420 kV, eller ikke. Men prisforskjellene time for time øker vesentlig. Mellom NO4 og Sverige er økningen nærmere 50 prosent. Mellom NO3 og SE2 øker de fra 7 €/MWh til 9 €/MWh. I forrige kapittel viste vi effekten av å ta bort oppgraderingen i Høy 2050 hvor prisforskjellene i utgangspunktet er noe høyere.

Hvis vi tar utgangspunkt i varianten med 14 TWh underskudd er flaskehalsene hovedsakelig fra Sverige mot Norge. Dette gjør at prisene i Midt- og Nord-Norge, men også til dels Sør-Norge ligger over de i Sverige. I simuleringene med ledningen fra Sverige til Nedre Røssåga på 220 kV er prisene både i NO3 og i NO4 rundt 52 €/MWh som er 10 €/MWh høyere enn i Sverige. Når vi oppgraderer ledningen til 420 kV øker kapasiteten samlet sett til NO4 og NO3 fra Sverige betydelig. Men siden ledningen som oppgraderes går til NO4, faller prisene naturlig nok mest der. Prisene i NO4 synker med 5 €/MWh, mens de synker med 2 €/MWh i NO3. Vi ser også at prisforskjellene time for time synker betydelig mellom både NO3 og NO4 og Sverige. Når prisene faller i NO3 relativt til Sør-Norge som følge av oppgraderingen, synker også prisforskjellene mellom NO3 og Sør-Norge.



*Sensitiviteten Forbruk 2 er nærmere beskrevet på side 68

Uten Oslo-Sunndalsøra på 420 kV blir flaskehalsene langt større

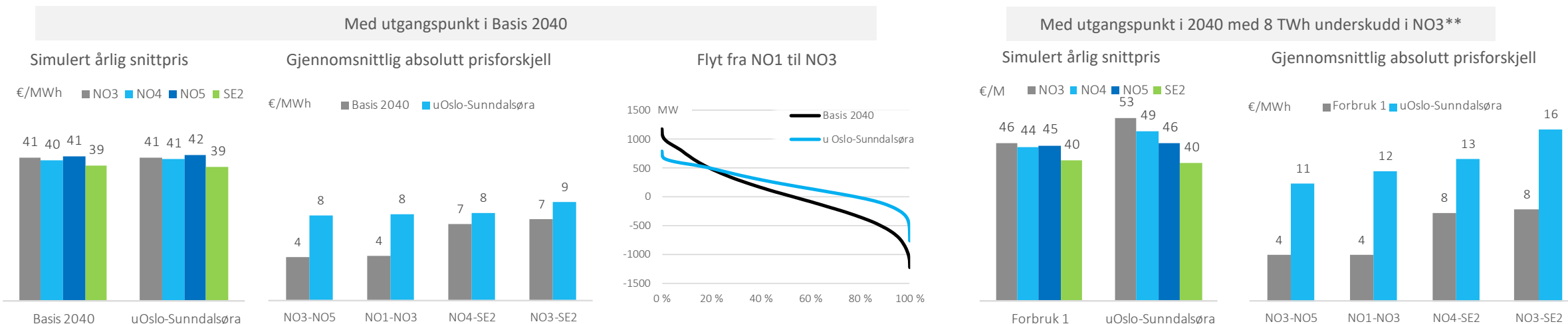
Analysen av Midt-Norge har til nå vist at det er mulig med høy forbruksvekst i NO3 med 2040-nettet, uten at snittprisene blir langt høyere i NO3 enn i omkringliggende områder. Skulle imidlertid ett eller flere av nettiltakene vi legger til grunn til 2040 bli forsinket, vil flaskehalsene inn mot 2040 bli langt større. Vi ser her på effekten av at Oslo-Sunndalsøra forblir på 300 kV både i vårt Basisdatasett for 2040 og i en sensitivitet med underskudd på energibalansen i NO3.

Våre simuleringer viser at med Oslo-Sunndalsøra på 300 kV dobles de timesvise prisforskjellene* mellom NO3 og NO1/NO5, og de øker også markant mellom NO3 og SE2. Dette som følge av langt flere timer med flaskehals knyttet til lav kapasitet i Gudbrandsdalen i begge retninger. Ledningen i Gudbrandsdalen inngår i sentrale snitt med ledningen mellom NO3 og SE2 og ledningen på Vestlandet mellom Ørskog og Sogndal, både ved høy flyt inn og ut av området. Kapasiteten på disse snittene løftes betydelig når vi får 420 kV i Gudbrandsdalen.

Gjennomsnittprisene i Norge påvirkes lite i vårt scenario med rimelige områdevis energibalanser, som i vår Basis 2040.

Det er allerede i dag stort behov for å fornye Oslo-Sunndalsøra. Med en mer ubalansert utvikling, spesielt i NO3, øker imidlertid behovet for oppgradering vesentlig. I en sensitivitet med 15 TWh forbruksvekst fra i dag, og et underskudd i NO3 på 8 TWh, blir snittprisen 4-7 €/MWh høyere enn naboområdene, og prisforskjellene time for time mot Sør-Norge tredobles, mens den nesten dobles mot Sverige. Vi har også sett tilsvarende virkninger på snittpris og timevise prisforskjeller i varianter der vi har økt overskuddet i NO3 tilsvarende.

I sum viser våre analyser at det er et tydelig behov for å oppgradere Oslo-Sunndalsøra i våre basisdatasett, hvor energibalansen i NO3 er rundt null og det også er rimelige områdevis energibalanser i øvrige regioner. Videre finner vi at nytten av å oppgradere Oslo-Sunndalsøra blir langt høyere i scenario med større over- eller underskudd på energibalansen i NO3. Samtidig er scenario med store over- og underskudd på energibalansen scenario som det er mindre trolig at vil vedvare over tid, selv ved forsinket nett.



*Undervegs i byggeprosjektet Oslo-Sunndalsøra vil kapasiteten mellom NO1 og NO3 også kunne bli lavere enn med dagens 300 kV kapasitet, som følge av revisjoner. Dette vil kunne gi tidvis store timevise prisforskjeller frem til strekningen er ferdig oppgradert

**Sensitiviteten Forbruk 1 er nærmere beskrevet på side 68

Systemet kan bli langt større med havvind og forbruksfleks

Med planlagte netttiltak mot 2040 gir transportkanalene plass til en del vekst i forbruket i NO3, uten at kraftprisen i NO3 blir langt høyere enn i andre prisområder. Dette vil også forutsette tiltak lokalt, i tillegg til transportkanalene. Forbruksveksten kan bli enda høyere enn det vi til nå har vist dersom produksjonen øker i takt med forbruket. Dette gjelder også der det er lokale begrensninger som på strekningen Sogndal-Isfjorden.

Våre analyser viser generelt at samlokalisering av forbruk og produksjon kan gi rom for en svært høy vekst i forbruk i regioner hvor det er god kapasitet i transportkanalene, og samtidig tilgjengelig effekt og magasinkapasitet i vannkraftproduksjonen. Dette fordi vannkraften sammen med et sterkt overføringsnett, kan bidra til å jevne ut forskjellene i jevnt industriforbruk og variabel vindkraftproduksjon. Vannkraftproduksjon med tilgjengelig fleksibilitet kan skru ned produksjonen ved høy vindkraftproduksjon og øke vannkraftproduksjonen igjen ved lite vind. I sum demper dette impulsen på resten av kraftsystemet av en økning i forbruk og produksjon, som også demper flyten i nettet og virkningene på kraftpris.

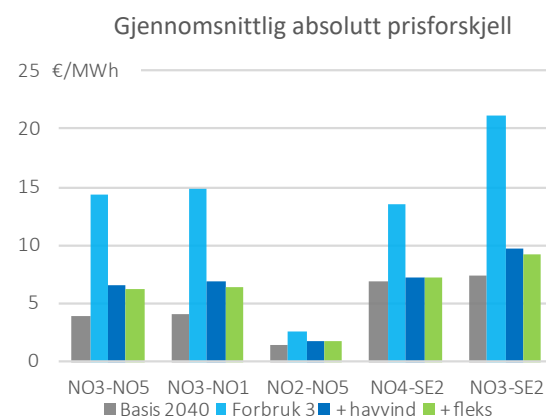
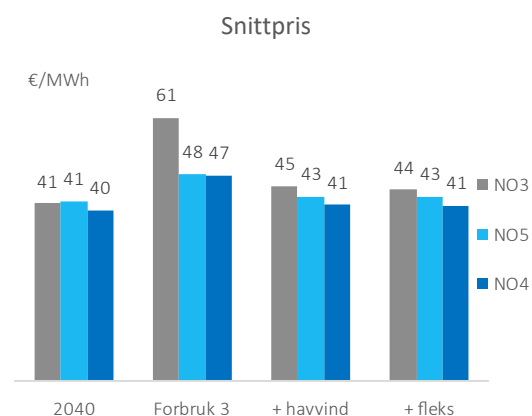
Transportkanalene og fleksibiliteten i vannkraften vil imidlertid ikke klare fullstendig å jevne ut svingningene i et større system, blant annet som følge av et fleksibiliteten i vannkraftsystemet kan "brukes opp"*. Dermed vil kraftflyten og

prisvariasjonen være noe høyere med et større volum forbruk og produksjon, selv om snittprisen er tilnærmet lik i et mindre og et større balansert system.

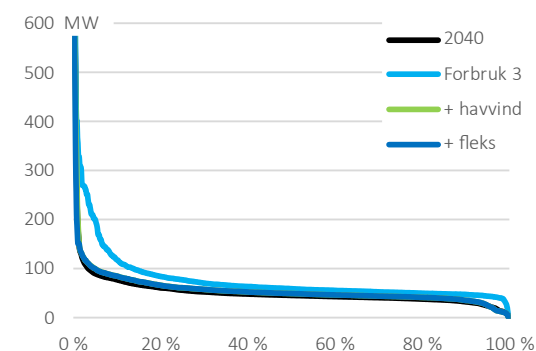
For å illustrere poenget for tilfellet i NO3 har vi tatt utgangspunkt i sensitiviteten, Forbruk 3, med rundt 25 TWh økning i forbruket NO3, som ga en snittpris i NO3 på rundt 60 €/MWh, som er rundt 13-14 €/MWh høyere enn i omkringliggende områder. Vi legger til tilsvarende energivolum havvind, 25 TWh, med radiell tilknytning inn i Moskog, Fræna og Namsos.

Med tilsvarende vekst i produksjonen som i forbruket blir snittprisen i NO3 betydelig redusert. Snittprisen i NO3 faller til 45 €/MWh, som kun er 4 €/MWh høyere enn snittprisen i Basis 2040, hvor forbruk og produksjon er 25 TWh lavere. Prisforskjellene time for time halveres når vindkraftproduksjonen øker i takt med forbruket, men holder seg rundt 3 €/MWh høyere enn i Basis.

Videre har vi også testet effekten av å gjøre halvparten av forbruket prisfleksibelt, ved å gi dette en utkoblingspris på 150 €/MWh. Vi ser at dette reduserer snittprisen i NO3 ytterligere, og samtidig reduserer de timevise prisforskjellene mellom prisområder i hele Norge, men likevel ikke helt tilbake til nivået i Basis. En høyere andel prisfleksibelt forbruk og en lavere utkoblingspris for forbruket vil gi snittpriser helt tilbake på nivået før volumøkningen.



Varighetskurve for kraftpris om vinteren i NO3



*se også side 79 for nærmere beskrivelse

Kapittel 5

Vestlandet – samspill mellom forbruk, havvind og mer effekt med/uten alle nettiltak

Vestlandet blir med målnettets en robust region som gir mulighet for svært høy volumvekst i forbruk og produksjon, gitt en rimelig samlokalisering. I denne delanalysen utdyper vi hvordan havvind, mer vannkrafteffekt og målnettets kan fungere sammen og gi rom for mye mer forbruk. Vi undersøker også de gjenværende flaskehalsene på Vestlandet og ser på hvordan transportkanalene på Vestlandet bidrar til å forsyne forbruk i NO3 og NO1. Vi ser også på kapasiteten til å øke forbruket før alle nettiltakene mot 2040 er på plass.

Hovedspørsmål og sammendrag for analysen av Vestlandet

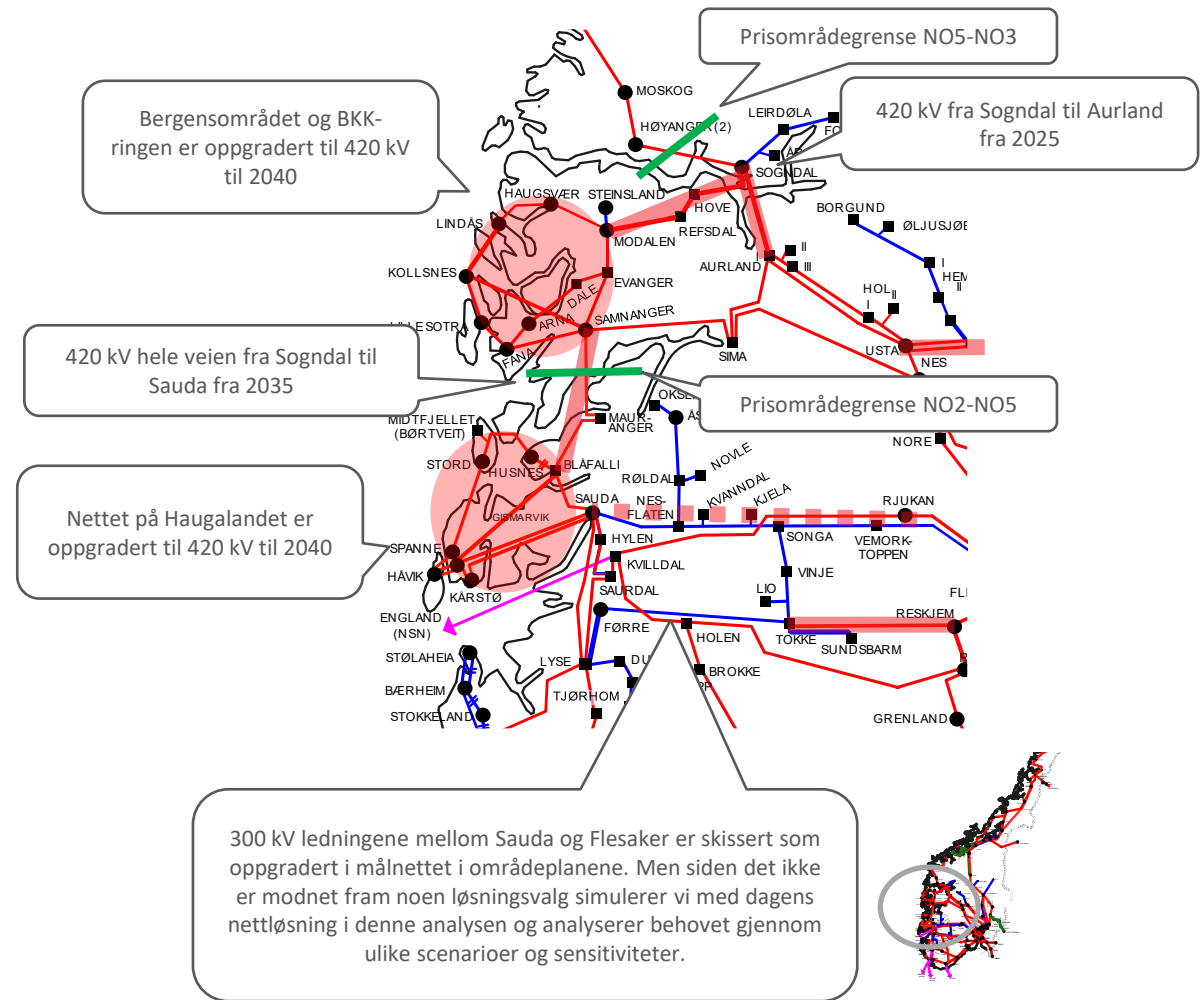
I Vestlandsregionen er en stor andel av forbruksveksten i stor grad drevet av elektrifisering av petroleumssektoren og industri, samt noe ny industri/næring. Videre er det planer om havvind på Utsira Nord og utenfor Bergen. Dette øker sannsynligheten for en parallell utvikling av forbruk og produksjon regionalt. Vestlandet får også større overføringskapasiteter både gjennom området og til og fra områdene rundt med de planlagte nettoppgraderingene.

I denne delanalysen ser vi på effekten av planlagte oppgraderinger i transportkanalene og behovet for ytterligere tiltak.

Våre hovedfunn er som følger:

- Det er høy nytte av det planlagte nettet og særlig høyt behov for oppgradering av den gjennomgående forbindelsen på Vestlandet, Sogndal-Sauda.
- Analysen viser et tydelig behov for å oppgradere 300 kV-nettet fra Sauda og østover til Nesflaten, Røldal og Songa, drevet av økt utveksling og lokale effektoppgraderinger i vannkraftverk.
- Behovet for økt kapasitet videre til Flesaker på Østlandet er mindre, men kan bli større ved mye havvind tilknyttet Utsira og høyt forbruk på Østlandet.
- Nettet planlagt til 2035-40 gir mulighet til å ha høy forbruksvekst på Vestlandet, hvis det bygges ut produksjon parallelt samlokalisert med forbruket.
- Havvind inn på Vestlandet er sentralt for å forsyne en høy forbruksvekst i regionen, men er også viktig for å forsyne Østlandet og Midt-Norge.
- Ved høy forbruksvekst og energiunderskudd i Bergensområdet og mye havvind tilknyttet Utsira Nord og Sørlandet kan det bli behov for to 420 kV forbindelser mellom Bergensområdet og Haugalandet.
- Flere hybridforbindelser øker flyten i transportkanalene på Vestlandet og i Sør-Norge, men gir lite flaskehals når de planlagte netttiltakene er på plass.

Oversikt over nett og nettforsterkninger



Utvikling i nett og kapasiteter til 2040 på Vestlandet

Vestlandsregionen utgjør i vår analyse prisområdet NO5, samt Haugalandet og området rett øst for Sauda som ligger i NO2. Vi ser også i denne analysen på utvikling av Vestlandet i sammenheng med resten av Sør-Norge.

Flaskehalsene på Vestlandet er i stor grad knyttet til 300 kV ledningen som går fra Sogndal, via Bergens-området og Haugalandet til Sauda. I tillegg til den andre 300 kV ledningen over Sognefjorden til Aurland. Prisområdegrensen mellom NO2 og NO5 går mellom Haugalandet og Bergens-området.

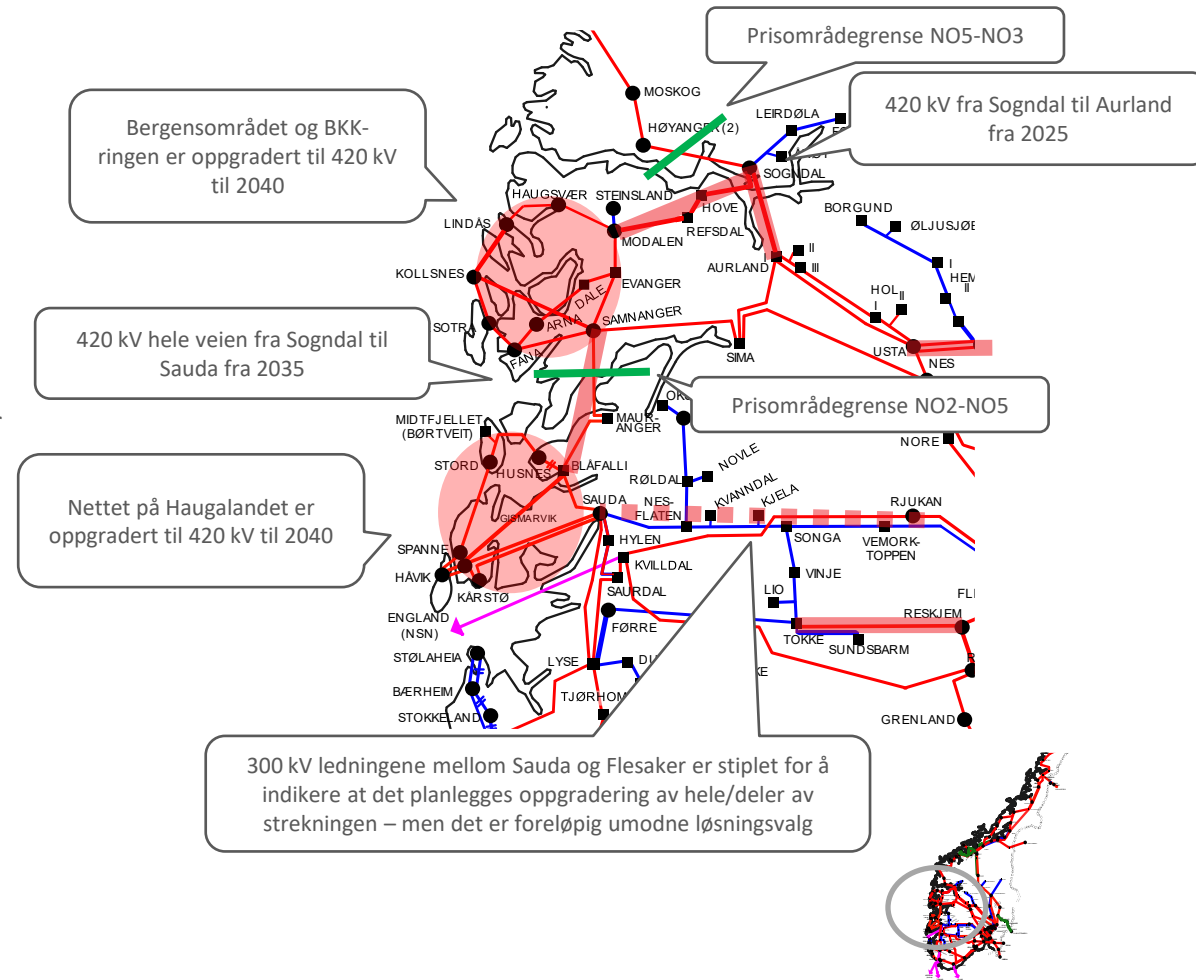
I dag er den største flaskehals knyttet til ledningsstrekket mellom BKK og Haugalandet i sommerhalvåret, men det kan også oppstå flaskehals her nordover på vinteren. NTC kapasiteten NO5-NO2 er 500 MW nordover og 600 MW sørover, men den faktiske flyten på ledningen er større, opp mot 900 MW i begge retninger*.

Mer forbruksvekst i Bergensområdet og Haugalandet vil forsterke flaskehalsene sørover over Sognefjorden, og nordover på NO2-NO5 mot Bergensområdet på vinteren. På den andre siden vil dette samlet sett dempe flaskehalsen sørover på NO5-NO2 som er stor i dagens situasjon.

Med oppgraderingene av Sogndal-Sauda og Sogndal-Aurland øker kapasiteten gjennom området vesentlig. Realisert kapasitet mellom NO2 og NO5 øker trolig med minst 1000 MW til i underkant av 2000 MW i begge retninger i de fleste tilfeller.

300 kV ledningene mellom Sauda og Flesaker er skissert som oppgradert i målnettets områdeplanene. Men siden det ikke er modnet fram noen løsningsvalg simulerer vi med dagens nettløsning i denne analysen og analyserer behovet gjennom ulike scenarioer og sensitiviteter.

Oversikt over nett og nettforsterkninger



* Fysisk flyt blir betydelig større enn markedskapasiteten som følge av at en andel av kraften som går mellom NO1 og NO2 i markedet normalt sett flyter på ledningen på Vestlandet. Statnett tar hensyn til dette når den samlede kapasiteten settes mellom NO1 og NO5 på den ene siden og NO2 på den andre. I tillegg benytter Statnett andre tiltak for å håndtere denne, for eksempel spesialregulering.

Høy vekst på Vestlandet – stabil utvikling i energibalanse

I dag er forbruket rundt 17 TWh i NO5 og rundt 13 TWh på Haugalandet. Forbruket er i hovedsak lokalisert langs kysten både i NO5 og på Haugalandet. Produksjonen som primært er vannkraft ligger lengre inn i landet. I sum har regionen et overskudd på energibalansen på 3 TWh, der NO5 et overskudd på 10 TWh, mens Haugalandet har et underskudd på -7 TWh.

Mot 2040 legger vi i Basis til grunn at forbruket i NO5 og på Haugalandet øker med hhv. 7 og 10 TWh, sammenlignet med i dag, primært drevet av økt forbruk innen petroleumssektoren og kraftintensiv industri. Samtidig legger vi til grunn at produksjonen i områdene samlet øker med 14 TWh, drevet av vindkraft på Utsira og utenfor Bergen. I sum gir det omtrent en stabil utvikling i energibalansen i vestlandsregionen, som har et knapt overskudd på normalårsbalansen på 1 TWh i Basis 2040.

I vår 2050 Høy er forbruksveksten enda høyere, med en økning på 13 og 11 TWh opp fra dagens forbruk, hhv. i NO5 og på Haugalandet. Produksjonen øker tilsvarende som forbruket, drevet av større volum vindkraft på Utsira og utenfor Bergen, samt noe mer vann og solkraft. Regionen har et knapt overskudd på normalårsbalansen også i 2050 Høy.

I NO2 utenom Haugalandet er det høy forbruksvekst som blir møtt av en tilsvarende vekst i produksjon og som gir en stabil utvikling i energibalansen i NO2 samlet.

Som utgangspunkt for delanalysen av Vestlandet har vi primært brukt vårt datasett 2050 Høy, men også Basis 2035 og 2040. Forutsetningene i disse datasettene er til en viss grad tilfeldig og kun et utgangspunkt for analysen. Vi undersøker derfor en rekke sensitiviteter med ulikt volum og ulik intern fordeling av forbruk og produksjon. For eksempel er energivolumene fra offshore vindparkene meget store. Blir det for eksempel høy forbruksvekst i Bergensområdet uten den nye produksjonen lokalt vil det oppstå langt større flaskehals på ledningen fra NO2 nordover.

Utvikling i forbruk og produksjon i våre grunnlagsdatasett

	2023			2040			2050		
	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse	Produksjon	Forbruk	Balanse
NO5	27	17	10	33	24	9	40	30	10
Haugalandet, inkl øst for Sauda	6	13	-7	14	23	-8	15	24	-8
NO3	33	32	1	38	36	2	52	48	4
NO2	52	36	16	88	72	16	101	85	16
NO1	24	36	-12	34	49	-15	34	53	-19

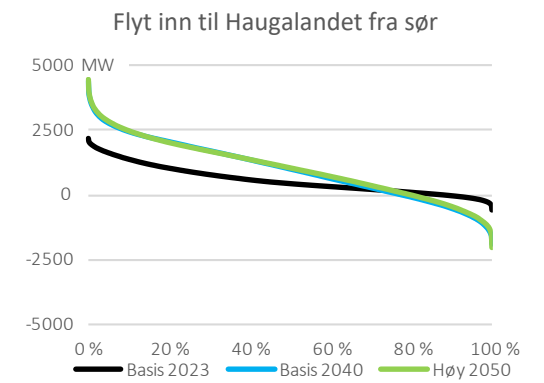
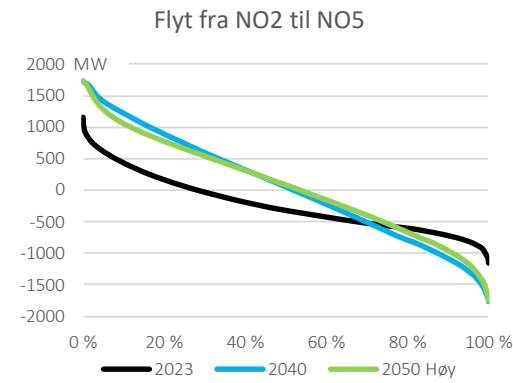
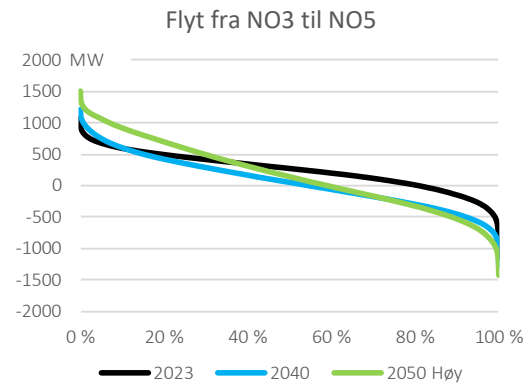
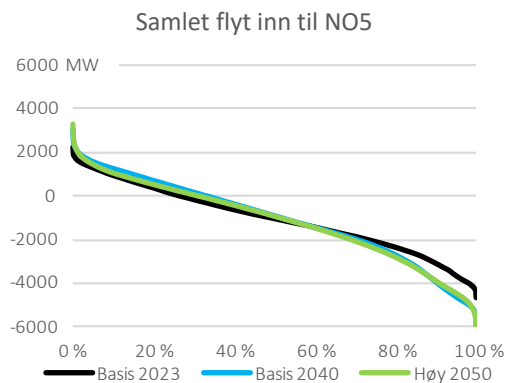
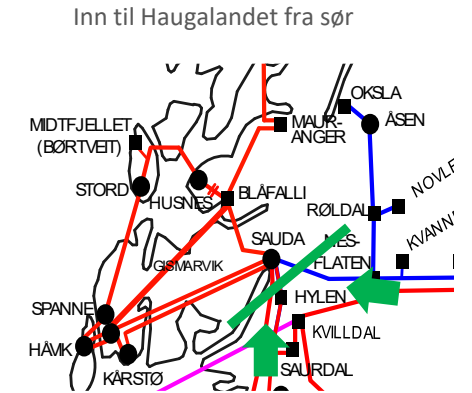
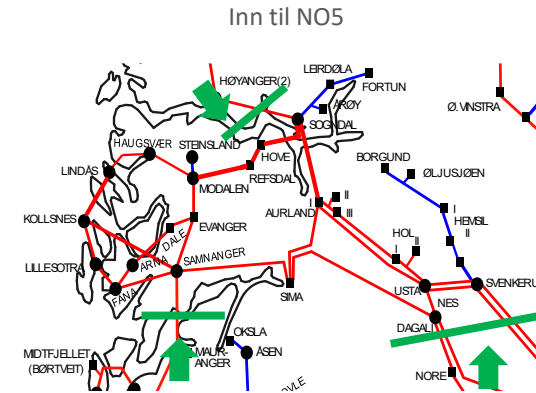
Tallene for NO2 inkluderer hele prisområdet NO2, det vil si også Haugalandet og øst for Sauda.

Vestlandet får høyere flyt internt og nord-sør mot 2040

NO5 har i dag et overskudd på energibalansen, mens Haugalandet inklusive området øst for Sauda er et underskuddsområde. Samtidig er det i dag betydelig overskudd samlet sett i NO3, NO4 og Nord i Sverige som forsterker flyten sørover på Vestlandet. Flyten fra NO5 til NO2 er særlig stor i sommerhalvåret når kapasiteten i nettet er lavest. Om vinteren kan det også oppstå høy flyt og flaskehalsar andre veien, spesielt i timer med mye import på forbindelsene til NO2.

Mot 2040 blir flyten mellom NO2 og NO5 mer balansert i vår Basis. Det at flyten blir mye høyere både mellom NO3 og NO5 og mellom NO2 og NO5 sammenlignet med i Basis 2023 skyldes at nettet er forsterket og har langt høyere kapasitet. Lavere impedans fører også til at mer flyt går i nettet på Vestlandet, slik at flyten i andre steder blir mindre, for eksempel i Hallingdal.

Til Høy 2050 dempes faktisk flyten noe mellom NO2 og NO5, mens den øker mellom NO3 og NO5, spesielt flyten nordover. Den økte flyten mellom NO3 og NO5 er drevet av at vi i 2050 Høy legger til grunn betydelig vekst i forbruk i Midt-Norge som dekkes opp av havvind. Vi legger til at det relativt små endringer i produksjon og forbruk i NO3 i vår Basis til 2040. Skulle det komme mer forbruk her vil flyten nordover naturlig nok bli høyere når dette skjer.



Plass til mye forbruk på Vestlandet med målnett og økt produksjon

I Basis 2035 legger vi til grunn at Sogndal-Sauda er ferdig oppgradert til 420 kV. Samtidig er det noen gjenværende strekninger på Haugalandet og rundt Sauda, som ennå ikke er oppgradert til 420 kV, i vårt Basisnett. Dette bidrar til at kapasiteten på den sørlige delen av Sogndal-Sauda ikke utnyttes fullt ut.

Våre analyser viser imidlertid at transportkanalene på Vestlandet rundt 2035 kan tåle en høy forbruksvekst, så lenge forbruksveksten følges av samme energimengde ny produksjon. Den økte kapasiteten i transportkanalene og fleksibiliteten i vannkraften i regionen bidrar til å jevne ut forskjellene i effektprofil time for time.

Vi har økt forbruket og produksjonen parallelt på Vestlandet med opp mot 40 TWh, sammenlignet med dagens forbruk. Simuleringene våre viser at det kun er små virkninger på kraftpris av økning på 30 TWh, i forbruk og produksjon. Snittprisen endres nesten ikke og de timesvise prisforskjellene øker kun med rundt 2 €/MWh i snitt. De små prisendringene tyder på at transportkanalene og vannkraften langt på vei jevner ut forskjellene i effektprofil, men at det er enkelttimer hvor det store volumet gir høyere forskjell i prisene per områder time for time.

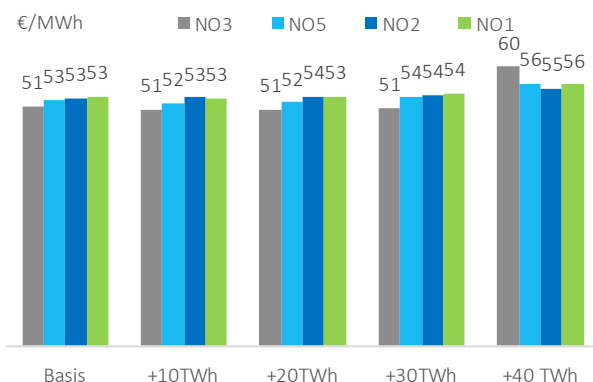
Vannkraften sin evne til å absorbere vindkraften ved å flytte egen produksjon – brukes imidlertid gradvis opp. I våre simuleringer møter vi et brytningspunkt på rundt 40 TWh. Da er det slik at vindkraft dekker hele forbruket i langt flere timer, samtidig oppstår det mange timer med effektknapphet. Typisk fører det siste til at prisene i flere og flere timer går fra å være satt av vannverdi til termiske kraftverk i utlandet, og til en viss grad utkobling av forbruk. Vi gjør oppmerksom at denne utviklingen vil skje raskere enn det våre simuleringer indikerer. Samtidig gir disse en sterk indikasjon på at det er vesentlig mer fleksibilitet i vannkraften.

Hvis forbruket er fleksibelt med tanke på pris gir dette rom for en betydelig større vekst. Mer effekt og pumpekraft i vannkraften vil også bidra til dette.

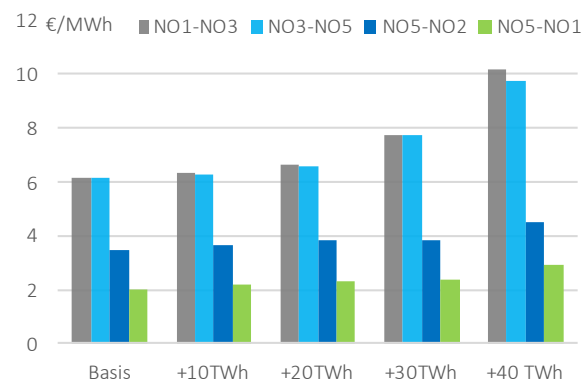
Dersom produksjonen ikke øker – som godt kan skje hvis havvind ikke blir billig nok, eller om ledetidene blir lange – så vil økt forbruk raskt gi høyere kraftpriser. Allerede ved en vekst på 20 TWh fra nivået i 2035 blir prisene i hele Sør-Norge høyere enn på kontinentet og ellers i Norden. Hvis dette vedvarer vil det trolig føre til at forbruksveksten stopper opp.

Denne sensitiviteten illustrerer at prisvirkningen av forbruk blir langt høyere om forbruket kommer alene og ikke med tilsvarende energimengde produksjon

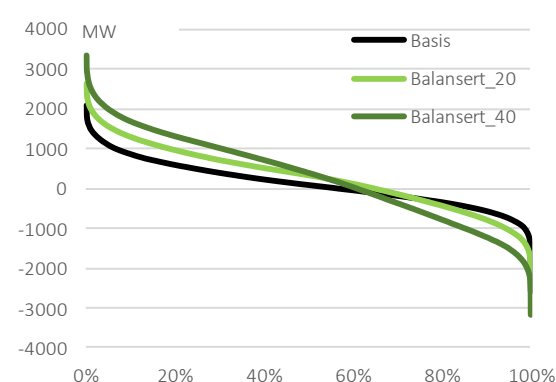
Snittpris i 2035 med samme vekst i forbruk og produksjon



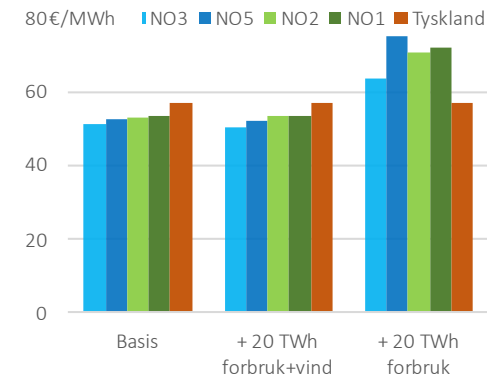
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035



Varighetskurve for flyt mellom Bergensområdet (Samnanger) og Sima i 2035



Simulert årlig snittpris



Uten samlokalisering blir energitransporten langt større

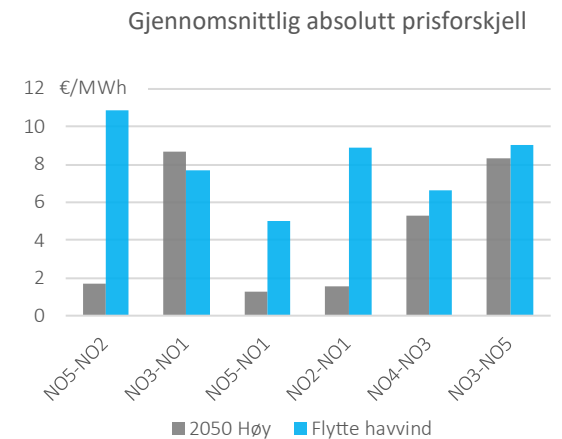
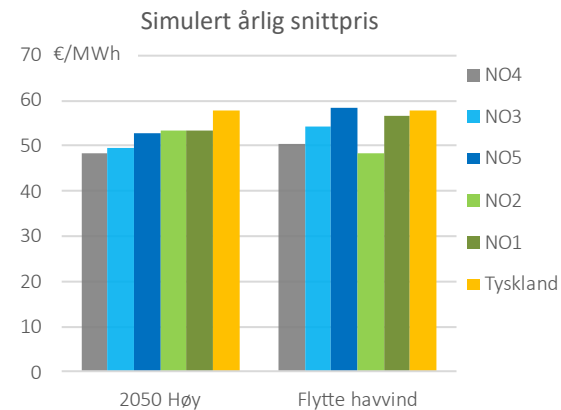
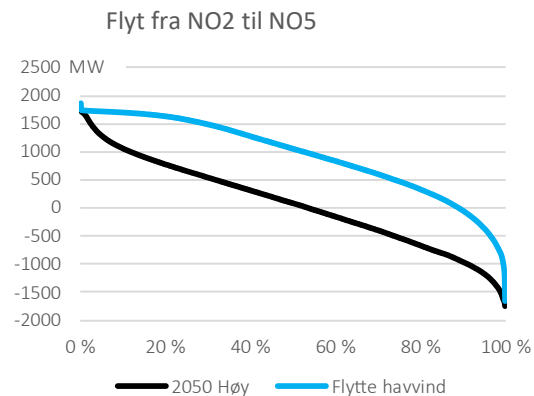
Parallell utvikling av forbruk og produksjon, hvor også forbruk og produksjon i noen grad er samlokalisert, er sentralt for å redusere transportbehovet og dempe flaskehals og prisforskjeller.

I vårt datasett for 2050 er forbruket på Vestlandet rundt 25 TWh høyere enn i dag, og regionen har et lite overskudd på energibalansen. Transportkanalene er oppgradert til 420 kV og bidrar sammen med fleksibiliteten i vannkraften til at kraftprisene er svært like i snitt i Norge og time for time mellom prisområder.

Med dette som utgangspunkt undersøker vi hvordan det vil påvirke pris og flaskehals dersom ca. 18 TWh av havvindproduksjonen i NO5 og NO3, heller legges til NO2 (Utsira Nord og Sørlige Nordsjø). Det reduserer overskuddet i NO5 til 2 TWh og gir NO3 et underskudd på -2 TWh. Dette gir betydelig større flyt nordover mot Vestlandet. På ledningen fra NO2 og NO5 blir det flaskehals nordover i opp mot 30 % av tiden.

Snittprisen i NO5 løftes mest, over nivået i Tyskland, men også i NO1 og NO3 øker prisene betydelig. På den andre siden av flaskehalsene synker prisene i NO2. Prisforskjellene mellom NO2 og resten av landet øker naturlig nok mye. Med en slik utvikling er ikke målnettet tilstrekkelig for å unngå store prisforskjeller ut av NO2.

Samtidig viser dette at det vil ha stor verdi i form av reduserte behov for nettinvesteringer hvis utviklingen av forbruk og produksjon skjer rimelig parallelt per region. Uansett gjør en slik utvikling at det blir plass til mer forbruk for et gitt nett.



Uten Sauda-Samnanger blir flaskehalsene langt større

Analysen av Vestlandet har til nå vist at det er teknisk og økonomisk mulig med høy forbruksvekst, også før hele nettet er oppgradert til 420 kV i 2040/50. Det er imidlertid sentralt at ledningen mellom Sauda-Samnanger blir oppgradert.

I vårt Høye scenario for 2050 øker likevel prisforskjellene lite i Sør-Norge selv om vi simulerer med ledningen på 300 kV. Dette til tross for at det er flaskehals på ledningen i mange timer. I våre simuleringer gir imidlertid ikke det seg utslag i så store prisforskjeller, spesielt hvis energiflyten er balansert. Det er all grunn til å tro at simuleringene underdriver hvor stor prisforskjellene blir, blant annet som følge av for like vannverdier mellom kraftverkene i NO5 og NO2.

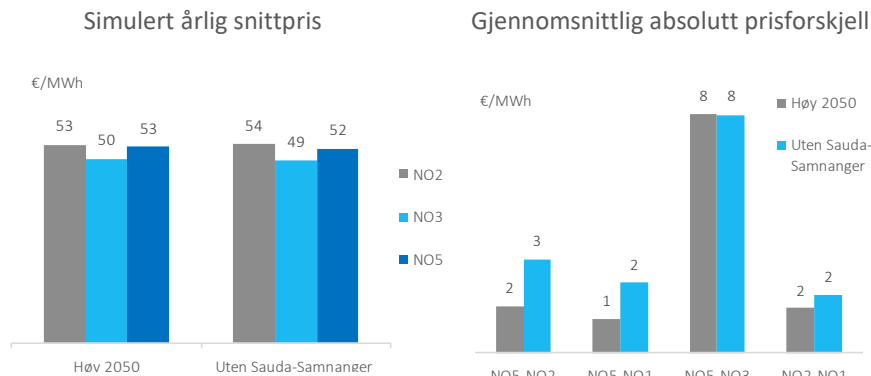
Det er også verdt å nevne at før flere av nettførsterkningene som ligger til grunn i Basisnettet for 2040 er på plass, vil ledningen i enda større grad, enn det viser ser her, bli en flaskehals hvis den beholdes på 300 kV.

Dessuten viser simuleringene at flaskehalsene og prisforskjellene blir vesentlig større ved større regionale energi-ubalanser. Situasjonen i dagens marked er i seg selv et tydelig bevis på dette, med store prisforskjeller mellom NO5/NO1 og NO2, som i stor grad skyldes flaskehals på denne ledningen.

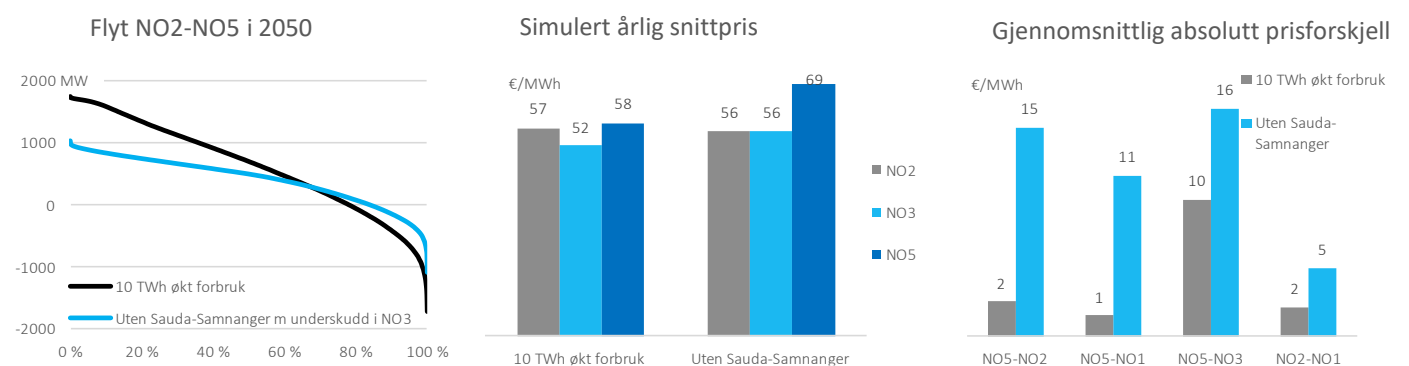
Vi har valgt å illustrere dette i en variant av Høy 2050 der vi har økt forbruket i NO5 med ytterligere 10 TWh, slik at NO5 er i energibalanse i et normalår. Det økte forbruket fører til at prisene i hele Sør-Norge løftes. Men siden det oppstår relativt få timer med flaskehals nordover med ledningen på 420 kV øker prisene omtrent like mye både i NO2 og i NO5. Dermed øker prisforskjellene time for time lite sammenlignet med Høy 2050.

Med ledningen fortsatt på 300 kV blir det mange timer med flaskehals nordover og prisene i NO5 øker med 10 €/MWh mer enn om ledningen er oppgradert. Snittprisene i NO2 synker marginalt. Mer flaskehals nordover mot NO5 fører også til at prisene i NO3 øker med 4 €/MWh. I sum fører dette til at prisforskjellene time for time internt i Sør-Norge øker mye, men også de mellom NO3 og NO5.

Med utgangspunkt i 2050 høy



Med utgangspunkt i 2050 med energibalanse i NO5



Sauda-Nesflaten er en flaskehals i dagens nett – øker mot 2030

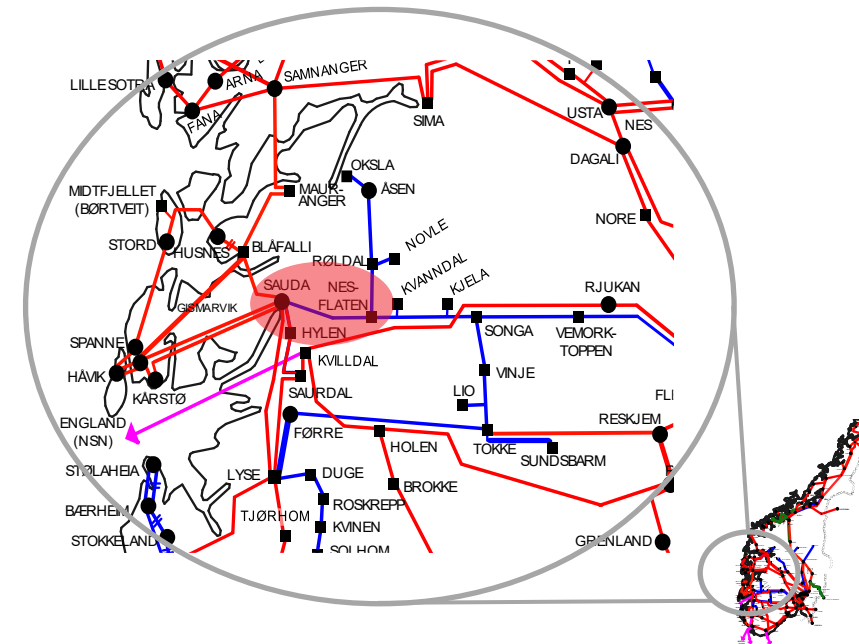
Ledningene mellom Sauda og Flesaker er på 300 kV, og er skissert som oppgradert til 420 kV i områdeplanene. Per nå er det imidlertid ikke modnet fram noen løsningsvalg. Vi har derfor valgt å simulere med dagens nettløsning og med en høyere kapasitet enn termisk kapasitet på ledningen og på de snittene denne ledningen inngår i. Vi undersøker flyt og flaskehals i ulike scenario og sensitiviteter, for å analysere behovet for oppgradering.

Delstrekningen nærmest Sauda, Sauda-Nesflaten, er en flaskehals allerede i dag og flyten har historisk i all hovedsak gått fra Nesflaten i retning Sauda. Dagens 300 kV ledning har en termisk kapasitet på mellom 850 og 1000 MW, om hhv. sommeren og vinteren. I perioden 2018-2023 har kraftflyten gått opp mot dette, særlig på vår og sommer hvor det er høyest flyt og kapasiteten også er på sitt laveste. Ledningen inngår også i flere kombinasjonssnitt som begrenser flyten på Vestlandet. I driftstimen blir kraftflyten på denne ledningen håndtert på ulike måter*.

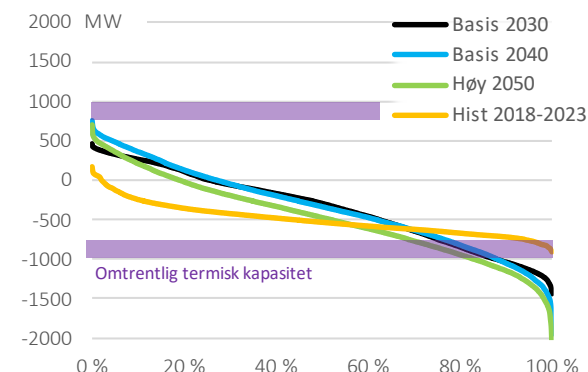
Mot 2030 og 2040 øker flyten på Sauda-Nesflaten betydelig og flyten blir også mer balansert mellom østlig- og vestlig retning i våre basisscenario. Dette er drevet av mer vindkraftproduksjon på Vestlandet og økt forbruk på Østlandet. Det er også planer om en rekke effektoppgraderinger i området, blant annet i Røldal/Suldal som vil bidra til å øke flyten ut fra Nesflaten i begge retninger.

Våre analyser viser at den resulterende kraftflyten mot 2030 er langt høyere enn termisk kapasitet på ledningen, særlig om sommeren. Det samme gjelder en rekke kombinasjonssnitt som ledningen inngår i. I sum viser dette tydelig behovet for oppgradering av denne strekningen.

Våre analyser viser et tydelig behov for mer kapasitet i den vestlige delen nærmest Sauda, som Sauda-Nesflaten. Det kan også være behov for oppgradering videre fra Nesflaten og østover mot Songa, men trolig ikke helt til Flesaker. Dette viser vi på neste side, men det vil undersøkes i mer detalj til neste områdeplan.



Flyt Sauda-Nesflaten



*For eksempel deles nettet i radielle drifter. Det gir en mulighet til å fordele produksjonsoverskuddet fra Odda slik at man utnytter kapasitetene på ledningene ut fra området bedre. Områdene som da blir forsynt radielt har produksjonsapparat som tåler overgang til separatdrift dersom det skulle skje en feil.

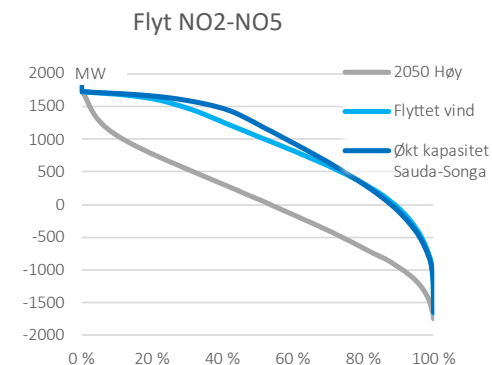
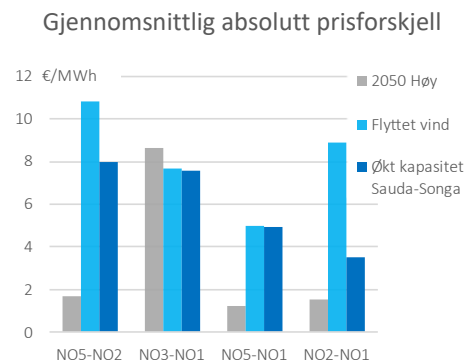
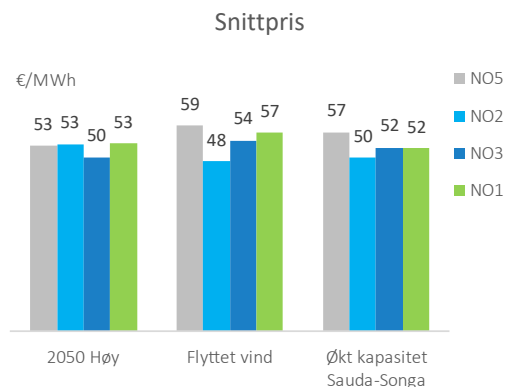
Kan bli behov for ekstra ledning mellom Bergen og Haugalandet

I både Basis 2040 og Høy 2050 er det relativt få timer med flaskehals mellom NO5 og NO2. Dermed blir også prisforskjeller små. Likevel er det mulig å se for seg scenarioer som gir strukturell flaskehals mellom NO2 og NO5, selv med alle planlagte netttiltak til 2040/50. Dette skjer spesielt hvis forbruket rundt Bergen øker mye uten at det kommer ny lokal produksjon i dette området.

I våre sensitiviteter med høy forbruksvekst i NO5 og NO3, som ikke blir forsynt av havvind lokalt, men av havvind på Utsira og i Sørilige Nordsjø, blir det høy energitransport mellom NO2 og NO5. I slike scenario blir strekningen Blåfalli-Mauranger-Samnanger en flaskehals, da dette er den eneste forbindelsen mellom NO2-NO5, også i målnettets i 2040/50.

Samtidig ser vi at ved høyt overføringsbehov mellom NO2-NO5 så begrenses flyten mellom NO2 og NO5 av delstrekningen Kjela-Songa på øst-vest-forbindelsen mellom Sauda og Flesaker. Ledningene mellom Sauda og Flesaker er skissert som oppgradert til 420 kV i områdeplanene, og vi finner at det å øke kapasiteten mellom Sauda og Songa, reduserer flaskehalsen mellom NO2 og NO5 noe.

Det kan likevel være gjenværende flaskehals mellom NO2 og NO5, selv om ledningen mellom NO2 og NO5 er på 420 kV og nettet vest-øst i NO2 er oppgradert til 420 kV. I vår sensitivitet med høy forbruksvekst i NO5 og NO3 forsynt med havvind på Utsira og i Sørilige Nordsjø er snittprisen i NO5 rundt 5-7 €/MWh høyere enn i øvrige prisområder. I en slik situasjon vil det være behov for en ekstra ledning mellom NO2 og NO5 for å jevne ut prisene.



Kapittel 6

Østlandet– forbruksøkning og potensiale for energiøkonomisering

I denne delanalysen ser vi nærmere på hvor mye forbruket kan øke i dagens NO1, Vestfold og Grenlandsområdet med målnett på plass. Vi ser både på scenarier der denne veksten balanseres av mer havvind andre steder i Sør-Norge, og hvor dette i større grad kommer gjennom import. I denne delen har vi også analysert mulighetene som kan komme med mer ENØK.

Hovedspørsmål og sammendrag for analysen av Østlandet

De neste 10-20 årene vil elektrifisering og økt industriaktivitet gi økt forbruk på Østlandet, inkludert Vestfold og Grenlandsområdet. Vi bruker begrepet Østlandet videre i analysen, og henviser da til området markert med grønt i figuren til høyre. Potensialet for ny produksjon i denne delen av landet er begrenset, særlig for regulerbar produksjon. Dermed ligger det an til at Østlandet vil få et enda større underskudd både på energibalansen over året og i effektunderskudd på kalde vinterdager enn det allerede er i dag.

I denne delanalysen ser vi nærmere på sammenhengen mellom forbruksøkning i regionen og påfølgende økte kraftpriser, og om planene for å oppgradere transportkanalene er tilstrekkelig. Et annet spørsmål vi undersøker er i hvilken grad vesentlig mer ENØK kan bidra til å gi større marginer for elektrifisering og økt industriaktivitet. Hovedpunktene fra delanalysen er som følger:

Planlagte forsterkninger i transportkanalene og forsterkninger i det svenske nettet, vil øke overføringskapasiteten inn til regionen med 2500-3000 MW fra dagens nivå. Vi ser at det markedsmessig kan være rom for mellom 35 og 45 TWh økt industriforbruk samlet i Grenland og resten av Østlandet fra dagens nivå, uten at prisen i NO1 øker med mer enn 5-10 €/MWh i snitt sammenlignet med resten av Sør-Norge.

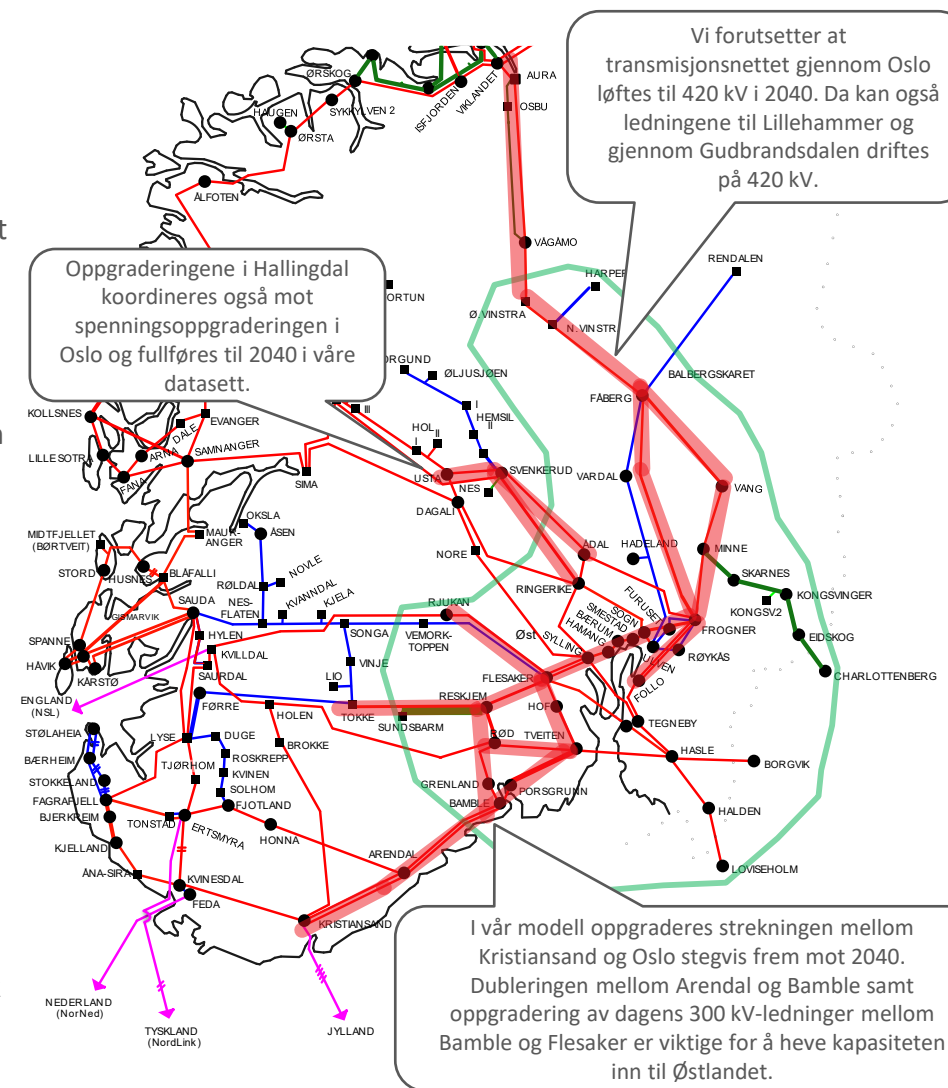
Forutsetningen for en så høy vekst er at det kommer inn tilsvarende mengde ny produksjon målt i energi ellers i Sør-Norge, eksempelvis som havvind. Dette holder kraftprisene nede.

Den viktigste transportkanalen er mellom Kristiansand og Oslo, der planen er å forsterke hele veien. Analysen viser også at havvind inn til Vestlandet kan være viktig for å utnytte kanalen gjennom Hallingdal. I de høyeste forbruksscenarioene ser vi at flaskehalsen i 300 kV-nettet mellom Sauda og Flesaker begrenser og en oppgradering her kan gi ytterligere kapasitet.

I Basis er det høy utnyttelse av kapasiteten både til og fra Sverige over Haslesnittet. Ved et større underskudd blir denne kanalen enda viktigere. Det er dermed viktig å opprettholde en høy kapasitet her.

ENØK-potensialet på Østlandet kan være opp mot 5 TWh. Hvis dette realiseres vil det redusere vinterforbruket med ca. 1000 MW i snitt, og gi rom for tilknytning av 800-900 MW jevnt industriforbruk over året, alt annet likt.

Østlandet avgrenses av det grønne området i figuren



Vi studerer forbruksøkning, økt havvind og virkningen av ENØK

Østlandet har i utgangspunktet høyt forbruk og mye flyt inn til området på vinteren. Lavere forbruk og mye uregulert vannkraft gir høy flyt ut av regionen på sommeren. I tillegg har området en betydelig transitt nord-sør og til og fra Sverige.

Fremover vil elektrifisering og økt industri og næringsaktivitet gi økt forbruk på Østlandet og særlig i Grenlandsområdet. Hvor høy veksten blir avhenger blant annet av nettutbyggingen og om det kommer ny produksjon andre steder i Sør-Norge slik at kraftprisene holder seg på et konkurransedyktig nivå. Området har også et stort potensial for ENØK. Dette demper veksten og gir plass til mer elektrifisering og industri.

Oslo og østlige deler av Viken fylke har en del elvekraft og vannkraftverk med små magasin og det er lite sannsynlig med utbygging av ny regulerbar produksjon her. I Telemark kan det imidlertid komme effektoppgraderinger. Ellers vil det trolig komme relativt mye solkraft i hele regionen, og det kan også komme noe vindkraft. Vi forventer likevel at forbruket her øker mye mer enn produksjonen, og at mye av produksjonen kommer på sommeren når det er mer flaskehals ut.

I Basis øker forbruket på Østlandet med 20 TWh. Veksten kommer i form av jevnt industriforbruk, tilsvarende 2300 MW*. Produksjonsveksten i Basis kommer i form av 5000 MW solkraft og 700 MW vind og vannkraft. Dette gir 7 TWh økt årsproduksjon til 2040, men det meste kommer i sommerhalvåret. I sum gjør dette at underskuddet på energibalansen over året øker med 12 TWh til 2040.

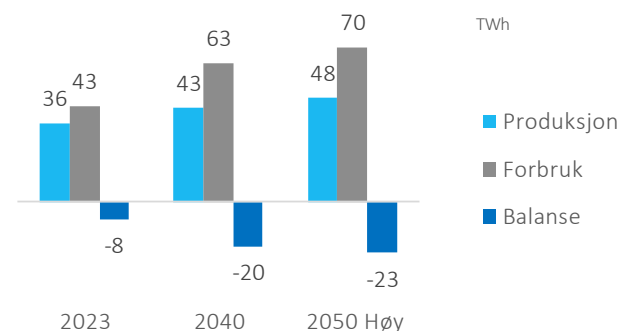
Statnett planlegger å forsterke nettet på hele strekningen fra Kristiansand til Oslo. I tillegg skal nettet gjennom Hallingdalsnettet og fra Sunndalsøra til Oslo oppgraderes. I Sverige skal nettførsterkninger etter planen øke kapasiteten i Haslesnettet tilbake til ca. 2100 MW.

Med de planlagte nettførsterkningene får vi lite flaskehals og prisforskjeller i Basis 2040. Samtidig er potensialet for forbruksvekst mye større enn forbruksveksten i vår Basis*. I denne delanalysen ser vi derfor på en trinnvis økning i industriforbruket på henholdsvis 1700, 3400 og 5100 MW fra Basis 2040 (totalt på Østlandet inkludert Grenlandsområdet). Dette er en økning på henholdsvis 3900, 5600 og 7300 MW fra dagens nivå, tilsvarende 34, 49 og 64 TWh forutsatt en jevn industriprofil over året.

Mye mer forbruk på Østlandet må i hovedsak dekkes av mer produksjon i andre regioner. I denne delanalysen forutsetter vi at det kommer like mye havvind tilknyttet Sør- og Vestlandet målt i energi som forbruksøkningen per trinn på Østlandet. Det vil si at vi har lagt inn ca. en dobling av produksjonen fra havvind tilknyttet NO2 og NO5 som balanserer ut forbruksøkningen på trinnet 3400 MW økt industriforbruk – sammenlignet med Basis. Når vi øker forbruket med 5100 MW fra Basis, øker vi havvinden med ytterligere 50% fra Basis. Vi undersøker også hvordan bildet blir dersom vi får forbruksøkning uten en tilsvarende økning i havvind.

Østlandet har et stort potensiale for energiøkonomisering i bygningsforbruket. Med støttetiltak kan det gi en reduksjon på 5 TWh i NO1 til 2040, og vi ser på hvordan dette slår ut på kraftprisene og muligheten for å økte industriforbruket i regionen.

Forbruk og produksjon samlet for Østlandet og Telemark i Basis



*) Vi har noe lavere forbruksvekst i vår Basis enn nivået som reservert og omsøkt kapasitet i området indikerer. Utover Basis vil vi i våre analyser imidlertid utforske og vektlegge andre forbruksnivå både for Norge totalt sett og områdevis for å belyse det totale mulighetsrommet.

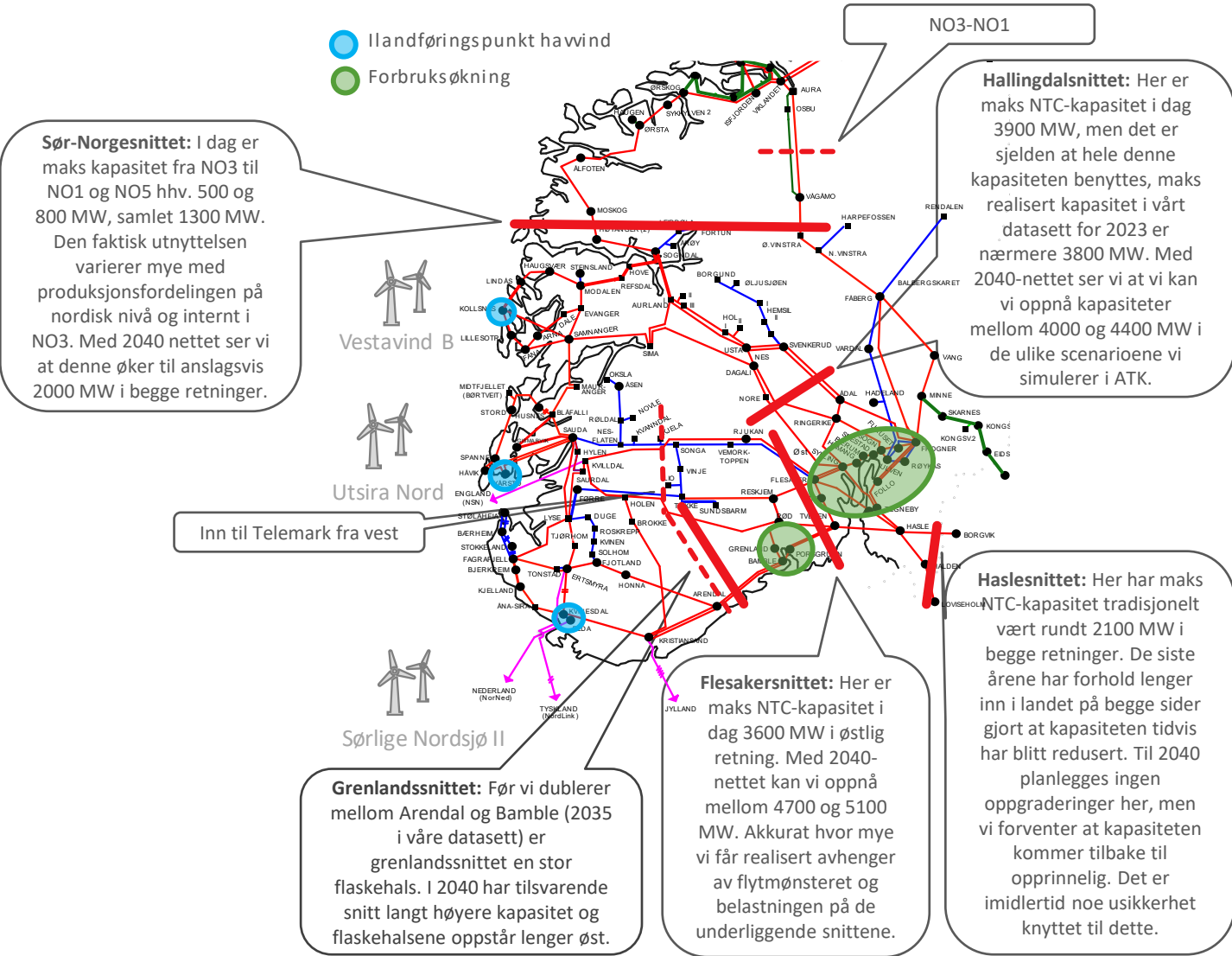
Transportkanalene i og gjennom Østlandet frem mot 2040

Østlandet dekker et stort geografisk område med et sterkt og svært masket nett. Figuren i sammendraget til dette kapitlet viser utstrekningen og de viktigste nettoppgraderingene vi gjennomfører i årene frem til 2040 og som påvirker kapasiteten inn til området. Figuren til høyre viser snitt (heltrukket) og transportkanaler (stiplet), inn til området samt plassering av havvind og forbruksøkning i denne delanalysen.

Oppgraderingene mellom Kristiansand og Oslo, i Hallingdal og i Sverige er spesielt viktige for kapasiteten inn til Østlandet. Disse oppgraderingene øker kapasiteten i henholdsvis Flesakersnittet, Hallingdalsnittet og Haslesnittet. Figuren indikerer størrelsen på de ulike kapasitetsendringene.

I Basis har vi tre havvindparker tilknyttet Sør-Norge i 2040. Disse er Sørlige Nordsjø II som i vår modell ilandføres ved Feda i NO2, Utsira Nord som er tilknyttet på Haugalandet (NO2) og havvind utenfor Bergen (NO5).

Når vi har undersøkt forbruksøkning på Østlandet, har vi økt forbruket i områdene som indikeres av de to grønne sirkelene i figuren. Vi har skalert på et utvalg stasjoner i disse områdene. Siden vi primært ser på flyt og flaskehals i transportkanalene er den interne plasseringen av forbruksøkningen mindre relevant. Den interne fordelingen vil imidlertid ha mye mer å si for lokale nettbehov og for å kunne gi driftsmessig forsvarlig tilknytning. Denne analysen tar ikke sikte på å svare ut spørsmål om lokal kapasitet, og lokale nett-tiltak utover det som er beskrevet i målnettets kan være nødvendig for å tilknytte de volumene vi simulerer her.



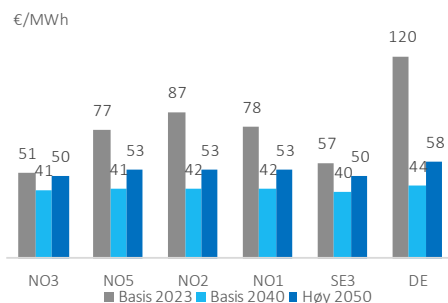
Hallingdalsnittet tilsvarer transportkanalen NO5-NO1, Flesakersnittet tilsvarer transportkanalen NO2-NO1 og Haslesnittet tilsvarer transportkanalen SE3-NO1.

Forbruk, nett og fornybar øker flyten til og fra Østlandet/Grenland

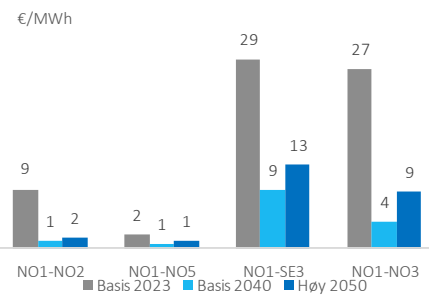
I Basis er forbruksveksten fra 2023 til 2040 betydelig på Østlandet og i Grenland. Dette øker overføringsbehovet inn til regionen, men fordi vi har økt kapasiteten i alle korridorene inn til Østlandet håndterer nettet denne økningen uten store flaskehals. Det er særlig på korridorene NO2-NO1 og SE3-NO1 at vi ser stor økning i kraftflyt. Fra Sør- og Vestlandet øker flyten inn til Østlandet og Grenland mye drevet av at det er her vi legger til havvind. I tillegg hentes kraften også fra kablene i mange timer. Dette bidrar også til høy flyt inn til Østlandet fra Sør- og Vestlandet.

En annen viktig transportkanal for europeisk kraft inn til Norge er via Sør-Sverige. I dag er utvekslingen her ganske balansert men svært lav som følge av restriksjoner i det svenske nettet. Simuleringene våre viser at utvekslingen vil være balansert også i 2040. Men større realisert kapasitet gir mye høyere flyt hver vei. Som figuren til høyre viser har vi flyt opp mot maks kapasitet, med tilhørende flaskehals og prisforskjell, i til sammen rundt 70% av tiden i vekslende retning.

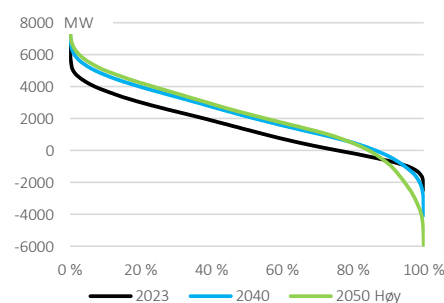
Simulert årlig snittpris



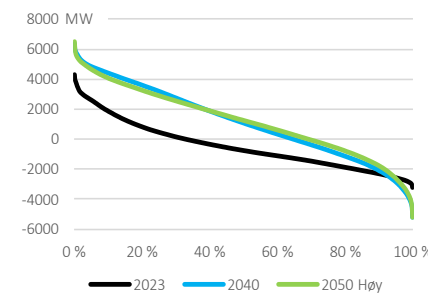
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



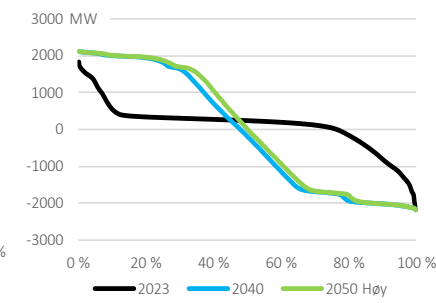
Flyt inn til NO1 i sum inkl. Sverige



Flyt inn til Telemark fra vest



Flyt SE3-NO1



Vi simulerer med justert grense mellom NO1 og NO2

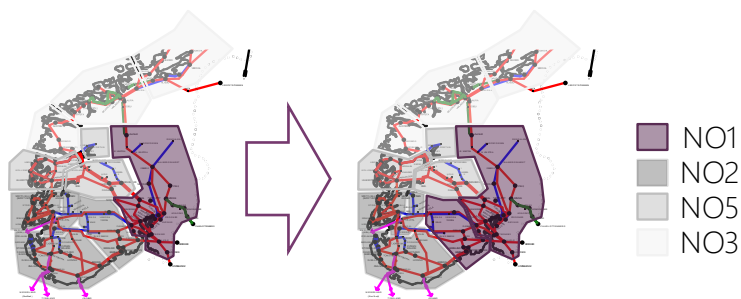
I områdeanalysen "Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet" fra 2022 viste vi at høy forbruksvekst i Grenlandsområdet kan gjøre det rasjonelt å flytte prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 fra Flesakersnittet til Grenlandssnittet. Årsaken er at den strukturelle flaskehalsen flytter seg fra Flesakersnittet til Grenlandssnittet når det er høy flyt mot nordøst og vi samtidig har lagt inn mye nytt industriforbruk i Grenland.

Også i denne delanalysen simulerer vi med prisområdegrensen vest for Grenland. Selv med oppgradert nett helt eller halvveis oppstår flaskehalsene i simuleringene ofte vest for Grenland. Og hvis vi simulerer med dagens prisområdeskille på Flesakersnittet øst for Grenland blir det vanskeligere for modellen å finne gyldige markedsløsninger.

Det at vi simulerer med en justert prisområdegrense er et modellteknisk grep som gjør at vi bedre kan analysere flyt og flaskehals for ulike scenarioer. Det kan bli aktuelt å endre prisområdegrensen på sikt – men dette er ikke besluttet.

I systemdriften er det ofte utfordringer med snitt som ligger inne i prisområder og ikke kan løses av markedet. Dette kan håndteres med spesialregulering hvor systemansvarlig betaler enkeltprodusenter for å justere produksjonen sin time for time. Spesialregulering er ikke et tiltak vi klarer å etterligne direkte i simuleringene våre.

Oversikt over vår modells områdeinndeling i Sør-Norge og inndeling i prisområder. Venstre: dagens områdeinndeling. Høyre: områdeinndelingen slik vi har modellert den i denne delanalysen.



Målnettene gir plass til mye forbruk på Østlandet

Vi har sett på forbruksvekst i tre relativt høye nivå for å finne ut hvor mye forbruk den økte kapasiteten i transportkanalene gir plass til på Østlandet inkludert Grenlandsområdet. Det er imidlertid vanskelig å se for seg at vi får en slik reduksjon i energibalansen i Sør-Norge uten ny produksjon. Det kan dekkes av havvind eller annen vindkraft andre steder i Sør-Norge, og fordi vi har god kapasitet inn til Østlandet, vil en slik utvikling også gi reduserte priser i NO1.

En forbruksvekst på 3900 MW (Forbruk 1) på Østlandet fra dagens nivå til 2040, øker snittsprisene i Norge med ca. 1 €/MWh fra referansedatasettet vårt for 2040 - Basis. I NO1 øker gjennomsnittsprisen med 2 €/MWh og NO1 får lik pris som Tyskland.

Ved en økning på 5600 MW (Forbruk 2) fra dagens nivå til 2040, øker prisene betraktelig mer. Prisen i NO1 øker med 7 €/MWh, mens NO3 og NO5 får prissmitte fra NO1 i deler av tiden, og får 3 €/MWh prisøkning. Simuleringene viser at dette er et forbruksnivå som gir liten grad av forbruksutkobling i NO1. Dette tilsier at transportkanalene i 2040-nettet isolert sett kan håndtere et så høyt forbruk. Det er imidlertid lite sannsynlig at det vil etablere seg mye mer forbruk i NO1 når prisen ligger over kontinentet og andre områder i Norge.

Ved 7300 MW økning (Forbruk 3) får vi svært store flaskehals og prisforskjeller i Norge og mot Sverige, og snittsprisen i NO1 øker med 37 €/MWh fra Basis.

Den realiserte kapasiteten inn til NO1 øker med mellom 2500 og 3000 MW fra i dag frem til 2040. Dette gjør at transportkanalene kan tåle en forbruksøkning lik Forbruk 2 uten at prisene øker med mer enn 5-10 €/MWh i et normalår. I de tørreste årene kan vi derimot få utkobling av forbruk i rundt 1% av tiden. På vårparten kan det oppstå et energiproblem i tørre år når forbruket øker så mye som i Forbruk 2. Vi får da de høyeste prisene rundt april, før snøsmeltingen har begynt. Magasinfyllingen i NO1 er oftest på sitt laveste på denne tiden og bidraget fra elvekraft er begrenset.

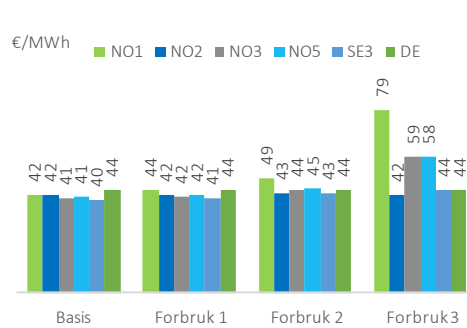
Nettet på Østlandet er opprinnelig bygget for å forsyne et underskudd i og rundt Oslo. Det gjør at når vi oppgraderer nettet frem mot 2040, forsterker vi dets evne til økt energitransport inn til området. Vi oppgraderer også inn til og i Grenlandsområdet, men her er nettet opprinnelig i større grad konstruert med tanke på energitransport gjennom området. Transportkanalene er derfor mer robuste for en stor forbruksøkning som kommer i området øst for Flesakersnittet, enn vest, f. eks. i Grenland.

En stor del av oppgraderingene til 2040 skjer i form av ombygging av eksisterende ledninger eller bygging i eksisterende trasé. Dette vil gi flere perioder med revisjoner og lavere kapasitet i tre av kanalene inn til Østlandet. Det kan gi tidvis store timevise prisforskjeller frem til oppgraderingene er ferdig.

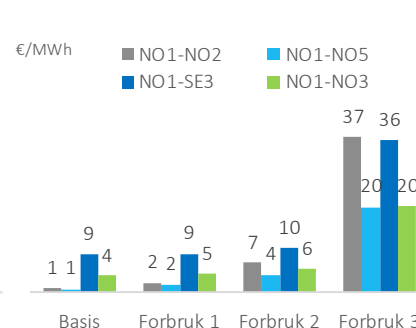
Produksjon, forbruk og energibalanse

	Forbruk TWh	Økt fra 2023	Prod. TWh	Balanse NO1*	Balanse Norge
2023	43		36	-8	18
2040	63	20	43	-20	4
Forbruk 1	78	35	43	-35	4
Forbruk 2	93	50	43	-50	4
Forbruk 3	108	65	43	-64	4

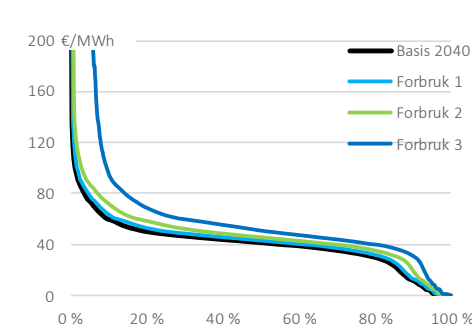
Simulert gjennomsnittlig pris



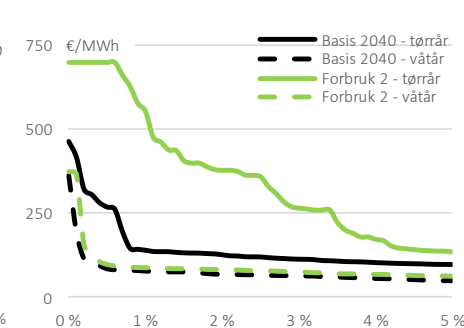
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve for pris i NO1



Variasjon mellom tørre og våte år



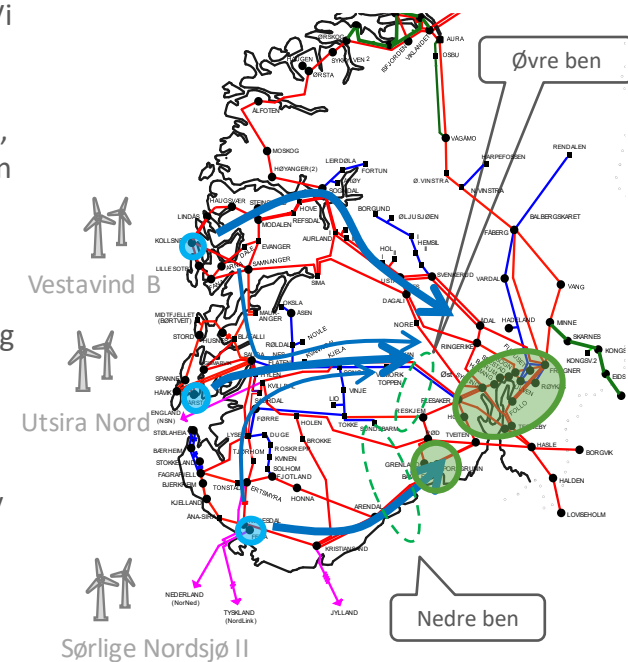
*) NO1 inkluderer Vestfold og Telemark – se forrige side

Plassering av ny produksjon i Sør-Norge er viktig

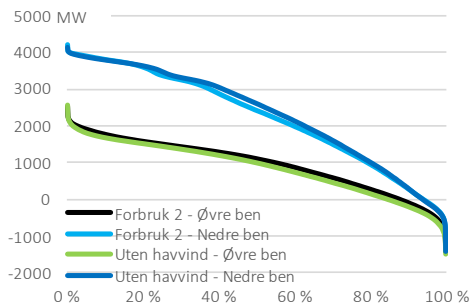
For at det skal være mulig å øke forbruket mye på Østlandet bør produksjonen ellers i Sør-Norge øke tilsvarende målt i energi. Vi ser at plasseringen av denne produksjon er avgjørende for hvor godt den kan utnyttes. Når vi legger til mer havvind på Haugalandet og i Bergen, vil det avlaste flyten på det nedre benet inn til Oslo (anvist i figuren). En god del av produksjonen i Bergen kan gå gjennom Hallingdal inn til Østlandet. I Hallingdal har vi flaskehals i ca. 10 % av tiden når vi ikke har økt havvinden, men de resterende timene er det ledig kapasitet her. Dermed gir økt produksjon i Bergen, eksempelvis som flytende havvind, en bedre flytfordeling over året. Det samme gjelder havvind som tilknyttes NO3, som i tillegg vil utnytte forbindelsen mellom NO3 og NO1 (Sunndalsøra til Oslo). Alle vindparkene bidrar til å øke flyten vest-øst og gi flaskehals på det øvre benet i inn mot Oslo. Havvind som kobles til på Haugalandet pålaster dette benet mest.

Det aller mest gunstige vil likevel være at deler av produksjonsøkningen kommer internt på Østlandet. Da er det mest sannsynlig at det vil komme som vannkraft i Telemark, eller at havvind fra SN II eller utredningsområde Sønnavind A ilandføres i Grenland. Utover dette kan en omfattende produksjonsøkning komme i form av solkraft, særlig i Innlandet. Solkraft vil imidlertid i liten grad avlaste flaskehalsene på vinteren og heller øke overskuddet i perioder med høyt tilsig.

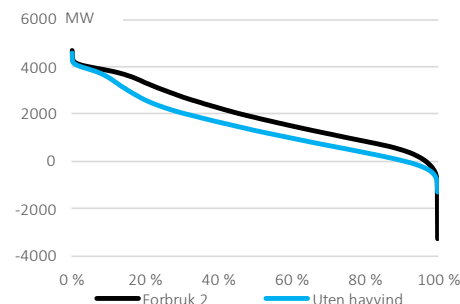
Ved store volumer havvind vil det være en fordel å spre tilknytningspunktene. Vi har derfor simulert en variant der 1400 MW av havvindøkningen føres i land i Grenland. Dette gir en betydelig reduksjon i overføringsbehovet i det nedre benet, hvor man i timene med høyest flyt får en reduksjon på mellom 600 og 900 MW. Overføringsbehovet i det øvre benet i inn mot Oslo reduseres også. Da synker prisen i NO1 med 1 €/MWh, mens prisen i NO2 synker med 2 €/MWh. Det vil imidlertid koste mer å føre havvinden helt til Grenland, og Statnett har for de første trinnene anbefalt tilknytning til Sørlandet.



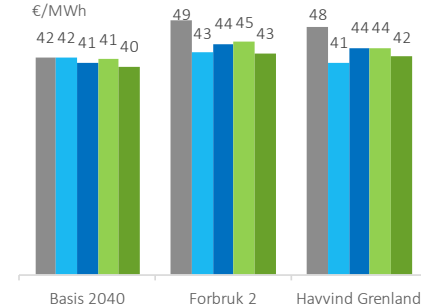
Varighetskurve flyt på øvre og nedre ben i Flesakersnittet for Forbruk 2 og Forbruk 2 uten 6400 MW havvind



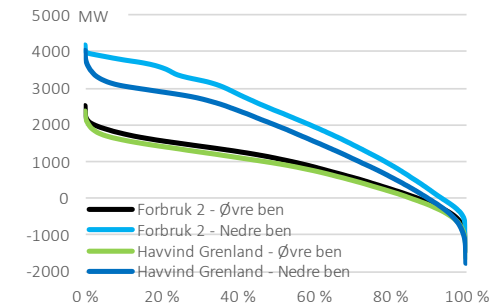
Varighetskurve NO5-NO1 for Forbruk 2 og Forbruk 2 uten 6400 MW havvind



Gjennomsnittlig kraftpris for Forbruk 2 og Forbruk 2 med ilandføringspunkt for 1400 MW havvind flyttet fra Kvinesdal til Grenland



Varighetskurve flyt på øvre og nedre ben inn til Oslo for Forbruk 2 og Forbruk 2 med ilandføringspunkt for 1400 MW havvind flyttet fra Kvinesdal til Grenland

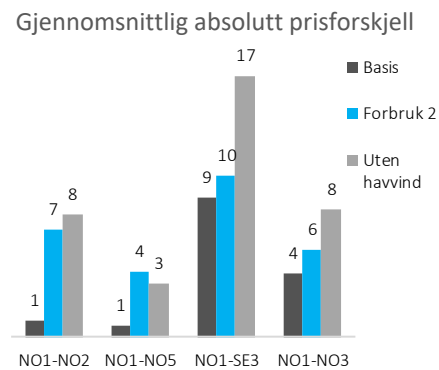
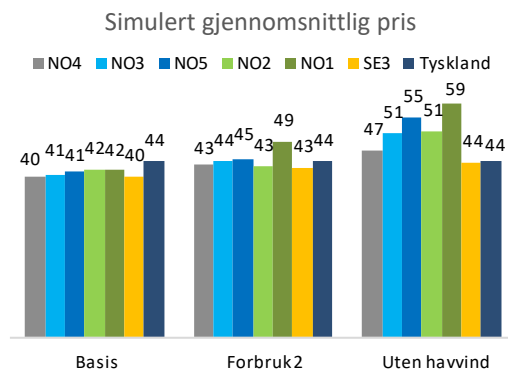


Stort underskudd på energibalansen i Sør-Norge gir høye priser

Som en sensitivitet har vi simulert samme forbruksøkning på Østlandet uten å øke produksjonen i Sør-Norge tilsvarende. Da vil vi få et større underskudd i Sør-Norge.

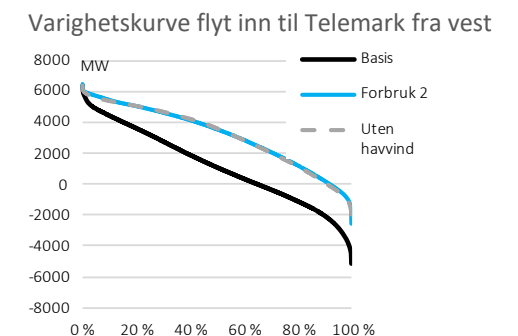
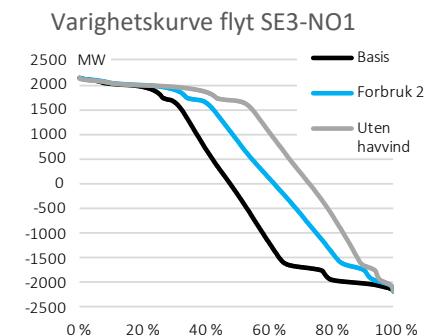
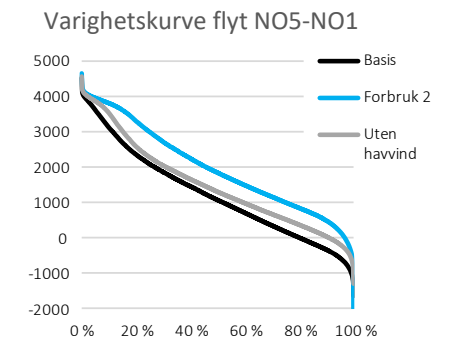
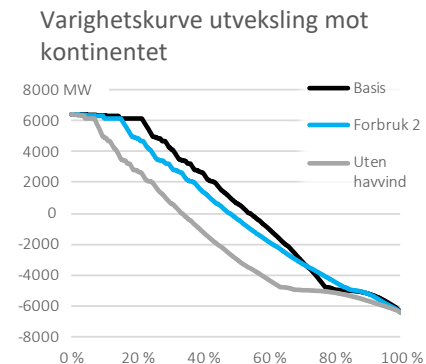
Uten havvind (en økning fra Basis på 6400 MW i Forbruk 2) blir snittprisene i Norge rundt 10 €/MWh høyere i alle prisområder. Gjennomsnittlig prisforskjell time for time øker også, spesielt prisforskjellen NO1-SE3, som går fra 10 til 17 €/MWh. Snittprisene ligger dermed langt over prisene ellers i Europa, og det er lite sannsynlig at mer industri vil se lønnsomhet i å etablere seg i Norge. Vi anser derfor en slik utvikling som usannsynlig, og forventer at en forbruksøkning på Østlandet må følges av en større utbygging av produksjon. Videre utdyper vi hvordan flytmønstrene og flaskehalsene endres når havvinden ikke øker tilsvarende som forbruket.

Det meste av økningen i flyt inn til NO1 når vi reduserer havvinden kommer fra utenlandskablene i NO2 via Flesakersnittet og fra SE3. Når halvparten av forbruksøkningen kommer i Grenland vil det nedre benet i Flesakersnittet fylles opp, siden det er lengre vei via Sauda og Nesflaten. Siden mye av flyten er bestemt av forbruket i nettopp Grenlandsområdet kreves det mye regulering på produksjon, og tidvis også utkobling av forbruk for å redusere flyten.



Som vi forklarte på forrige side vil havvind nord på Vestlandet og i NO3, bidra til en gunstigere fordeling av flyten inn til Østlandet. Havvinden gjør at vi får bedre utnyttelse av kanalene fra NO5 og NO3, som i utgangspunktet har en god del ledig kapasitet.

Vi ser at overføringsbehovet til NO1 fra NO2 er svært likt med og uten havvind, men det at vi utnytter NO5-NO1 dårligere uten havvind gjør at mer må forsynes fra Sverige. SE3-NO1 er som vi har nevnt en korridor som har stor flaskehals allerede i basis, og det er krevende å hente mer effekt og energi denne veien. Når vi reduserer havvinden i Sør-Norge, øker andelen tid med flaskehals fra SE3 til NO1 fra ca. 45% av tiden til nesten 60% av tiden.



God nettkapasitet er nødvendig for å realisere forbruksvekst i NO1

I vår studie vi forbruksøkning i kontekst av planlagt transmisjonsnett rundt 2030-2035, og fant at flere oppgraderinger er vesentlige for å kunne knytte til store forbruksvolum på Østlandet. I ATK har vi gjort en sensitivitet hvor vi har simulert Forbruk 2 med nettmødel og kapasiteter fra 2030-datasettet. I denne sensitiviteten har vi oppgradert fra 300 kV til 420 kV mellom Bamble-Porsgrunn-Tveiten-Hof-Flesaker-Syilling, men det er fortsatt bare en ledning mellom Arendal og Bamble. I de øvrige kanalene er det ikke gjort store endringer fra dagens nett, men kapasiteten i Hasle er løftet til 2100 MW.

Simuleringene viser at Grenlandssnittet, hvor Arendal-Bamble inngår, blir en stor flaskehals. Dublering av denne blir svært viktig for å øke kapasiteten østover. Totalt sett ser vi at forsinket nett gir store utslag på prisen og gjør at forbruksøkningen vil stoppe opp lenge før vi når de forbruksnivåene vi utforsker i denne analysen.

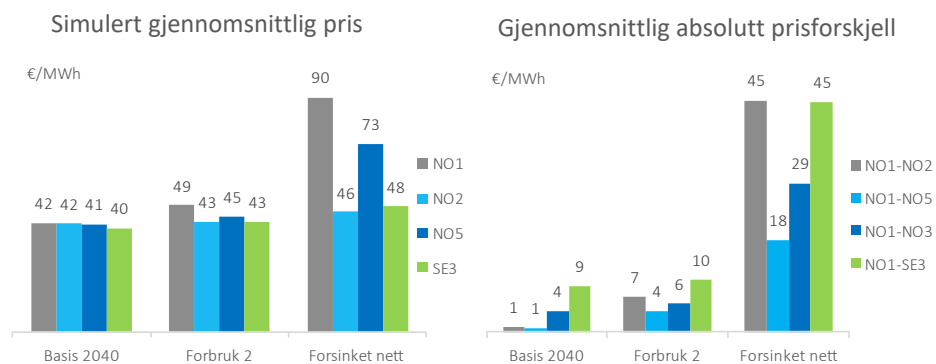
Fordi mye av forbruksøkningen skal forsynes over Haslesnittet, er prisen i NO1 svært sensitiv til kapasiteten fra SE3 til NO1. I sommer har denne kapasiteten ligget rundt 1000 MW, men kapasiteten er ofte høyere på høsten og vinteren når det er kaldere.

Selv om vi forventer at kapasiteten øker i løpet av vår analyseperiode og kommer tilbake til opprinnelig kapasitet som er ca. 2100 MW begge veier, er det noe usikkerhet knyttet til dette.

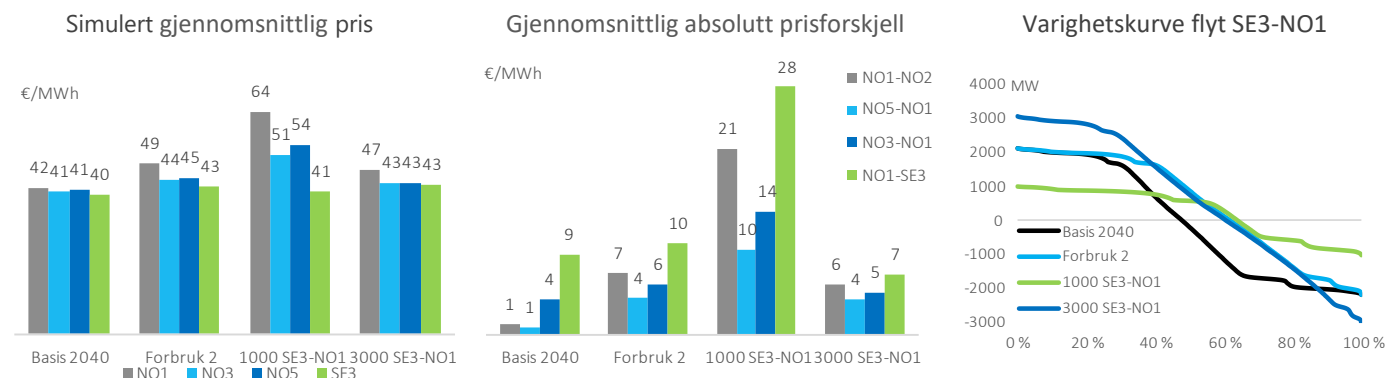
I våre simuleringer er det høy utnyttelse i begge retninger over Hasle, og i Basis 2040 er det flaskehals i rundt 70% av tiden. For å få frem betydningen av kapasiteten på denne kanalen har vi simulert to alternative varianter av 2040 med Forbruk 2. Der har vi hhv. 1000 og 3000 MW i kapasitet begge veier mellom SE3 og NO1, fortsatt med en profil for å ta hensyn til lavere kapasiteter og revisjoner på sommeren.

I simuleringen med 1000 MW får vi økt flaskehals og prisen i NO1 øker med 15 €/MWh i Forbruk 2 scenarioet. Mellom NO1 og NO2 øker prisforskjellen med 14 €/MWh og mellom NO1 og SE3 øker prisforskjellen med 18 €/MWh. Som den grønne varighetskurven viser, vil en slik kapasitet gi nesten kontinuerlig flaskehals. Vi ser dermed at en økning av kapasiteten i Hasle og god utnyttelse av denne er en forutsetning for at forbruket skal kunne øke så mye som det er snakk om i Forbruk 2.

Sensitivitet hvor forbruk 2 er simulert med 2030-nett for å studere effekten av forsinket nett



Sensitivitet hvor forbruk 2 er simulert med hhv. 1000 MW og 3000 MW kapasitet i Hasle for å studere effekten av kapasitetsendringer på korridoren SE3-NO1



Østlandet har et stort potensiale for Energiøkonomisering (ENØK)

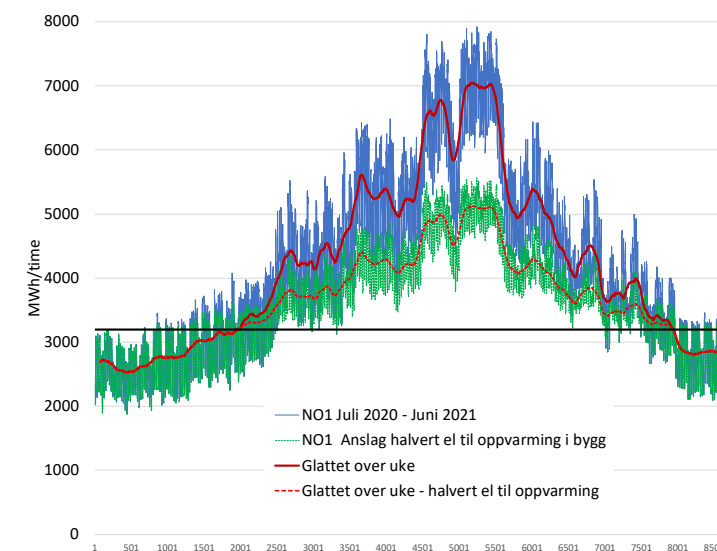
Vi legger til grunn en betydelig energieffektivisering i alminnelig forbruk i Basis. Potensialet er imidlertid mye større, spesielt for å bruke mindre el til oppvarming i bygninger. Sverige bruker anslagsvis halvparten så mye el til oppvarming per innbygger som Norge. Norges omfattende bruk av el til oppvarming gir høye forbrukstopper i kuldeperioder. Selv om ekstreme kuldeperioder er sjeldne, må vi holde av plass i nettet for disse forbrukstoppene.

Tiltak som reduserer varmetapet i bygg, f.eks. bedre isolasjon og varmegjenvinning i ventilasjon, gir en forbruksreduksjon som er større jo kaldere det er ute siden varmetap er proporsjonalt med temperaturforskjellen. Luft-til-luft varmepumper vil også bidra, men mindre når det er veldig kaldt. Fjernvarme som kan veksle mellom energibærere, kan derimot kutte elforbruket helt når det er svært kaldt og kraftprisene er høye.

Mange tiltak i eldre bygg kan gi betydelige forbruksreduksjoner. En del tiltak må skje når man gjør omfattende rehabilitering, men noen kan skje uten større ombygginger og dermed innen et relativt kort tidsperspektiv. Et eksempel er å installere vannbåren varme og knytte seg til fjernvarme. Energikommisjonen anslo potensialet for vekst i fjernvarme til 2-4 TWh til 2030. Hafslund Oslo Celsio har i offentlige høringsinnspill sagt at potensialet med en målrettet satsning på omlegging fra elektrisk oppvarming til vannbåren oppvarming i eksisterende bygningsmasse er nærmere 8 TWh og at de har kartlagt et konverteringspotensial på nær 2,5 TWh i Oslo gitt avklarte og gunstige rammevilkår. Meld St 25 (2015-2016) "Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030" fastsetter et mål om 10 TWh redusert energibruk i eksisterende bygg. Regjeringens [handlingsplan for energieffektivisering](#) sier at man vil vurdere om et mål om 10 TWh redusert strømforbruk i bygg kunne svare bedre til kommende utfordringer i kraftsystemet.

Det er også et potensial for glatting av forbruket over døgnet. Foreløpig er det begrensede muligheter for slik glatting, men en del kan realiseres mot 2030. Elektrisk oppvarming med nattsenkning kan starte noen timer tidligere om morgenen og tappevann kan i større grad varmes om natten. Dessuten kan mye lading av kjøretøy skje om natten.

Vi mener det er realistisk med en ytterligere reduksjon i forbruket på 5 TWh på Østlandet til 2040, utover det som ligger i basisprognosen. Men for at dette skal skje må de samlede incentivene fra høyere kraftpriser om vinteren, bedre utformede overføringstariffer, krav og direkte støtte eller lån fra myndighetene i sum være sterkere enn i dag.



Figuren viser et regneeksempel basert på historiske tall fra juli 2020 til juni 2021, hvor vi har antatt en grunnlast på 3200 MW (sort linje) og at ENØK kan halvere forbruket overskytende denne grunnlasten. Basert på dette kommer vi frem til et stilisert potensial for forbruksreduksjon på 5 TWh over året (13%), illustrert av den lysegrønne og stiplede røde kurven. Et viktig poeng er at maksimalforbruket reduseres med rundt 2000 MW.

Bidrag til redusert maksforbruk kan skje raskere enn nettutbyggingen

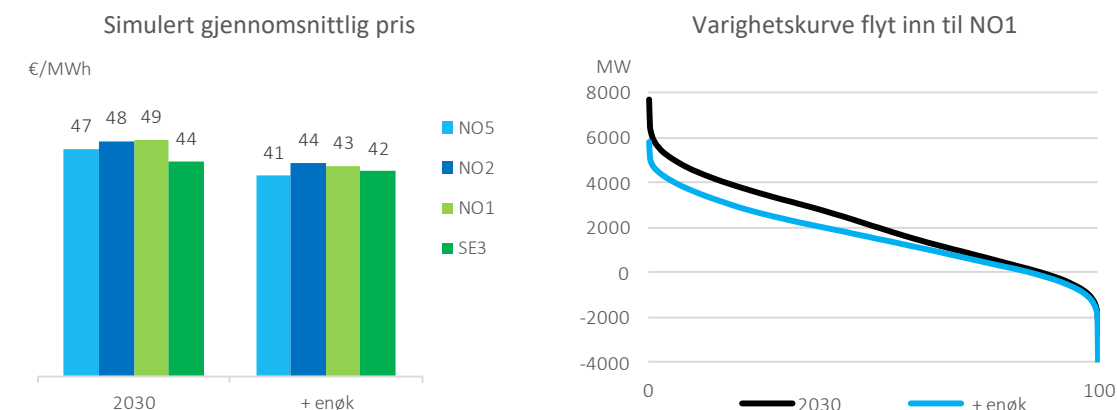
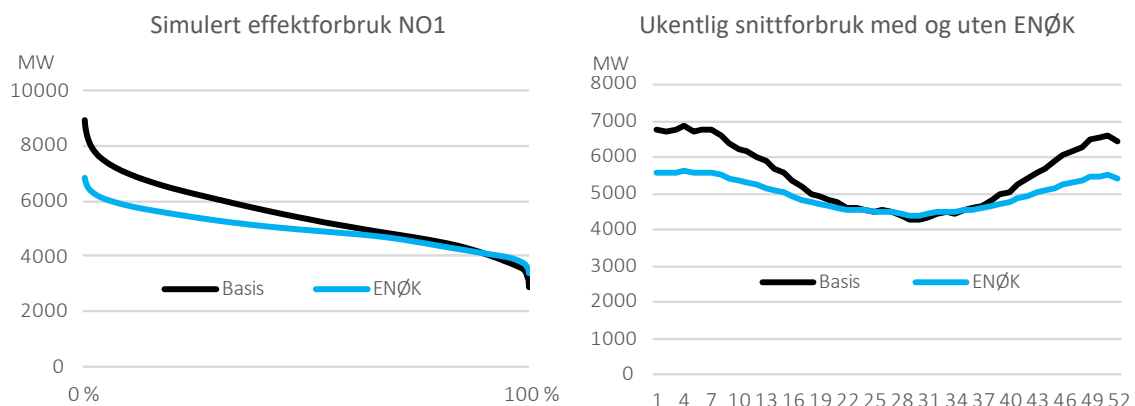
Vi har analysert konsekvensene av en reduksjonen i vinterforbruket tilsvarende 5 TWh i NO1, utover det som ligger i Basis 2040. Hensikten er å illustrere virkningen av ENØK-potensialet på kraftflyt og priser over et større område.

Ulike ENØK-tiltak vil ha forskjellig virkning på effektforbruket selv med samme reduksjon i energibruk. 5 TWh forbruksreduksjon fra luft – luft varmepumper vil mest sannsynlig gi mindre nedgang i effektforbruket sammenlignet med 5 TWh fjernvarme og bergvarme i de kaldeste periodene. Dette kommer av at de har ulike forbruksprofiler og at fjernvarme og bergvarme i mindre grad belaster kraftnettet i kalde perioder og bidrar til redusere forbrukstoppene noe mer. Nedgang i maks effektforbruk i den størrelsesorden vi skisserer her forutsetter at en stor andel av ENØK-tiltakene har et betydelig bidrag i de kaldeste periodene. Vi anser det likevel som sannsynlig at en nedgang på 5 TWh i vinterhalvåret vil kunne bli gjennomført, men da med sterke føringer og bruk av kjente virkningsfulle tiltak for energieffektivisering.

Resultatene viser at det simulerte effektforbruket i enkelttimer med vår ENØK profil, blir redusert med over 2000 MW i høylasttimer i NO1 sammenlignet med basisprognosen. Nedgangen er sterkest i de kaldeste årene når etterspørselen fra alminnelig forbruk i NO1 er høyest. I snitt per uke over alle værår er nedgangen vel 1000 MW om vinteren (illustrert i figuren Ukentlig snittforbruk med og uten ENØK)

I en situasjon med kø for nettkapasitet til næringsvirksomhet og lange ledetider for nettforsterkninger, har tiltak som reduserer maksimalforbruket raskt stor verdi. Figurene under viser pris og flyt inn til NO1 fra simuleringer hvor vi har lagt på en ENØK-profil i 2030. Profilen reduserer forbruket, primært i vinterhalvåret, med 5 TWh. I snitt over uken tilsvarende det en reduksjon på 1000 MW. Dette reduserer prisene i NO1 med 6 €/MWh og i resten av Sør-Norge med 4-6 €/MWh.

Virkningen av ENØK tiltak i bygningssektoren vil også frigjøre kapasitet på alle nettnivå – både i transmisjon, regional og distribusjonsnett. ENØK tiltak på laveste spenningsnivå vil frigjøre kapasitet i overliggende nettnivå.

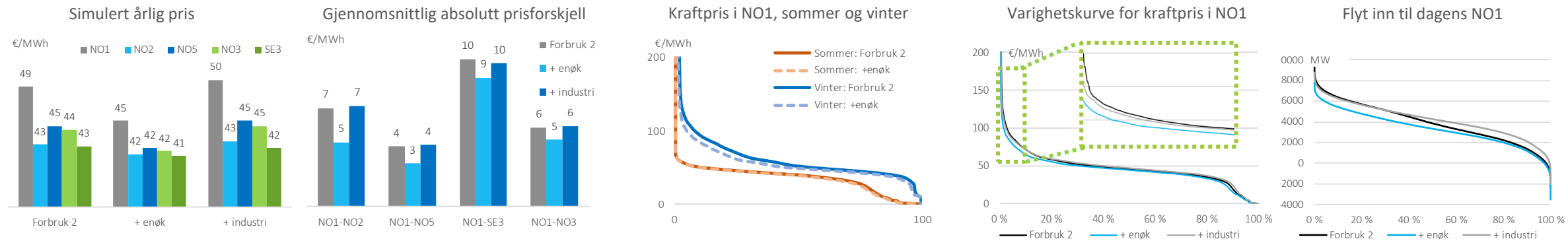


ENØK reduserer forbrukstoppene og muliggjør mer industriforbruk

En nedgang i alminnelig forbruk vil bidra til større nedgang i maksimalt effektforbruk enn tilsvarende nedgang i industrien. I høylasttimene kan en liten endring i forbruk i tillegg gi stor forskjell i pris, siden det ved knapphet kan være utkoblingsprisen til industriforbruk som er prissettende. Å få til en forbruksreduksjon i disse timene har derfor stor virkning – både på det maksimale effektforbruket og på kraftprisen. I scenarioet Forbruk 2 reduserer ENØK snittprisen over året i NO1 fra 49 €/MWh til 45 €/MWh. Prisvirkningen er naturlig nok størst på vinterstid. Tiltakene gir også prisreduksjon i resten av Sør-Norge og i NO3. Prisen i Sør-Sverige reduseres med 2 €/MWh og blir lavere enn tysk pris. ENØK reduserer også importbehovet på samtlige transportkanaler inn til NO1, men det er NO2-NO1 og SE3-NO1 som avlastes mest.

Våre analyser viser at både høylasttimer og vårknipa kan være utfordrende på Østlandet. Før snøsmeltingen kommer i gang er det lite tilgjengelig produksjon særlig i NO1. De knappeste timene sammenfaller dermed ikke nødvendigvis med den største effektreduksjonen på grunn av ENØK. Likevel vil virkningen av ENØK være god, fordi effektreduksjonen fortsatt er betydelig.

I 2040 har vi bygget ut mye nett, og ENØK kommer da på toppen av flere andre tiltak som gir bedre kapasitet og muliggjør mer tilkobling av forbruk på Østlandet. Men som vi viser på forrige slide er priseffekten av ENØK-tiltak ganske tilsvarende for Basis i 2030. Her bruker vi derfor Forbruk 2, et scenario som i utgangspunktet har veldig høyt forbruk, for å vise effekten av ENØK-tiltak og undersøke virkningen av å stegvis øke flatt industriforbruk etter innføring av tiltakene. I dataserien "+ industri" i figurene under har vi lagt til 8 TWh flatt industriforbruk med høy betalingsvillighet etter innføring av 5 TWh ENØK. Gjennomsnittsprisen vil da være ca. lik, med noe høyere pris på sommeren og litt lavere vinterpris enn utgangspunktet. Prisforskjellene vil også være på nivå med utgangspunktet. 5 TWh ENØK gir mulighet for å tilknytte mellom 7 og 8 TWh industriforbruk med høy brukstid, alt annet likt, uten at pris og prisforskjell endres. Dette tilsvarer mellom 800 og 900 MW flatt industriforbruk.



Scenarioet Forbruk 2 er nærmere beskrevet på foil nr. 96. Dataserien + industri bygger på Forbruk 2, med ENØK-tiltak. I tillegg har vi lagt til 8 TWh flatt industriforbruk med høy brukstid i NO1.

Vedlegg



Vedlegg A

Kort beskrivelse av våre datasett

Tabell med forbruk, produksjon og energibalanse i TWh per prisområde i Norge.

TWh		Basis 2023	Basis 2030	Basis 2040	Høy 2050
NO1	Produksjon	24	26	30	34
	Forbruk	36	44	49	53
	Energibalanse	-12	-18	-19	-19
NO2	Produksjon	52	63	88	101
	Forbruk	36	53	72	85
	Energibalanse	16	10	16	16
NO3	Produksjon	27	30	31	45
	Forbruk	28	31	32	43
	Energibalanse	-1	-1	-1	2
NO4	Produksjon	29	30	32	45
	Forbruk	20	27	33	46
	Energibalanse	9	3	-1	-1
NO5	Produksjon	26	27	33	40
	Forbruk	17	22	24	30
	Energibalanse	9	5	9	10
Norge	Produksjon	157	176	215	265
	Forbruk	138	178	210	260
	Energibalanse	19	-2	5	5

Tabellene gir en oversikt over forbruk og produksjon per prisområde, samt volum og tilknytningssted for havvind i våre datasett, som Analyse av Transportkanaler tar utgangspunkt i.

Datasettene er utarbeidet i [Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050](#), som utdyper driverne bak markedsutviklingen i Norge, Norden og på kontinentet/UK.

Da det knyttet usikkerhet til utviklingen av forbruk og produksjon, og den interne fordelingen, så vi undersøker vi som en del av våre analyser per region også en rekke sensitiviteter med ulikt volum og ulik intern fordeling av forbruk og produksjon.

Tabell med havvind per prisområde i MW og hvor denne er koblet til

MW	Sted/Prosjekt	Type	Tilknytningssted	Basis 2023	Basis 2030	Basis 2040	Høy 2050
NO2	Sørlige Nordsjø II, fase 1	Bunnfast	Kvinesdal	0	1500	3000	3000
	Sørlige Nordsjø II, fase 2	Bunnfast	Kvinesdal	0	0	1500	3000
	Utsira	Flytende	Kårstø	0	0	1500	1500
NO3	Havvind utenfor Sogn og Fjordane	Flytende	Moskog	0	0	0	1500
	Havvind utenfor Trøndelag	Flytende	Namsos	0	0	0	800
NO5	Havvind utenfor Hordaland	Flytende	Kollsnes	0	0	1000	3000