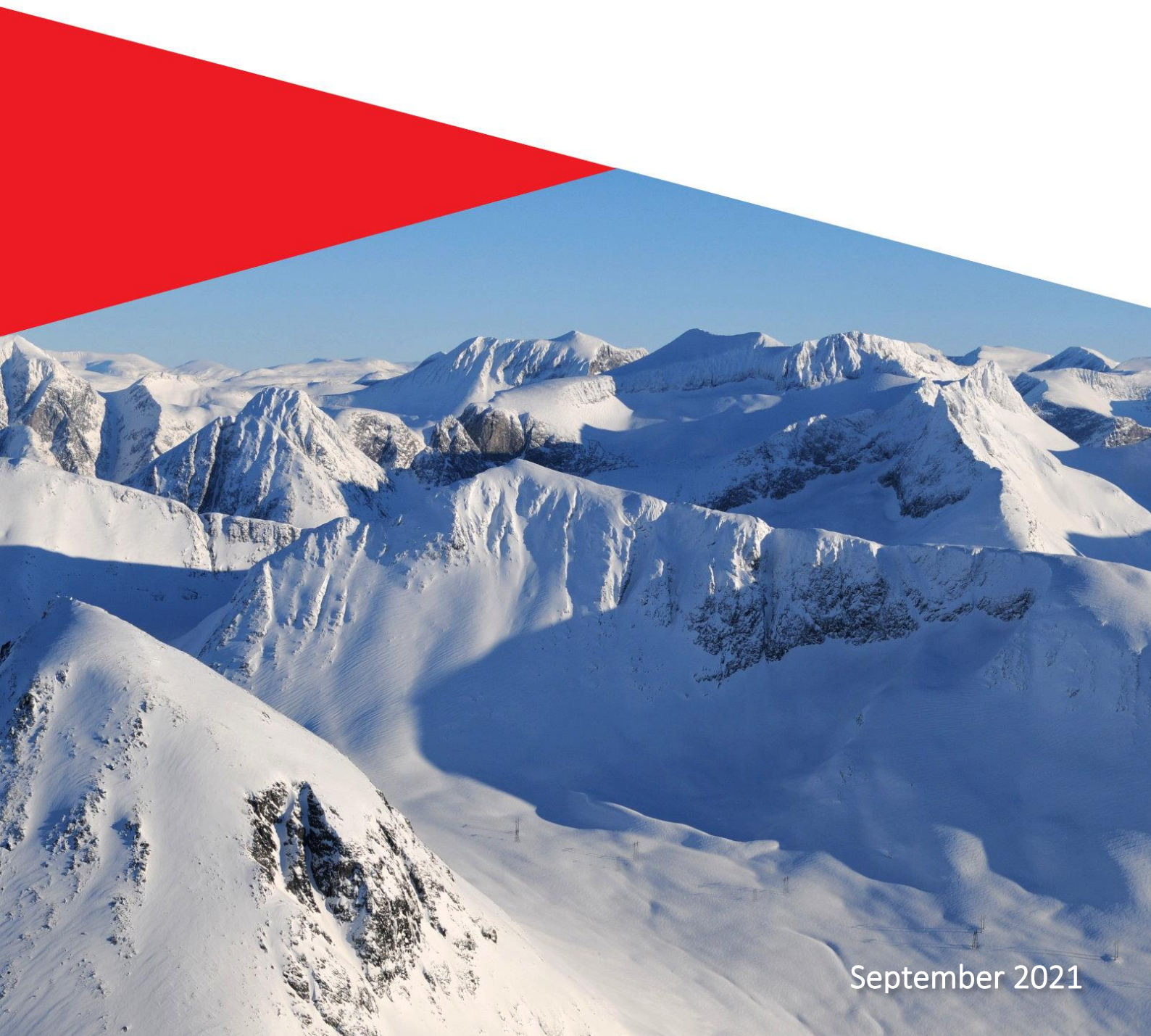


Analyse av transportkanaler

Norge 2021-2040



September 2021

Analysereport

Sak: Analyse av transportkanaler – Norge 2021-2040

Saksbehandler/Adm. enhet:¹

Eirik Tømte Bøhnsdalen	/ Markedsanalyse
Julie Larsen Gunnerød	/ Markedsanalyse
Ivar Husevåg Døskeland	/ Markedsanalyse
Idar Gimmestad	/ Markedsanalyse

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anders Kringstad	/ Markedsanalyse
------------------	------------------

Dato:

Denne versjonen er publisert 6. oktober 2021

Første versjon publisert 30. september 2021

¹ Rapporten bygger på analytiske bidrag fra flere i Statnett. Dette gjelder særlig Vegar Storvann som har gjort tekniske kapasitetsberegninger med PSSE modellen av nettet på Sørlandet til analysen om havvind og industriutvikling på Sør- og Østlandet

Sammendrag

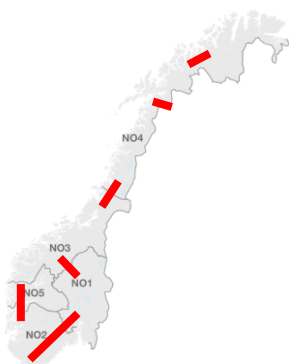
Transportkanalene i transmisjonsnettet knytter elspotområder og landsdeler sammen, og er viktig for forsyningssikkerhet lokalt. Den store veksten i forbruk, havvind og import fra kontinentet øker behovet for overføringskapasitet i disse kanalene. Mer volatile kraftpriser forsterker prisforskjellene i timene det oppstår flaskehalser.

Statnett analyserer systematisk fremtidig overføringsbehov, flaskehalser og prisforskjeller i transportkanalene som et underlag for planlegging og investeringer i nettet. Dette dokumenterer vi i rapporten Analyse av transportkanaler (ATK) som publiseres sammen med Nettutviklingsplanen (NUP). Tre av flaskehalsene som ble pekt på i ATK 2019 har nå resultert i konkrete prosjekter: 420 kV i Midt-Norge, økt kapasitet mellom Fåberg og Oslo og oppgradering over Sognefjorden. I denne analysen fokuserer vi på sentrale gjenværende flaskehalser. Analysen er basert på vår siste langsiktige markedsanalyse (LMA2020) og oppdateringen av denne våren 2021. Med regionale sensitiviteter viser vi også konsekvenser av en vekst opp til 220 TWh forbruk, i tråd med vår strategi.

Summen av mange forhold tilsier at det er lønnsomt å oppgradere transportkanalene

Våre analyser viser at de viktigste flaskehalsene på transportkanalnivå oppstår på disse strekningene:

- På Vestlandet fra Bergens-området og ned til Sauda
- Internt på Sørlandet og i dagens prisområde NO2 – fra helt i sør mot øst til Grenlands-området
- Mellom prisområdene NO2 og NO1 over Flesakersnittet
- Over Dovre og gjennom Gudbrandsdalen mellom prisområdene NO3 og NO1
- Gjennom og ut av Nord-Norge



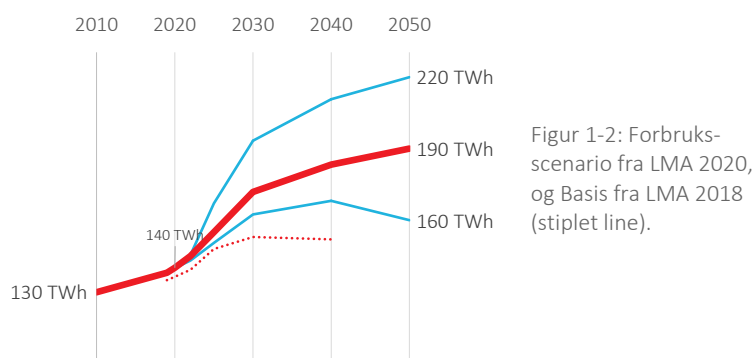
Figur 1-1: Illustrasjon av hvor vi ser at nettbegrensninger fører til større flaskehalser i fremtiden.

Med en markedsutvikling tilsvarende basisscenarioet i Statnetts langsiktige markedsanalyse, viser våre modellsimuleringer en betydelig reduksjon i prisforskjeller og økt samfunnsøkonomisk markedsnytte ved forsterkning av disse strekningene. Økningen i forventet CO₂-pris, som vi har tatt med i den oppdaterte markedsanalysen fra 2021, forsterker nytten. Sterke transportkanaler er også nødvendig for å kunne knytte til store enheter industriforbruk. Sammen med reinvesteringsbehovet tilsier dette at det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å oppgradere de gjenværende kanalene vi ser på i denne rapporten mot 2030-40. En utvikling som i vårt høye forbruksscenario kan gi behov for ytterligere forsterkningstiltak. Statnett sin strategi tar hensyn til dette.

Markedsutviklingen gir økt flyt i nettet, større flaskehalser og prisforskjeller

Forsterkningstiltak under bygging og prosjektering vil bidra med større kapasitet og redusere flaskehalsene i transportkanalene. Samtidig trekker markedsutviklingen i retning av mye mer flyt i nettet og dermed større flaskehalser og prisforskjeller.

Det er enorme planer for nytt forbruk, ikke bare i Norge, men i hele Norden. I vårt basisscenario øker norsk forbruk med 45 TWh til 2040. På nordisk nivå er veksten i Basis på 170 TWh i samme tidsrom. Industriforbruket kan imidlertid bli vesentlig større. I vårt høye forbruksscenario har vi et norsk forbruk på 220 TWh til 2050, noe som gir en vekst på 80 TWh. Og i det nye nordiske scenarioet til "Nordic Grid Development Perspective 2021"² er den samlede nordiske forbruksøkningen på hele 255 TWh til 2040.



Figur 1-2: Forbruks-scenario fra LMA 2020, og Basis fra LMA 2018 (stiplet line).

Hvor mye overføringsbehovet øker, er knyttet til hvor forbruk og ny produksjon kommer. I vårt basisscenario øker normalårsproduksjonen fra ca. 155 TWh til ca. 190 TWh i 2040. Generelt har vi i stor grad lagt produksjonen der hvor forbruket kommer. Dette demper veksten i overføringsbehovet. Samtidig er det også tydelig at nytt forbruk i stor grad kommer der det er industri og høyt forbruk fra før, og at det uansett vil bli en viss geografisk avstand mellom nytt forbruk og ny produksjon. Mye av den nye produksjonen kommer som havvind i Nordsjøen utenfor NO2, men også vannkraft og solkraft gir betydelige bidrag. I resten av Norden blir det økte forbruket i stor grad dekket opp av mer vindkraft både på land og til havs, og solkraft i sørlige områder.

Vårt høye forbruksscenario forutsetter vesentlig mer produksjon. Mye av dette vil trolig måtte komme som uregulerbar havvind. Dermed blir det også behov for effektutvidelser i regulert vannkraft og annen fleksibilitet for å kunne dekke effektoppene på vinteren. Vi har ikke modellert dette scenarioet i vår markedsmodell, men viser konsekvensene gjennom sensitiviteter basert på basisscenarioet. Vi ser tydelig at en slik utvikling øker overføringsbehovet i nettet ytterligere. Hvis produksjonen i tillegg plasseres langt unna det nye forbruket blir overføringsbehovet enda større. Det siste underbygger behovet for en balansert utvikling av forbruk og produksjon – noe som var en av konklusjonene fra ATK 2019 der vi viste hvor krevende det vil være å legge til rette for langtransport av kraft nord-sør i Norge.

Markedsutviklingen i Europa bidrar også til større prisforskjeller i Norge. Kraftprisene i disse landene blir mer volatile drevet av høye CO₂ priser og store variasjoner i vind og solkraft. Dette gjør at norske priser også vil variere mer og at prisforskjellene i timer med flaskehals internt i Norge øker.

Vi har nå, på sensommeren og høsten i 2021, en spesiell markedssituasjon med historisk høye kraftpriser og prisforskjeller drevet av midlertidig høye priser på gass og kull, redusert nettkapasitet i og fra Sverige samt lave tilsig i Sør-Norge. Vi forventer ikke at det på lengre sikt vil være større prisforskjeller

² Sluttrapporten publiseres i november 2021

enn det vi har i dagens helt spesielle situasjon. Dette skyldes også planlagte nettinvesteringer både i Norge og Sverige.

Oppgradering på Vestlandet legger til rette for forbruk og demper prisforskjellene i hele Sør-Norge
Forbruksplanene i Bergens-regionen er omfattende. Det første tiltaket Statnett gjør med tanke på å øke kapasiteten inn til regionen er å oppgradere 300 kV ledningen inn til området nordfra, fra Sogndal til Modalen. Selv med denne oppgraderingen, vil det i perioder være flaskehals inn til området sørfra.

Flaskehalsene vil være knyttet til lav kapasitet på 300 kV-ledningen fra Sauda til Modalen og vil primært oppstå i vinterhalvåret når forbruket er høyt. Vi ser også at vi får flaskehals på strekningen i sommerhalvåret ved høy import og lav produksjon i NO5, men etter at Sogndal-Modalen er oppgradert vil den dominerende flaskehalsen om sommeren være sørover. Flaskehalsene sørfra forsterkes over tid av at det bygges ut havvind utenfor Utsira og i Sørlig Nordsjø, samtidig med at forbruket lenger nord i Norge og Norden øker.

Ledningen fra Sauda til Modalen går via flere stasjoner. En ny 420 kV-ledning til erstatning for denne er en opplagt løsning for å øke kapasiteten til Bergens-regionen ytterligere. Oppgraderingen legger til rette for nytt forbruk og reduserer prisforskjellene mellom NO5 (Vestlandet) og NO2 (Sør-Vestlandet).

I tillegg viser våre simuleringer at mer kapasitet mellom NO2 og NO5 i tillegg reduserer prisforskjellene mellom NO5 og NO1 (Østlandet) og NO2 og NO1. Mer kapasitet mellom Sauda og Modalen er også en forutsetning for få høy utnyttelse av fremtidig økt kapasitet mellom NO2 og NO1. Mer forbruk og produksjon i og utenfor Bergens-regionen øker nytten av oppgraderingen ytterligere. Strekningen er derfor høyt prioritert i NUP 2021.

Havvind og ny industri på Sør- og Østlandet krever ytterligere forsterkninger av nettet

I det som utgjør dagens prisområde NO2 er Statnett i ferd med å slutføre en betydelig utbygging av nettet med prosjektpakken Vestre Korridor. Disse forsterkningene gjør at kapasiteten i nettet blir høy nok til å unngå flaskehals i NO2 selv om flyten øker mye som følge av NordLink og North Sea Link.

Fremover ser vi imidlertid at overføringsbehovet kan øke mye drevet av havvind i Sørlige Nordsjø II og store planer om mer industri flere steder på Sør- og Østlandet. Mindre kjernekraft og mer industri i Sverige bidrar også til høy flyt østover i timer med mye vind i Nordsjøen og lite vind lenger øst. Denne utviklingen gir et høyt overføringsbehov hele veien fra Kristiansand opp til Oslofjorden.

For å møte behovet trengs det både økt kapasitet på ledningene som går mellom NO2 og NO1 over det vi kaller Flesakersnittet, men også i det vi kaller Østre korridor mellom de sørlige delene av Sørlandet og opp til Grenlands-området. Flaskehalsen i Østre korridor blir spesielt stor hvis planene om økt industriforbruk i Telemarks-regionen blir realisert. Dette gjelder både om havvindproduksjonen er tilknyttet land med radial eller hybrid³. En hybrid tilkobling gir i tillegg stort overføringsbehov sørover.

Mer kapasitet på Flesakersnittet betyr primært å erstatte og omstrukturere dagens 300 kV nett med 420 kV mellom NO1 og NO2, og videre vestover i NO2. For å få tilstrekkelig kapasitet i Østre korridor er det det trolig nødvendig å bygge en ny ledning mellom Arendal og Grenland. En enda større vekst i industriforbruk og havvind kan imidlertid gi behov for ytterligere tiltak.

³ Havvind fra Sørlige Nordsjø kan både tilknyttes land radielt eller via en hybrid der vindparken er tilknyttet både Norge og et annet land. I vårt basisscenario er havvinden i Sørlige Nordsjø tilknyttet Sørlandet radielt. Så analyserer vi effekten av en hybrid variant som sensitivitet.

Høy markedsnytte av økt kapasitet i Gudbrandsdalen før 2040

Transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen består av én 300 kV-ledning. I første omgang vil større overskudd nord i Norden kombinert med nye mellomlandsforbindelser og forbruksvekst i Sør-Norge øke flyten sørover vesentlig. På sikt vil mer forbruk i Midt og Nord-Norge, men også i Sverige, kombinert med mer solkraft i sør gi høy flyt begge veier. Flyten er typisk høy sørover når det blåser mye nord i Sverige om vinteren. Høy flyt nordover oppstår på dagen i sommerhalvåret med mye solkraft.

Overføringskapasiteten mellom Midt- og Sør-Norge øker vesentlig med oppgradering til 420 kV i Gudbrandsdalen, og den planlagte oppgraderingen til 420 kV fra Fåberg til Oslo samt to 420 kV ledninger over Sognefjorden. Kombinert med nettførsterkninger i Sverige reduserer dette prisforskjellene mellom nord og sør i Norden.

Våre analyser viser at den økte kapasiteten blir godt utnyttet og gir vesentlig reduserte flaskehalskostnader. Det er i tillegg et reinvesteringsbehov på ledningen. En spenningsoppgradering av kanalen innebærer å erstatte dagens ledninger og stasjoner mellom Aura og Vinstra, og etablere en ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens to 300 kV-ledninger mellom Vinstra og Fåberg.

Samlokalisering av forbruk og produksjon er viktig i Nord-Norge

Transmisjonsnettet gjennom store deler av Nord-Norge består av én 420 kV-ledning. I dag er det et betydelig produksjonsoverskudd i Nord-Norge, og flyten er i mange timer rettet ut av området. Vi forventer at Nord-Norge sammen med de to nordligste områdene i Sverige får de laveste kraftprisene i Norden fremover.

Området er dermed godt egnet for en begrenset vekst i forbruket, men etablering av nytt stort forbruk i Nord-Norge vil raskt gi vesentlig flaskehals fra Sverige. Våre analyser viser at det er kapasitet til mer forbruksvekst om det samtidig kommer mer produksjon, særlig hvis dette blir lokalisert i nærheten av hverandre.

Stor forbruksvekst, spesielt i de delene av landsdelen med lav lokal produksjon, kan gi behov for forsterkninger i transportkanalene for å ivareta forsyningssikkerheten. Dette gjelder eksempelvis inn til Finnmark fra vest og sør, der planene om nytt forbruk per nå er mye større enn produksjonen. Det kan også bli behov for å forsterke gjennom Nordland fra Røssåga i sør til Ofoten i nord. Dette har vi ikke analysert i denne rapporten da det i større grad vil handle om lokale forhold og andre typer beregninger, eksempelvis av leveringspålitelighet.

I dag går det en 300 kV ledning fra Røssåga i NO4 (Nord-Norge) og sørover til NO3 (Midt-Norge). En oppgradering her innebærer i praksis av vi erstatter denne med en ny 420 kV ledning helt til Namsos slik at det blir to gjennomgående 420 kV ledninger mellom NO4 og NO3.

Våre simuleringer viser at dette gir lav markedsnytte. Dette skyldes både at flaskehalsen fra Sverige reduserer muligheten til å utnytte økt kapasitet i kanalen mellom NO4 og NO3 og at store forbruksplaner reduserer kraftoverskuddet i Nord-Norge. Oppgraderingen vil imidlertid være viktig for lokal forsyningssikkerhet ved høy forbruksvekst sør i Nordland og må uansett reinvesteres på sikt. Økt kapasitet vil også være viktig for å bedre kunne utnytte en eventuelt økt kapasitet mot Sverige lengre fram i tid.

Behov for reinvesteringer i Hallingdal for å opprettholde dagens kapasitet

Våre analyser viser at behovet for kapasitet i Hallingdal, ledningene som forbinder NO5 og NO1, ikke øker. Dette gjelder selv i et scenario der forbruket på det sentrale Østlandet øker mye. Det er derimot et stort reinvesteringsbehov i Hallingdal, med oppgradering av gammelt nett til 420 kV, og en forenklet og bedre nettstruktur. Dette er omfattende tiltak som gjelder mange stasjoner og etter hvert ledninger.

Utviklingen i overføringsbehovet tilsier å prioritere oppgradering i vest og sørøst først

Forbruksveksten kommer i store deler av landet og gjør det nødvendig å forsterke flere steder samtidig. Utviklingen i overføringsbehovet tilsier samtidig at transportkanalene på Vestlandet og mellom Kristiansand - Arendal og Oslofjorden bør oppgraderes først. På Vestlandet gjelder dette mellom Sauda og Samnanger etter at Sogndal-Modalen er oppgradert. Oppgradering mellom Samnanger og Modalen er også viktig, men må ses i sammenheng med tiltak lokalt i Bergens-regionen.

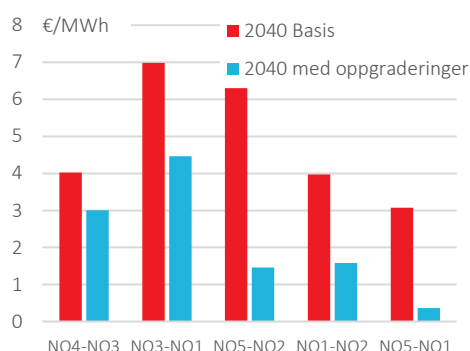
I Telemark og rundt Flesakersnittet er det behov for å oppgradere flere 300 kV ledninger for å møte planene om forbruk, spesielt i Grenland. Videre ser vi at mer forbruk rundt Oslofjorden sammen med havvind i Sørlig Nordsjø gjør at kapasiteten mellom Arendals-regionen og Grenlands-området blir en stor flaskehals. Økt kapasitet mellom disse to regionene er trolig også det beste tiltaket for å møte en stor forbruksvekst langs kysten i sør mellom Arendal og Kristiansand.

Oppgradering gjennom Gudbrandsdalen gir, sammen med tiltakene på Vestlandet og i Sverige, betydelig økt kapasitet mellom Midt- og Sør-Norge. Vi mener det er lønnsomt å fremskynde tiltaket før ledningen må reinvesteres. Når det gjelder den eksisterende 300 kV ledningen mellom Nord- og Midt-Norge er det naturlig å oppgradere denne etter Gudbrandsdalen. Det som kan forsinke behovet for investeringer her er stor forbruksvekst sør i Nordland.

Dette støtter opp om budskapet i NUP om å oppgradere alle transportkanaler til 420 kV innen 2040.

Tiltakene demper prisforskjellene mye, men det vil ikke være rasjonelt å bygge ned alle flaskehalser.

Våre simuleringer indikerer at prisforskjellene i Norge reduseres vesentlig som følge av oppgradering av dagens transportkanaler på 300 kV til 420 kV. Det vil imidlertid være gjenstående prisforskjeller.



Figur 1-3: Absolutte prisforskjeller internt i Norge i 2040 Basis og i 2040 med oppgradering av alle transportkanalene vi har vurdert i denne rapporten

Det er flere grunner til at det også med oppgradert nett vil være prisforskjeller. For det første vil overføringsbehovet knyttet til variasjoner i produksjon fra vann, vind og solkraft være svært store. For å unngå flaskehals i alle timer trengs det dermed nye 420 kV ledninger som skal dekke et behov med kort varighet. Dessuten vil flaskehalser mellom Norge og Sverige og i Sverige bidra til prisforskjeller i Norge. Til slutt vil det alltid være flaskehalser knyttet til lavere kapasitet i nettet i deler av året på grunn av driftsstanser og feil. Eventuelt nye ledninger i transportkanalene utover det vi har sett på i denne analysen vil derfor være knyttet direkte opp mot å kunne realisere nytt stort forbruk i det høye forbruksscenarioet, særlig om dette blir konsentrert til enkelte regioner.

Innhold

	Sammendrag	iii
	Innhold	viii
1	Rapportens omfang og metodisk tilnærming	1
2	Teoretisk underlag for nytten av å bygge ned interne flaskehalser	9
3	Oversikt over forutsetninger og resultater fra basisdatasettene	13
4	Vestlandet – 420 kV nord-sør-forbindelse fra Modalen til Sauda	20
5	Utvikling i flyt og flaskehalser internt i dagens NO2	30
6	Kanalene inn mot Østlandet – Hallingdal og Flesaker	42
7	Oppgradering av Gudbrandsdalen	47
8	Nord-Norge til Midt-Norge og internt i Nord-Norge	52
	Vedlegg	59
A.	Historisk produksjon, forbruk, energi og kraftbalanse	60
B.	Bruk av utvekslingskapasitet mot utlandet	62
C.	Delområder i Samnett-modellen for denne analysen	66
D.	Verdien av krafthandel og flaskehalsinntekter mot utlandet	67
	Andre relevante rapporter fra Statnett	68

1 Rapportens omfang og metodisk tilnærming

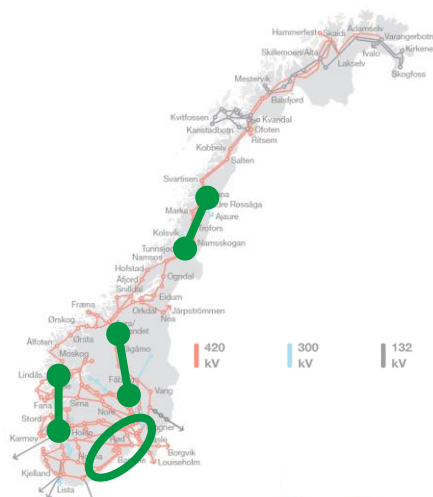
Statnett analyserer systematisk fremtidig overføringsbehov, flaskehalser og prisforskjeller i transportkanalene. I denne rapporten innebærer dette i hovedsak å se på gjenværende strekninger med 300 kV nett på transportkanalnivå. Med transportkanaler mener vi sentrale ledninger som forbinder større regioner i Norge. De er viktige for at vi gjennom kraftmarkedet skal kunne utnytte den samlede kraftproduksjonen best mulig, transportere kraft fra produksjon til forbruk og gi lokal forsyningssikkerhet

Vi ser også på konsekvensene av å oppgradere disse til 420 kV, inkludert den samfunnsøkonomiske markedsnyttens som oppstår i kraftmarkedet av dette. Analysen er en del av underlaget for planlegging og investeringer i nettet i Statnett. I rapporten Analyse av transportkanaler (ATK) dokumenterer vi dette for kanalene internt i Norge. Rapporten publiseres sammen med Nettutviklingsplanen 2021 (NUP)⁴.

1.1 Vi fokuserer på flaskehalser og tiltak utover nettførsterkninger under planlegging

Tre av flaskehalsene som ble pekt på i ATK 2019 har nå resultert i konkrete prosjekter: 420 kV i Midt-Norge, økt kapasitet mellom Fåberg og Oslo og oppgradering over Sognefjorden. Det betyr at vi i denne analysen har forutsatt at disse delstrekningene er oppgradert til 420 kV. Gitt dette fokuserer vi på følgende sentrale gjenværende flaskehalser:

- På Vestlandet fra Bergens-området og ned til Sauda
- Internt på Sørlandet og i dagens prisområde NO2 – fra helt i sør mot øst til Grenlands-området
- Mellom prisområdene NO2 og NO1 over Flesakersnittet
- Over Dovre og gjennom Gudbrandsdalen mellom prisområdene NO3 og NO1
- Gjennom og ut av Nord-Norge



Figur 1-1:
Transmisjonsnettet i
2021. Grønne linjer
indikerer strekningene
og områdene som vi har
fokus på i årets rapport

Vi har valgt å inkludere en større delanalyse om nettet internt i NO2. Bakgrunnen er planene om havvind i Sørlige-Nordsjø, samt store planer om industriforbruk flere steder, blant annet i

⁴ Nettutviklingsplan 2021. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklingsplanen/>

Telemarksregionen. Hvis alt dette realiseres vil det få stor påvirkning på flyt og flaskehalser i området, og for utvekslingen mot Østlandet og Vestlandet. Samtidig vil dette være så store endringer at de påvirker flyten på nordisk nivå. En betydelig andel av utviklingskapasiteten fra Norden til Europa går fra NO2. Det betyr også at hva som skjer i Europa og ellers i Norden påvirker flyten i NO2, fordi det er med å bestemme utvekslingen på forbindelsene.

Det at vindkraft til havs og enkelte industriplaner er så store at de får vesentlig innvirkning både på flyten mellom regioner i Norge og på nordisk nivå hvis de blir realisert, bidrar til å gjøre utfallsrommet for nettbehovet større. I denne analysen fokuserer vi mest på de første og mest sannsynlige planene, og om oppgradering av dagens 300 kV ledninger gir tilstrekkelig kapasitet for å møte disse.

Det vil være aktuelt å forsterke andre ledninger i transportkanaler enn de vi har analysert effekten av i denne rapporten. Dette gjelder eksempelvis gjennom Nordland mellom Røssåga og Ofoten der det kan bli behov for to parallelle 420 kV ledninger som vi forklarer i NUP21. Dette har vi ikke analysert i denne rapporten da det i større grad vil handle om lokale forhold og andre typer beregninger, eksempelvis av leveringspålitelighet

1.2 Analysen belyser flyt, flaskehalser og nytten av å oppgradere transportkanaler

Analysen er ment å gi et kunnskapsgrunnlag for den langsiktige nettutviklingen. Hoveddelen handler om å klargjøre hvordan endringer i produksjon, forbruk og markedet ellers påvirker flyt, flaskehalser og prisforskjeller i det norske nettet. Vi ser også på konsekvensene av å oppgradere nettet på utvalgte strekninger, som også inkluderer markedsnytten av økt kapasitet og reduserte tap i nettet. Analysen gir imidlertid ikke noe komplett bilde av alle nyttevirksomheter:

- Forbedret forsyningssikkerhet er lite dekket gjennom analysene i denne rapporten.
- Verdien av å kunne tilknytte ny forbruk eller produksjon er ikke inkludert.
- Dynamiske tilpassinger er i mindre grad kvantifisert. Disse øker blant annet andelen nytte som havner i Norge på sikt.
- Usikkerheten i analysen er høy siden vi ser på så mange tiltak at må vi begrense antall sensitiviteter, scenarioer og årstall vi ser på.

En utfordring når vi ser på etablering av store industrienheter og havvind er at det ikke er opplagt hva det skal sammenlignes med – altså hva som er det relevante 0-alternativet. For eksempel kan etablering av mye havvind gi flaskehalser. Hvis disse skal løses i markedet primært med bruk av pris-områder kan prisen havvind oppnå, bli lav. Dette kan føre til at utbyggere trekker seg hvis vi ikke bygger nett. Det samme gjelder for industriaktører. Et annet eksempel er at vi ikke vet nå om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til en del av forbruket vi ser på. Alt dette gjør at det ikke er opplagt hva det reelle 0-alternativet er.

1.3 Kostnader og samlet lønnsomhet sees nærmere på i mer detaljerte analyser

Tidlig i et prosjekts planleggingsfase er ikke den endelige løsningen valgt, og det gjør estimatet for investeringskostnader veldig usikkert. Typiske kostnader for prosjektene våre er:

- Mindre stasjonsprosjekt: 50-300 mill. kroner
- Stort stasjonsprosjekt: 300-600 mill. kroner
- Ledningsprosjekt: 300-1000 mill. kroner
- Stort ledningsprosjekt: 1000-3000 mill. kroner

I tabellen under har vi grovt skissert investeringskostnadene ved å bygge ny standard 420 kV ledning på de ulike strekningene vi har omtalt. Vi har lagt til grunn en mindre stasjonsutvidelse per stasjon på strekningene. I praksis kan stasjonskostnaden bli langt høyere dersom vi legger til grunn at 420 kV drift fra første dag utløser flere nye stasjoner. På den andre siden kan kostnaden bli lavere for enkelte stasjoner, for eksempel dersom vi kan gjøre midlertidige tiltak frem til reinvestering.

Tabellen under viser overslag på utfallsrom for enkelte av de konkrete tiltakene.

Tabell 1-1: Anslått utfallsrom for kostnader for oppgradering av transportkanalene vi vurderer i denne analysen

Grovt estimat (MNOK) investeringskostnader ATK	Ledning inkludert mindre stasjonsutvidelse
Modalen/Samnanger-Sauda	1 100 til 3 420
Nedre Røssåga-Tunnsjødal	1 500 til 3 070
Aura-Fåberg	1 730 til 3 440
Usta-Sogn	1 370 til 2 710
Tokke-Sylling	2 330 til 4 820
SUM	8 530 til 18 960

Både kostnader og nyttevirkninger vil bli analysert nærmere i mer detaljerte analyser av tiltakene i forbindelse med konseptvalg og konsesjonssøknader. Her vil blant annet også sparte reinvesteringskostnader bli beregnet, noe som i praksis reduserer kostnadene ved å oppgradere.

Kostnadsestimater på reelle prosjektforslag er behandlet i NUP der vi viser en svært forenklet samfunnsøkonomisk nyttekostnadsanalyse for de tiltakene som er tatt med i NUP. Mye av 300 kV nettet er gammelt og nærmer seg tidspunkt for reinvestering.

1.4 Vi bruker basisdatasett fra LMA og sensitiviteter for å vise behov og konsekvenser

Analysen er i stor grad basert modellsimuleringer som gjengir samspillet framover i tid i kraftmarkedet mellom blant annet vannkraft, vindkraft og ulike typer forbruk, i Norge og resten av Europa. Modellsimuleringene gjengir også samspillet med det fysiske transmisjonsnettet og hvordan kraftflyten fordeler seg. Vi tar utgangspunkt i modelldatasett og forutsetninger om markedsutviklingen fra vår siste langsiktige markedsanalyse (LMA2020)⁵ og oppdateringen av denne våren 2021⁶. Analysen er bygd rundt basisdatasettet for 2040, mens datasettet for 2030 i større grad er brukt som en referanse for hvordan vi tror kraftsystemet vil se ut i perioden 2025-2030.

Basisscenarioet er først og fremst et utgangspunkt for analyser og må ikke tolkes som noen fasit på utviklingen. Dette gjelder særlig den geografiske fordelingen av nytt forbruk og ny produksjon. Lengre ut i tid er det mulig å se for seg et stort antall mulige kombinasjoner av forbruk og produksjon når man kombinerer usikkerheten i volum og geografisk plassering. I tillegg kommer usikkerhet rundt det europeiske markedet og utveksling. Vi fanger opp noe av dette utfallsrommet gjennom sensitiviteter der vi simulerer med en rekke alternative lokale varianter av forbruk og produksjon, både alene og i kombinasjon. Summen av dette skisserer også en del av konsekvensene ved en vekst opp til 220 TWh forbruk, i tråd med vår strategi.

⁵ Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf

⁶ Oppdatert LMA, våren 2021. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-07-02-lma-oppdatering.pdf>

Kraftmarkedet er mer dynamisk enn hva våre simuleringer for ulike stadier fram i tid fanger opp. Hvis vi for eksempel legger til et nytt, stort industriforbruk i vår modell, er den direkte simulerte responsen på dette mer import og mindre eksport til kontinentet. I virkeligheten er det rimelig å anta at mer forbruk vil gi etablering av ny produksjon. Overføringsbehovet vil da til en viss grad avhenge av hvor denne produksjonen kommer. På tross av at virkeligheten er mer nyansert fanger likevel simuleringene opp mange sammenhenger som vil bestå. Til slutt er det viktig å nevne at det vi viser i denne rapporten kun er et svært begrenset utvalg av alle simuleringene vi gjør.

1.5 Markeds- og nettmodellene Samnett og PSSE gjengir kapasitet, flaskehalser og nytte

I våre analyser bruker vi flere modeller i kombinasjon for å kunne etterligne kraftmarkedet og det fysiske kraftsystemet. PSSE er en lastflyt modell vi bruker til å regne ut overføringskapasiteter i nettet. Disse kan være knyttet både til ledningers termiske kapasitet, spenning og dynamiske forhold. Overføringsgrensene blir brukt som input i marked-nett modellen Samnett som er vår hovedmodell for å gjenskape kraftmarkedet, men også det fysiske kraftsystemet. Samtidig bruker vi resultater fra Samnett for å finne relevante fordelinger av produksjon, forbruk og tilhørende lastflyt å gjøre tekniske beregninger på med PSSE. I tillegg bruker vi BID-modellen for å gjenskape det europeiske markedet. I vårt modelloppsett er BID-modellen kun en markedsmodell. Vi vil her konsentrere oss om å presentere Samlastmodellen da det er primært resultater fra denne modellen vi viser direkte i denne rapporten.

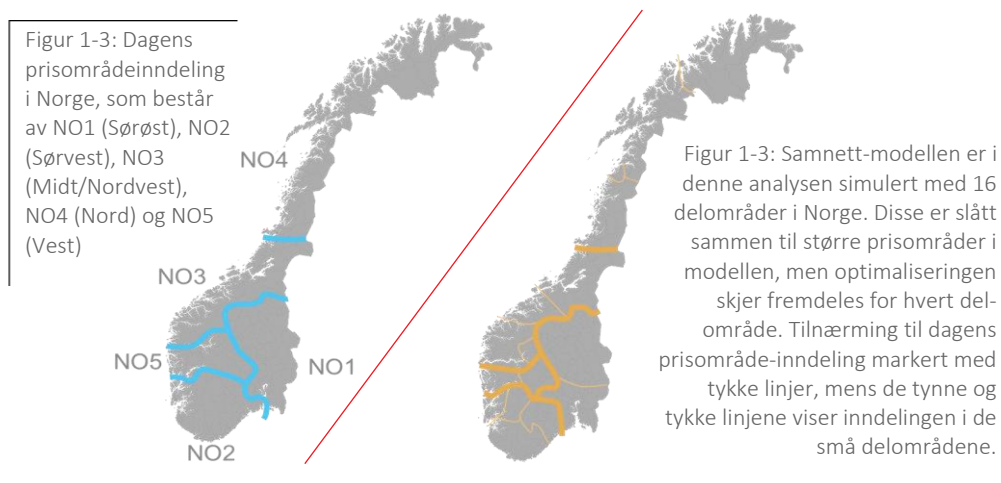
Områdeinndelingen ligner på dagens prisområder med noen få justeringer

I denne analysen har vi benyttet Samnett-modellen for å simulere kraftmarkedet med en detaljert nettbeskrivelse. Samnett er en variant av Samkjøringsmodellen/EMPS, men med en detaljert nettmodell for Norden og flytbasert markedsalgoritme. Med disse modellsimuleringene får vi både en gjengivelse av sammenhengene i kraftsystemet, og samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter av økt nettkapasitet.

Dagens modell er delt opp i 27 delområder, derav 16 i Norge. Det er to årsaker til at vi har flere delområder enn i dagens spotmarked. For det første ønsker vi en bedre gjengivelse av vannkraften og mindre prisområder gir mer presise vannverdiregninger i modellsimuleringene. For det andre må vi i en del tilfeller ha flere prisområder for å kunne få frem den samfunnsøkonomiske nytten av forsterkningstiltak i nettet. Dette kan både representere prisområder og spesialregulering i det virkelige kraftsystemet. I Samnett har vi kun mulighet til å etterligne førstnevnte.

En endring fra ATK rapporten fra 2019 er at vi nå i utgangspunktet bruker større prisområder, som er mer i tråd med dagens elspotområder, til å håndtere flaskehalsene i modellsimuleringene. Det at vi har færre prisområder enn i forrige analyse gjør at modellen håndterer flaskehalsen litt mindre effektivt. Årsaken er at med større områder får modellen mindre informasjon om hvor kraftverk er plassert i nettet. Det gjør også at prisforskjellene øker noe for det samme overføringsbehovet. Da dagens prisområder likevel i løser de flaskehalsene vi analyserer her på en tilfredsstillende måte i de fleste tilfeller mener vi det er mest realistisk å legge oss tett opp mot disse.

Nord-Norge, dagens prisområde NO4, har vi delt i to der skillet går mellom Svartisen og Ofoten. Bakgrunnen er at det er vanskelig å løse en del sentrale flaskehalsen internt i og ut av området med bare ett stort område. Som nevnt over har Statnett i den virkelige driften av kraftsystemet tilgang på flere verktøy for å håndtere flaskehalsen som vi ikke kan gjenskape i våre simuleringer.



For å studere effekten av ulike flaskehalser må vi i noen tilfeller dele områder i flere mindre områder, eller justere på grensene innenfor ramme av hva de underliggende områdene tillater. Et eksempel fra denne analysen er at vi i noen simuleringer har flyttet dagens grense mellom NO2 og NO1 fra øst til vest i gamle Telemark fylke for å kunne analysere effekten av fremtidige flaskehalser bedre.

Våre modeller fanger usikkerhet knyttet til været

I denne analysen simulerer vi med 29 historiske værår for å fange opp variasjoner i tilsig, temperatur, forbruk, vind og sol. På grunn av regnetid og datamengde har vi her kjørt modellen med en tidsoppløsning på tre timer, altså 8 perioder per dag i stedet for 24 timer. Til sammen gir dette over 80 000 ulike tilstander for hver simulering, som gir en god representasjon av kortsiktige svingninger i kraftsystemet.

I tillegg til modellsimuleringer med Samnett bruker vi input fra beregninger både med markedsmodellen BID3 og nettmodellen PSS/E. Førstnevnte bruker vi til å simulere kraftpriser utenfor Norden i form av lange tidsrekker over de samme historiske værårene som i Samnett. Disse prisrekkene blir da en eksogen faktor inn i Samnett-simuleringene.

PSS/E bruker vi til å beregne nye kapasiteter gitt de skisserte nett-forsterkningene vi her ser på. Det vil også være usikkerhet knyttet til disse kapasitetsberegningene. Videre er det nordiske kraftnettet komplisert og gjør at det er krevende å fange opp alle nettbegrensningene. Blant annet varierer disse stokastisk på grunn av utfall, temperatur og andre forhold. I denne analysen som er så bred har vi ikke hatt anledning til å se hvordan usikkerhet i disse beregningene påvirker spesielt flaskehalser og prisforskjeller.

Simuleringene underdriver nytten – på grunn av for like vannverdier og for høy nettkapasitet

Når vi sammenligner våre modellsimuleringer med historiske data, ser vi en bra gjengivelse av det virkelige kraftsystemet. Våre modeller har imidlertid flere kjente svakheter som i sum gjør gir en viss avstand mellom modell og reelle forhold. Med de store endringene som nå skjer i kraftsystemet både i Norge og ellers i Europa er usikkerheten økende desto lengre frem i tid vi ser. Etter hvert som kraftsystemet endrer seg fundamentalt fra i dag kan vi ikke vite på forhånd om dagens modeller vil gi en like god representasjon av fremtidens system.

På resultatsiden er den største usikkerheten knyttet til de samfunnsøkonomiske verdiene når vi sammenligner to nettiltak. Dette går både på den samlede nytten som oppstår og fordelingen av denne

mellom land. Våre simuleringer underdriver den samlede nytten og andelen som tilfaller Norge av interne tiltak. Det er mange årsaker til dette.

Et velkjent forhold som gjør at vi underdriver nytten er at vi i liten grad fanger opp perioder med redusert kapasitet i nettet, men dette er også knyttet til at vi ikke får med uventede utfall av kraftverk eller uventet langvarige utkoblinger av disse som følge av vedlikehold og lignende. Det er ofte i slike perioder gevinsten av økt kapasitet vil være ekstra stor⁷.

En annen grunn til at simuleringene underdriver norsk andel er at i vår modell brukes primært prisområder til løse flaskehalser, mens i virkeligheten bruker TSO-ene mange virkemidler i kombinasjon. For eksempel vil mye av kostnaden med en flaskehals komme i Norge hvis Statnett delvis håndterer flaskehalsen med å sette ned kapasiteten mot utlandet. Det samme gjelder hvis den løses med spesialregulering eller systemvern.

Samnett har en god representasjon av norsk vannkraft, men den er likevel betydelig forenklet sammenlignet med optimaliseringen som foregår i virkeligheten. Modellen fanger i stor grad verdier knyttet til at mindre flaskehals gir redusert tap av vann- og vindkraft. Samtidig underdriver modellen prisforskjellene internt i Norge fordi vannverdiene i ulike magasin har altfor lite spredning og tilgjengelig effekt fra regulert vannkraft er noe for høy. Dette gir også for lite prisstruktur i Norge.

Det er også en del "støy" knyttet til våre beregninger av samfunnsøkonomiske verdier. Det betyr at modellen kan gi ulogiske resultat og at ikke alle resultater er innbyrdes konsistente. Basert på en mengde simuleringer kan vi med stor sikkerhet si at modellen underdriver nytten av en del av kapasitetsøkningene, gitt de prisforskjellene vi observerer før og etter tiltaket. Fordelingen av nytte mellom Norge og utlandet er også usikker. Modellen gir ikke en fasit på gevinsten av tiltak, men mer eller mindre gode indikasjoner. I praksis betyr det at man må vurdere resultatene på nyttevirkningene for hvert enkelt tilfelle, noe vi i denne rapporten ikke har intensjon om å gjøre, men som blir gjort i mer detaljerte analyser som underlag til investeringsbeslutninger.

Simuleringene etterligner flytbasert flaskehalsbehandling

Simuleringene våre etterligner flytbasert markedskobling. Dette er en ny måte å håndtere flaskehalser på som vil bli innført i 2023/24. Det betyr at markedet får mer informasjon om hvor forbruk og produksjon ligger i nettet, sammenlignet med i dag. Flyten i kraftmarkedet er styrt av fysiske lover. Når markedet får mer informasjon om hvordan forbruk og produksjon ulike steder i nettet påvirker flaskehalser, kan disse også løses mer effektivt. I tillegg er det en rekke andre fordeler.

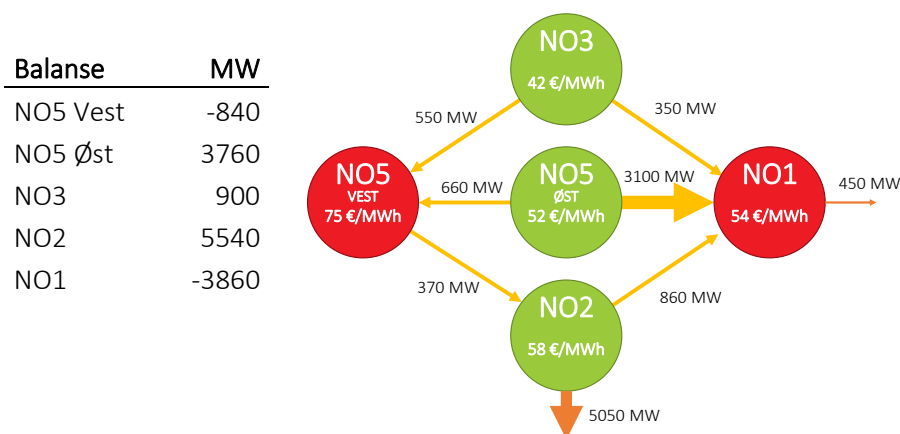
Med flytbasert er det fortsatt slik at kraftflyten kan gå fra et område med høypris til lavpris hvis dette er dette sikrer den mest effektive ressursutnyttelsen samlet sett. Det er også slik at det kan oppstå prisforskjell mellom to områder selv om det ikke er en fysisk flaskehals mellom disse to områdene. Grunnen er at prisene i områdene reflekterer andre flaskehalser i nettet. I praksis er dette ganske likt når Statnett setter negative markedskapasiteter med dagens områdebasert system for flaskehalsbehandling.

Under viser vi et eksempel på dette fra en simulert time fra et datasett vi brukte i KVVU Bergen og omland. I denne simuleringen er dagens NO5 delt i to prisområder der Bergen og omland et eget

⁷ Vi simulerer en kombiner markeds- og nettmodell. Det betyr at hvis vi skulle tatt hensyn til revisjoner måtte vi i praksis ha simulert med hundrevis av ulike nettmodeller. Dette er vanskelig å gjennomføre når vi ser på en region, men i praksis umulig når vi skal gi et overblikk over utviklingen av hele kraftsystemet 10-20 år fremover i tid. I denne rapporten fokuserer vi derfor på de store trendene i overføringsbehov og hvordan dette påvirker flaskehalsene ved intakt nett. Hvis det på en ledning eller snitt sjelden oppstår flaskehals i dag, men vi i fremtiden ser dette langt oftere, vet vi at flaskehalsene ved driftstanser i fremtiden vil være betydelig større enn det vi ser i dag. Dette er noe vi kvalitativt tar inn i konkrete investeringsanalyser av nettiltak.

prisområde, "NO5 vest". I eksemplet er det en flaskehals i hele det nordiske systemet, inn mot "NO5 vest" fra nord, fordi Sogndal-Modalen fortsatt er på 300 kV. Denne flaskehalsen er opphav til alle prisforskjellene i områdene i figuren, samt at det både flyter fra høy pris til lav pris mellom "NO5 vest" og NO2, og NO2 og NO1. Hvis NO5 hadde vært et samlet prisområde i simuleringen, slik som i virkeligheten, ville det også gitt stor flyt fra høy pris til lav pris mellom NO5 og NO1, fordi hele NO5 ville blitt et høyprisområde⁸.

Høy eksport til utlandet fra NO2, 5000 MW, og underskudd i Bergen og omland, sammen med stort overskudd i NO5 øst og NO3, gir ikke bare stor flyt inn til "NO5 vest" fra nord og øst, men også transitt gjennom området til NO2 som har lavere pris. Den mest effektive måten å løse flaskehalsen på er gjennom å produsere mer i NO5 vest. Imidlertid er det i denne timen lite vann i magasinene i dette området og tilhørende høye vannverdier. Økonomisk er det derfor mest lønnsomt å løse flaskehalsen ved å øke produksjonen i NO2, fordi dette også demper flyten inn til NO5 vest fra nord. For å få dette til må prisen i NO2 øke. Det gjør at det også at prisen i NO2 blir høyere enn i NO1 selv om det flyter fra NO2 til NO1.



Figur 1-4: Illustrasjon av ikke-intuitiv flyt, altså flyt fra høy til lav pris med flytbasert markedsklarering.

1.6 Forutsetninger på nett i Norge og Norden

Oversikt over nettførsterkninger vi har lagt inn i Basis.

Av de delstrekningene vi analyserte effekten av å oppgradere i rapporten fra 2019 har Statnett gått videre med tre av tiltakene. Disse legges til grunn i basisnettet for 2030 og 2040:

- Temperaturoppgradering av Fåberg-Oslo, og senere erstatte dagens to 300 kV ledninger øst for Mjøsa med en ny på 420 kV.
- Ny gjennomgående 420 kV forbindelse fra Namsos til Sunndalsøra. Tiltaket innebærer å erstatte dagens 300 kV mellom Aura og Trollheim og bygge en kabel over Trondheimsfjorden
- Oppgradere Sogndal-Modalen til 420 kV. Dette er de nordligste delen av transmisjonsnetts ledningen som går fra Sogndal til Sauda.

Tabellen under oppsummer alle netttiltakene av betydning vi har lagt inn i basisnettet som vi tar utgangspunkt i både i 2030 og 2040. Dette er ikke det samme som planen i NUP2021, men i denne rapporten er poenget å vise behovet for tiltakene i de viktigste transportkanalene.

⁸ At denne situasjonen oppstår i mange timer er en av grunnene til at vi ser det som viktig å få oppgradert Sogndal-Modalen til 420 kV.

Norske nett-tiltak inkludert i basisnettet i 2030 og 2040

Til 2022:

- Vestre Korridor (2018-2022)
Flere prosjekter fra Sauda og sørover
- Mauranger–Blåfalli
Temperaturoppgradering
- Balsfjord–Skaidi (2022)
- Lyse–Fagrafjell

Til 2025:

- Aurland–Sogndal (2023)
- Ny 420 kV-ledning ut til Haugalandet/SKL-ringen

Til 2030:

- Åfjord/Storheia–Snilldal (2028)
 - Aura/Viklandet–Surna (2028)
 - Nettplass Stor-Oslo
Flere prosjekter rundt Oslo blant annet forsterkning
av nettet fra Lillehammer til Oslo
 - Økt kapasitet til Finnmark
-

Vi har beholdt dagens kapasiteter mellom Norge og Sverige og økt kapasiteten nord-sør i Sverige.

Det norske og svenske kraftsystemet er svært tett integrert, med ledninger mellom Norge og Sverige både i nord, midt og sør. Flaskehalser i og mellom landene påvirker derfor i betydelig grad prisforskjellene mellom norske områder. Mellom Norge og Sverige har vi lagt til grunn dagens maksimale elspotkapasiteter, men vi har en mindre reduksjon mellom Sør-Norge og Sverige på sommeren.

Flaskehalsen mellom prisområdene SE2 og SE3 i Sverige er den flaskehalsen som påvirker norske priser mest. Dagens maksimale kapasitet her er 7300 MW. De siste årene har denne vært lavere blant annet på grunn av revisjoner knyttet til ombygging, men også utfasing av kjernekraft i Sør-Sverige. Svenska kraftnät planlegger flere nettførsterkninger fra nord til sør. I denne analysen har vi lagt til grunn en kapasitet på 8 000 MW i 2030 og 10 500 MW i 2040. Dette, sammen med en større forbruksvekst i Nord-Sverige, holder prisforskjellene nord-sør i Sverige på et moderat nivå. Vi ser i sensitiviteter på hvordan mer flaskehals i Sverige påvirker forsterkninger internt i Norge.

2 Teoretisk underlag for nytten av å bygge ned interne flaskehalser

I dette kapittelet redegjør vi kort for teorien om nytteeffekten av nye ledninger. Altså den samfunnsøkonomiske nytten av økt kapasitet som oppstår i kraftmarkedet, når kapasiteten reduserer flaskehalsen mellom større regioner. Dette kalles også reduserte flaskehalskostnader. Den samfunnsøkonomiske nytten inkluderer endringer i:

- Konsumentoverskudd
- Produsentoverskudd
- Flaskehalsinntekter på forbindelser innad i Norden og mot kontinentet eller Storbritannia
- Tap i transmisjonsnett

Vi ser i hovedsak på nytten som oppstår når vi øker nettkapasiteten uten noen andre endringer og følgevirkninger. I tillegg forklarer vi hvordan reduserte flaskehalser internt i Norge gir samfunnsøkonomisk nytte utenfor Norge, og hva som styrer fordelingen mellom norsk og utenlandsk nytte.

Nettforsterkning gir flere andre nytteeffekter som vi kommenterer, men ikke beregner i denne rapporten. For eksempel bedret forsyningssikkerhet, verdien av å nå klimamål og verdien av å knytte til ny lønnsom industri eller næringsvirksomhet. En annen vanlig grunn for å oppgradere er dessuten at flere av 300 kV-ledningene vi ser på her er gamle. Det gjør at det ofte er behov for å gjøre noe med ledningen uansett, og at de reelle ekstra kostnadene ved en oppgradering er relativt lave.

2.1 Flaskehalser i nettet gjør at kraftverksparken ikke blir utnyttet optimalt

I timer der markedsklareringen innebærer en større overføring av kraft enn det er kapasitet til i nettet oppstår det en flaskehals. Enkelt sagt blir det da en ny markedsbalanse og en annen bruk av den samlede kraftverksparken, slik at flyten holder seg under kapasitetsgrensene. Dette gir en samfunnsøkonomisk kostnad i form av et effektivitetstap. Siden det stort sett er lite prisfølsomhet på forbrukssiden består dette tapet i all hovedsak av en mindre effektiv utnyttelse av den samlede kraftverksparken. De samlede produksjonskostnadene for hele kraftsystemet blir ganske enkelt høyere enn de ville vært uten begrensingen i nettet.

Mer kapasitet i nettet gjør at et kraftverk med relativt lave produksjonskostnader kan produsere mer, på bekostning av et kraftverk med høyere kostnader. Mer nettkapasitet kan også gjøre at man unngår spill av fornybar energi med null i marginalkostnad. I slike tilfeller vil den økte nettkapasiteten i praksis gi mer fornybarproduksjon, og erstatte annen produksjon med høyere marginalkostnader. Den direkte markedsnyttens vil da ofte være stor. Indirekte kan man også si at mindre spill av fornybar kraft gir en gevinst ved at man kan bygge færre nye kraftverk for å dekke det samme forbruket.

I våre datasett blir forbruksiden og lagring i økende grad prissettende i markedet på bekostning av termiske kraftverk. Vi har lagt til grunn ulike typer forbruksfleksibilitet i vårt scenario frem mot 2040. De to viktigste er trolig at forbruk kobler ut for å balansere markedet i timer med høyt forbruk og lite vind og sol, og at produksjon av hydrogen⁹ gjennom elektrolyse setter prisen i mange timer med høy produksjon av fornybar energi. På lang sikt spiller derfor utkoblingspriser for ulike typer forbruk inn på prisforskjellene som oppstår av en flaskehals. Økt kapasitet i nettet gjør også at disse teknologiene, inkludert batterier, kan utnyttes bedre.

⁹ Hydrogen har også en viktig rolle som lager i kraftsystemet gjennom at hydrogenkraftverk.

Flaskehalsen i nettet kan løses på forskjellige måter. I denne analysen bruker vi modellsimuleringer der flaskehalsen nesten utelukkende blir håndtert ved hjelp av prisområder¹⁰. Det betyr at ved en flaskehals vil det oppstå ulike priser i de forskjellige områdene. Prisene i markedet tilpasser seg slik at overføringskapasiteten blir godt utnyttet. Hovedalternativet til bruk av prisområder er ulike varianter av spesialregulering og mothandel. Om en flaskehals blir løst ved bruk av prisområder eller spesialregulering betyr lite for den direkte samfunnsøkonomiske kostnaden med flaskehalsen¹¹, men betyr mye for fordelingseffektene mellom produsenter, konsumenter og netteier.

2.2 Prisforskjell før og etter tiltak indikerer potensial for nytte av økt kapasitet

Prisforskjell sier noe om hva man kan spare inn av produksjonskostnader på marginen

Prisforskjellen mellom to prisområder sier noe om størrelsen på kostnaden ved flaskehalsen, og dermed den potensielle nytten av mer nettkapasitet. Størrelsen på prisforskjellene er igjen et resultat av forskjellene i marginalkostnadene til kraftverkene som er prissettende på hver sin side av flaskehalsen. Hvis en flaskehals gir stor prisforskjell indikerer det at det er stor forskjell i marginalkostnaden til kraftverkene som er på marginen på hver side. Dette er for eksempel tilfelle hvis et kjernekraftverk setter prisen i et område, mens en dyr gassturbin er på marginen i naboområdet. Er det derimot to kullkraftverk med relativt lik effektivitet som er på marginen i begge områder blir prisforskjellen liten. I det første tilfellet er nytten av mer kapasitet i nettet høy, men i det andre tilfellet er den lav.

Mer like priser som følge av økt nettkapasitet gir avtagende nytte

Når vi forsterker nettet, gir dette ofte relativt store økninger i kapasitet. Et tiltak gir derfor ofte en betydelig reduksjon i prisforskjellene, og kan i noen tilfeller også gi lik pris. Nytten av den "siste MW" med kapasitet gitt av tiltaket gir er da betydelig lavere enn den første. Dette reduserer ofte den samlede nytten i forhold til hva man intuitivt skulle trodd ved å se på prisforskjeller før tiltak er på plass. Internt i Norge ser vi at ny kapasitet ofte relativt raskt reduserer prisforskjellene. Motsatt vil en situasjon der prisforskjellen blir opprettholdt etter at vi har forsterket nettet gi en situasjon med mindre avtakende nytte. Det gir, alt annet likt, en høyere samlet nytte enn om prisforskjellene forsvinner raskt.

2.3 Markedsnyttens realiseres i stor grad gjennom at verdien av handel med utlandet øker

Markedsnyttens av å avlaste eller fjerne en intern flaskehals i Norge, oppstår i hovedsak ved bedre samspill mellom vannkraftsystemet i Norge og markedene¹² rundt oss. Samlet produksjon utnyttes bedre, og vi får økt verdi av kraftutvekslingen med utlandet. I tillegg gir det lavere fysiske tap i nettet.

Økt kapasitet i nettet skaper verdi ved å gjøre mer vannkraft tilgjengelig for handel med utlandet

I et kraftsystem med mye termisk kraftproduksjon er det lett å se hva nytten av økt nettkapasitet reelt sett består i. Når for eksempel et effektivt kullkraftverk erstatter et som er mindre effektivt oppstår det en gevinst i form av lavere kullforbruk og dermed lavere innkjøpskostnader¹³. I Norge består imidlertid kraftverksparken så å si utelukkende av vannkraft og noe vindkraft. Disse kraftverkene har svært lave og tilnærmet like marginalkostnader ved produksjon. Det gjør det mindre opplagt hva den real-økonomiske gevinsten av å bygge ned prisforskjeller internt i Norge består av.

¹⁰ Vi etterligner også til en viss grad driften sin bruk av systemvern gjennom å legge inn produksjons og forbruksfrakobling i våre simuleringer.

¹¹ På sikt vil forskjellene være større da prisområder gir mer riktige investeringssignaler til lokalisering av forbruk og produksjon

¹² Disse markedene får stadig mer innslag av vind- og solkraft. Siden vi i denne analysen ser på perioden 2025-2040 fanger vi opp dette.

¹³ Nytten av nett vil opplagt være mye større i timer økt nettkapasitet gjør at sol- eller vindkraft kan erstatte produksjon basert på kull eller gass.

Mange vannkraftverk med magasin har betydelig fleksibilitet til å velge når de skal produsere kraft fra lagret vann. Graden av fleksibilitet avhenger blant annet av magasin størrelse, generatorkapasitet og tilsig over tid. Mer intern nettkapasitet frigjør mer av fleksibiliteten for handel med utlandet. Hvis vi eksempelvis øker nettkapasiteten mellom Nord- og Sør-Norge vil vi kunne utnytte bedre den regulerte vannkraften i Nord- og Midt-Norge i handelen med utlandet, som i hovedsak skjer ut fra Sør-Norge.

Gjennom produsentenes kontinuerlige beregninger for å maksimere salgsverdien av egen produksjon, blir det beregnet en forventet verdi av vannet i eget magasin. Når vi fjerner eller reduserer en intern flaskehals i Norge erstatter vi produksjon i et kraftverk med høy vannverdi med produksjon i et magasin med lav beregnet vannverdi. Via handelen med utlandet gir dette sparte produksjonskostnader i de termiske systemene vi handler med. Effekten er ekstra gunstig i timer der sol- og vindkraft i utlandet som ellers ville gått til spille kan lagres i norske vannmagasin som tidligere var bak en flaskehals.

Mer kapasitet i nettet kan også gi mindre tap av energi i form av spill i Norge. Med mer vindkraft i Norge og Norden blir dette viktigere. Den isolerte virkningen av dette er økt eksport eller mindre import og dermed mindre termisk produksjon og sparte brenselkostnader i utlandet¹⁴. I slike tilfeller er nytten ofte ekstra høy.

Sparte produksjonskostnader i utlandet betyr at den totale verdien av kraftutveksling mellom Norge og utlandet øker. Den norske andelen av denne består av tre komponenter: *i)* inntekten av krafteksport til utlandet, *ii)* kostnaden ved kraftimport fra utlandet og *iii)* norsk andel av flaskehalsinntektene på forbindelsene til utlandet¹⁵. De to første komponentene referer vi til gjennom denne rapporten også som bytteforholdet mot utlandet. Flaskehalsinntektene mellom Norge og utlandet deles i dag likt mellom Norge og den aktuelle handelspartneren.

En del av den direkte markedsnyttens av en intern nettförsterkning tilfaller utlandet

Nytten av en intern nettförsterkning i Norge oppstår i første omgang ved at vi får utnyttet alle kraftverk i Nord-Europa litt bedre. Normalt kommer noe av gevinsten som økt flaskehalsinntekt mot utlandet. I noen tilfeller nesten alt. Denne deles med våre partnere. Det betyr at en del av den direkte modellsimulerte nytten tilfaller utlandet. Hvor mye dette utgjør av samlet simulert nytte varierer. Hele gevinsten kan komme i utlandet hvis mye kommer som økt flaskehalsinntekt mot utlandet samtidig med at bytteforholdet blir verre sett med norske øyne, altså at eksportinntekten faller mer enn kostnadene med import går ned, eller vice versa. Denne effekten blir overdrevet i vår statiske gjengivelse av kraftsystemet, som tidligere nevnt.

Det norske og svenske nettet er også tett integrert slik at nettförsterkninger i begge land påvirker priser og flaskehalser i det andre landet. Dette er også med på å spre nyttevirksomheter ut over landegrensene¹⁶.

Langsiktige tilpasninger på norsk side gjøre at mer av den direkte nytten havner i Norge på sikt

Når vi øker kapasiteten i det norske nettet vesentlig, gir dette langsiktige tilpasninger i Norge. Det er av mange grunner krevende å beregne den samfunnsøkonomiske nytten av nytt forbruk og ny produksjon som eventuelt utløses av nettförsterkninger. Dette er derfor ikke medregnet i tallene vi presenterer i denne rapporten. Imidlertid vil disse tilpasningene også øke flaskehalsene på sikt. Dette vil for det første øke markedsnyttens av tiltakene noe. For det andre fører det til at en større andel av den direkte markedsnyttens kommer i Norge enn det våre simuleringer indikerer. Det er vanskelig å gi et estimat på hvor mye dette utgjør fra tilfelle til tilfelle, da levetiden for nettanleggene er frem mot

¹⁴ Utover i analyseperioden blir sparte brenselkostnader mer og mer redusert bruk av hydrogen i hydrogenkraftverk.

¹⁵ I vedlegget til rapporten viser vi dette regnskapet slik det har vært historisk tilbake til 2013.

¹⁶ Slik er det også med produksjon og forbruk. For eksempel vil kjernekraftreaktoren på 1600 MW som snart er ferdig i Finland også redusere kraftprisene i Norge.

2100. Mer intern nettkapasitet øker også nytten av eventuelle fremtidige forbindelser mellom Norge og Europa, gjennom å gjøre mer av fleksibiliteten i vannkraftsystemet tilgjengelig for handel.

3 Oversikt over forutsetninger og resultater fra basisdatasettene

Denne analysen tar utgangspunkt i forutsetningene og datasettene som er presentert i vår Langsiktige markedsanalyse (LMA) fra høsten 2020, samt oppdatering vi hadde vår 2021¹⁷. Vi henviser til denne rapporten for en grundig gjennomgang av valg av forutsetninger og mer dyptgående analyser av betydningen for den overordnede utviklingen av kraftmarkedet. Her gir vi et raskt overblikk over sentrale forutsetninger og resultater fra datasettene som kan knyttes mer direkte mot det ser på i denne rapporten, det vil si flaskehalser og prisforskjeller i det norske nettet.

3.1 Forutsetninger på produksjon, forbruk og nett i vårt basis-scenario mot 2040

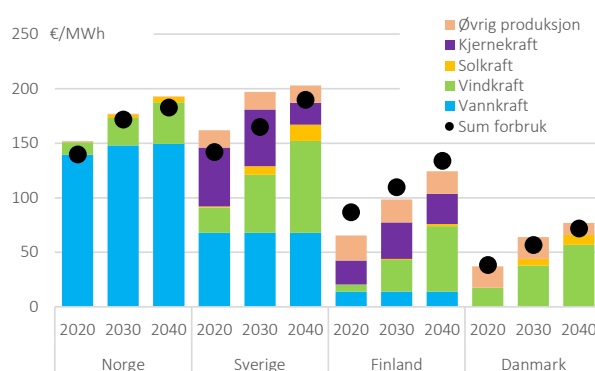
Forbruk, produksjon og energibalanse i Norden frem mot 2040

Vi forventer betydelig vekst i både forbruk og produksjon i alle de nordiske landene. I Basis vokser det nordiske kraftforbruket med 40 % til 2040 drevet av elektrifisering, produksjon av hydrogen og økt industriaktivitet. For å nå målene om nullutslipp trenges det enda mer forbruk etter 2040.

Samtidig blir det bygget ut vindkraft både på land og på havet og mer solkraft i sør. Den nordiske energibalansen er i vår Basis noe økende til 2030, men faller igjen mot 2040 blant annet på grunn av nedleggelse av svensk kjernekraft¹⁸. Det er vesentlig usikkerhet knyttet til utviklingen i energibalansen, men vi ser det som mest realistisk at Norden har et moderat overskudd på lang sikt.

For den fremtidige utviklingen av flaskehalser og prisforskjeller er imidlertid den samlede energibalansen over året i Norden og per land av mindre interesse. En viktig grunn er at stor vekst i industriforbruk som dekkes opp av vind- og solkraft fører til store variasjoner i den løpende effektbalansen mellom ulike land og delområder. Dette driver overføringsbehovet time for time mer enn energibalansen over året. For det andre har det mye å si hvor nytt forbruk og ny produksjon etablerer seg geografisk. Vindkraftutbyggingen de siste 10 årene, fremfor alt i nord i Sverige, har allerede økt overføringsbehovet mye

På overordnet nordisk nivå har vi lagt til grunn at trenden vi ser i dag med et økende overskudd, spesielt i Nord-Sverige, og større underskudd i sør snur etter 2030.



Figur 3-1: Produksjon og forbruk i Norden i Basis for 2020, 2030 og 2040

¹⁷ Rapporten kan lastes ned gjennom våre nettsider: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf

¹⁸ For en oversikt over energi- og effektbalansen i Norge i 2021 henviser vi til årets NUP.

Forbruk, produksjon og energibalanse i norske regioner i Basis

Det norske kraftforbruket vokser i vår Basis fra ca. 140 TWh i dag til rundt 170 TWh i 2030 og videre til ca. 185 TWh i 2040. Uten energieffektivisering i bygg ville forbruket vært høyere. Utfallsrommet vi opererer med for forbruket er fra ca. 160 til 220 TWh (Figur 1-2 i sammendraget).

Produksjonen vokser fra om lag 155 TWh til i underkant av 190 TWh i 2040 (Figur 3-1). Tabell 3-1 viser hvordan denne veksten fordeler seg per elspotområde. Forbruksveksten har en relativt jevn spredning over hele landet, men hovedtyngden kommer i dagens NO2.

Når det gjelder produksjonen kommer den hovedsakelig fra vannkraft, havvind og solkraft. Økt vannkraft skyldes mindre utbygginger og klimaendringer. Dette er hovedgrunnen til at produksjonen i NO3 øker mye. Vi har ikke lagt til grunn effektutvidelser i store vannkraftverk, men understreker at dette kan komme gitt den øvrige markedsutviklingen.

I Basis 2040 har vi lagt inn 3000 MW havvind, der 2000 MW er i Sørlig Nordsjø og 1000 MW utenfor Utsira. Begge deler ligger i dagens NO2 og er i Basis radielt tilknyttet land¹⁹. Til 2040 har vi også lagt til grunn ca. 12000 MW installert effekt fra solkraft i Sør-Norge, som produserer ca. 10 TWh årlig. Samlet sett gjør dette at energibalansene i et normalår per elspotområde i 2040 ikke er veldig ulike det vi har i dag. Det gjør også så overføringsbehovet øker mindre enn om vi hadde konsentrert forbruket mer til noen områder og produksjonen til andre.

Tabell 3-1: Produksjon og forbruk for prisområdene i Norge i vår Basis for 2020, 2030 og 2040. Alle tall i TWh.

		NO4 nord	NO3 midt	NO5 vest	NO2 sør	NO1 øst
2020	Produksjon	28	28	18	50	21
	Forbruk	20	30	14	32	42
	Balanse	8	-2	4	18	-21
2030	Produksjon	33	38	20	59	24
	Forbruk	27	36	18	46	45
	Balanse	6	3	2	13	-21
2040	Produksjon	35	39	21	70	26
	Forbruk	30	37	18	52	47
	Balanse	5	2	3	18	-21

Mer sol- og vindkraft og mindre kjernekraft gjør at effektsituasjonen vil svinge mye mer enn i dag

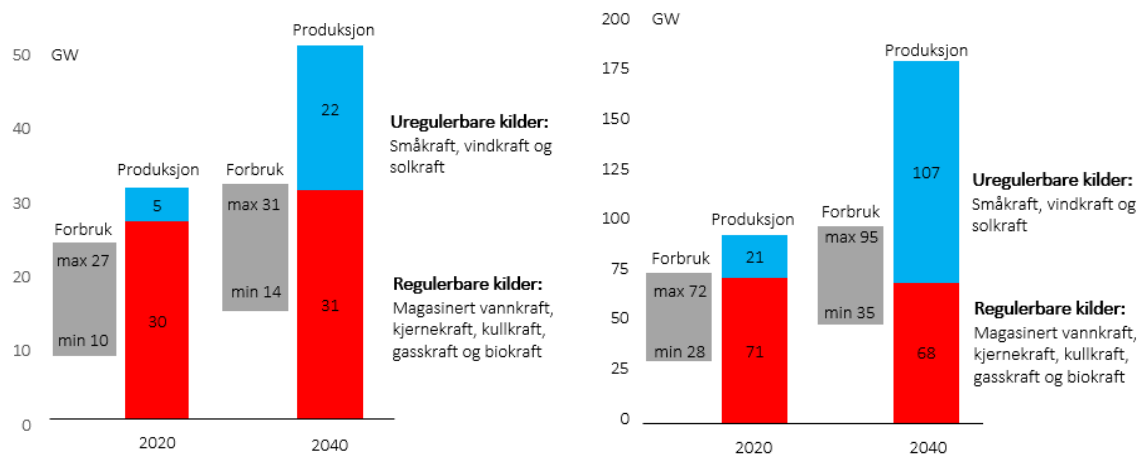
Figur 3-2 viser at Norden i dag har omtrent like mye installert effekt fra regulerbare kilder som det maksimale forbruket. I 2040 er derimot forbruket i mange timer høyere enn installert effekt fra regulerbare kilder. I perioder med lite bidrag fra vind og sol om vinteren må derfor forbruk respondere på pris for å skape balanse i kraftmarkedet. I modelleringen har vi lagt til grunn forbruksreduksjon i industri i perioder med høye priser. I tillegg er det noe prisfølsomhet i alminnelig forbruk. Vi har ikke lagt til grunn hydrogenkraftverk i Norden. Det kan bli lønnsomt, for eksempel i Sør-Sverige.

På den andre siden ser vi stadig flere timer der den samlede uregulerbare nordiske produksjon er større enn forbruket. I Norge vil tilsigsendringer fra sesong til sesong fortsatt ha stor betydning for

¹⁹ Vi ser i sensitiviteter både på en større utbygging og konsekvensene for nettet på land av hybrid tilkobling av vindkraften fra Sørlege Nordsjø

utveksling og priser. Mye solkraft i sør gir høy flyt fra sør til nord i sommerhalvåret når forbruket er lavt.

Denne utviklingen øker prisforskjellene som oppstår i kraftmarkedet både gjennom å øke antall timer med flaskehals (se 3.3), og at mer volatile priser gjør at prisforskjellene som oppstår i timer med flaskehals blir større.



Figur 3-2: Maksimal effekt fra regulerbare og uregulerbare kraftverk i Norge (til venstre) og Norden (til høyre) i 2020 og 2040, samt minimum og maksimum forbruk.

3.2 I Basis ligger prisene på rundt 40 €/MWh i 2040, og er vesentlig mer volatile enn i dag

Hvor store prisforskjeller som oppstår i det norske markedet, vil være påvirket av hvordan prisene utvikler seg i det europeiske markedet. Økt prisvariasjon vil smitte inn i Norge og øke prisforskjellene sammenlignet med hva vi har sett historisk.

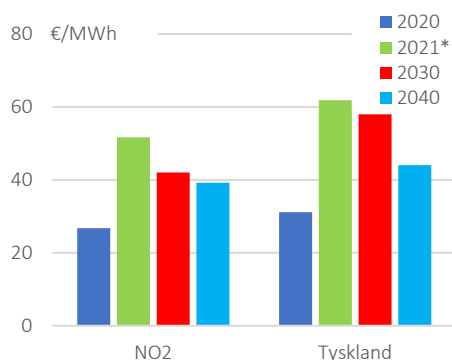
Høye priser i 2030 – massiv vekst i vind og solkraft i Europa trekker ned norske priser i basis til 2040

Figur 3-3 viser gjennomsnittlige kraftpriser for Sør-Norge og Tyskland i Basis. Våren 2021 gjorde vi en oppdatering av datasettene frem til 2030 på grunn av den sterke veksten i kvoteprisen, og forventninger om et høyt nivå også på sikt²⁰. Det gjør at prisene i Basis 2030 nå er i tråd med vårt høye prisscenario fra høsten 2020. I Basis 2040 legger vi fortsatt til grunn de samme prisene som i Basis fra LMA 2020.

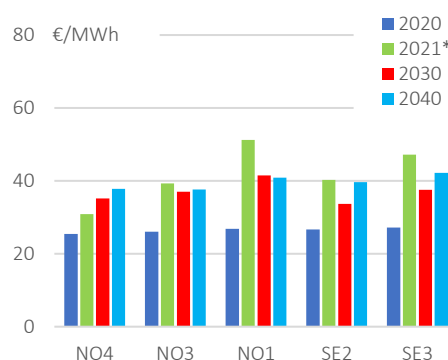
Konsekvensen er at gjennomsnittsprisene i Europa i Basis synker fra ca. 60 €/MWh i 2030 til i overkant av 40 €/MWh i 2040, ettersom andelen vind- og solkraft vokser raskt. Dette slår inn på norske priser som synker fra ca. 50 €/MWh til ca. 40 €/MWh (se Figur 3-3). Utviklingen i Norden fra 2030 til 2040 har nøytral påvirkning på prisen i Sør-Norge. Redusert kraftoverskudd i Sverige utligner effekten av noe sterkere kraftbalanse i Sør-Norge.

Flaskehalser sørover både i Norge og Sverige gjør at prisene i NO4 og NO3 i 2030 ligger under de i Sør-Norge. Til 2040 nærmer prisene i nord seg de i sør. Grunnen er at overføringskapasiteten i Sverige øker vesentlig, at vi venter en betydelig vekst i forbruket nord i Sverige og Norge, og at hovedtyngden av ny produksjon kommer i sør. Utviklingen i Sverige vil i noe større grad trekke opp prisene i Midt- og Nord-Norge enn i Sør-Norge (se 3.3).

²⁰ Vi har ikke justert opp prisene på gass og kull, da den streke prisoppgangen vi har sett i 2021 trolig er midlertidig.



Figur 3-3: Gjennomsnittspriser for Sør-Norge og Tyskland i Basis. Prisen for 2021 er historisk snittpris t.o.m. august 2021²¹.



Figur 3-4: Gjennomsnittspriser for utvalgte prisområder i Norden i Basis. Prisen for 2021 er historisk snittpris t.o.m. august 2021.

Prisene time for time vil i stor grad svinge i takt med bidraget fra vind og solkraft i Nord-Europa

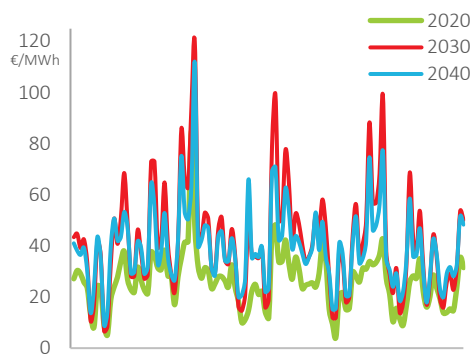
Kraftprisene time for time i Nord-Europa har de siste 10 årene i stadig sterkere grad blitt påvirket av variasjonen i vind- og solkraft. De neste 10-20 årene vil denne trenden forsterke seg markant ettersom fornybar produksjon vokser enormt på bekostning av spesielt kull- og kjernekraft.

Samtidig vil nye typer fleksibilitet komme til fra flere ulike kilder. De viktigste vil være produksjon av hydrogen via elektrolyse, batterier, forbruk som kobler ut og hydrogenkraftverk. Dette virker dempende på veksten i prisvariasjon. Punktene under oppsummerer på overordnet nivå hvordan dette påvirker prisene i vår Basis.

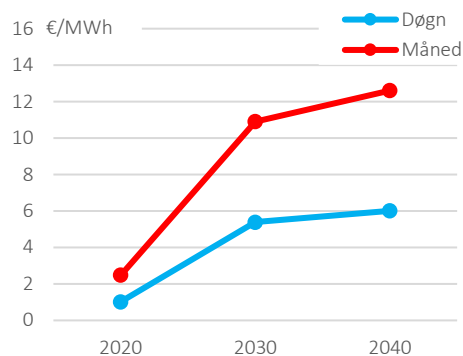
- Prisene vil følge bidraget fra vindkraftproduksjonen. Denne går typisk i syklur på 3-7 dager. Samtidig kan det være perioder på opptil 2-3 uker med både lite og mye vind.
- Dette vil gjøre at prisene varierer langt mer i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret. Årsaken er for det første at vindkraften er større, men også at den er mer variabel i vinterhalvåret. Samtidig er bidraget fra solkraften langt mindre og forbruket høyere på vinteren.
- Batterier gjør at systemet i Europa har voldsom kapasitet til å flytte energi over kortere perioder. Det betyr et mønster der prisene er relativt stabile innenfor et intervall på to-tre dager i modellsimuleringene våre. For lengre tidsintervaller blir ubalansene i energi for store for å håndtere med batteri og annen type kortvarig fleksibilitet. I perioder med lite vind om vinteren vil prisene ofte være knyttet mot marginalkostnadene i hydrogenkraftverk, mens de i perioder med mye vind vil være gitt av betalingsviljen til å produsere hydrogen via elektrolyse.
- Europeiske kraftpriser vil variere betydelig mellom år på grunn av variasjoner i været fordi noen er relativt kalde og vindfattige, mens andre er varme med mye vind. Variasjoner knyttet til brenselpriser og kvotepriser får mindre effekt på prisene, men prisen på hydrogen blir viktig. Vi har i modellen en konstant pris på hydrogen, men denne vil trolig bli høyere i år med lite vind. Dette vil i så fall forsterke prisforskjellen mellom ulike år.
- Prisene vil generelt være lave på dagen i sommerhalvåret.

Disse prismønstrene vil smitte over på norske priser, selv om effekten er noe dempet her sammenlignet med i Europa (Figur 3-5 og Figur 3-6).

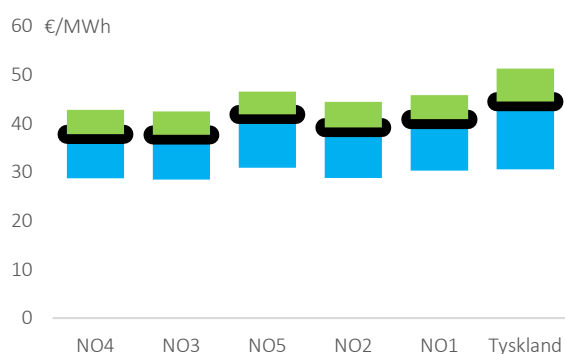
²¹ Historisk snittpris i 2021 er langt høyere enn snittprisen i Basis2020. Det skyldes kraftig vekst i prisene på gass, kull og EU ETS, i tillegg til at 2021 har vært relativt tørt. Vi legger til grunn at veksten i kvoteprisen er permanent, mens oppgangen i prisene på gass og kull er midlertidig.



Figur 3-5: Snittpriser per kvartal over alle værår i NO2 i Basis 2020, 2030 og 2040



Figur 3-6: Prisvolatilitet i NO2, definert som gjennomsnittsavvik time for time innenfor måneden eller døgnet



Figur 3-7: Utfallsrom for gjennomsnittlig kraftpris i 2040 i ulike områder i Norge og Tyskland

3.3 Stor vekst i forbruk og produksjon gir høyt overføringsbehov i det nordiske nettet

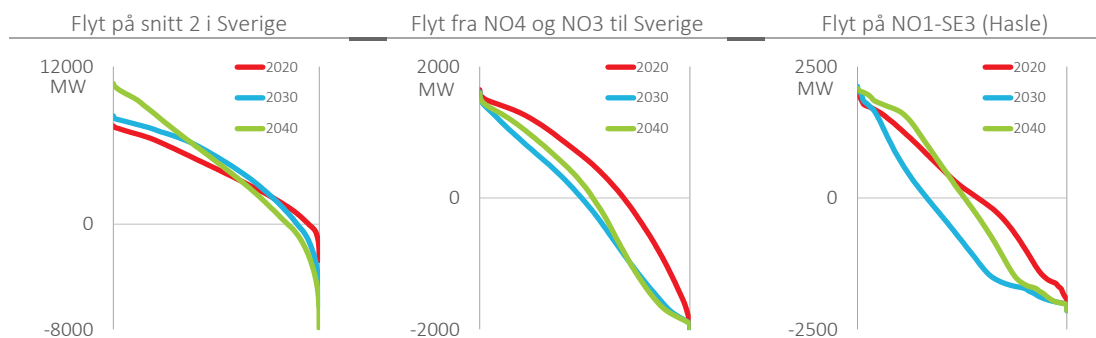
Kraftoverføringen i det nordiske nettet har økt mye i løpet av de siste 10 årene. Utviklingen beskrevet over der forbruksvekst blir dekket av vindkraft og solkraft forsterker denne trenden de neste 10-20 årene. I kapittel 4 til 8 ser vi på hvordan dette påvirker flyt, flaskehalser og prisforskjeller i ulike områder i Norge. Her viser vi kort hvordan dette påvirker flyten nord-sør i Sverige, og på ledningene mellom Norge og Sverige. Prisforskjellene vi ser internt i Norge henger i større eller mindre grad sammen med dette.

Kapasiteten i det svenske nettet øker mye slik at flaskehalsene holdes på et moderat nivå

Den store overføringen av kraft mellom nord og sør i Norden skjer i Sverige. Massiv vindkraftutbygging nord i Sverige sammen med mindre kjernekraft i sør har økt overføringen mye de siste årene. Mot 2030 og 2040 forsterker trenden seg (Figur 3-8).

Høyere kapasitet i det svenske nettet demper imidlertid effekten på flaskehalser i Basis. Vi forutsetter at kapasiteten øker fra ca. 7 000 MW i dag til 8 000 MW i 2030 og videre til ca. 10 000 MW i 2040. Det gjør at flaskehalsene fra nord til sør blir mindre til 2040, selv om overføringsbehovet øker hele veien. I tillegg bidrar økt industriforbruk i Nord-Sverige til å dempe veksten i overføringsbehovet sørover.

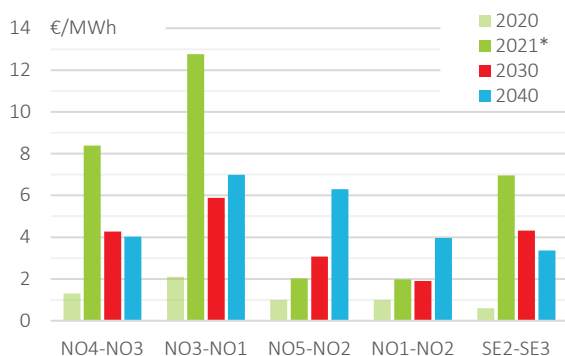
Sammen med solkraft i sør og mer forbruk i Finland gir det økte industriforbruket i Nord-Sverige at vi får stor flyt nordover i en del timer sammenlignet med hva vi har sett historisk, spesielt om sommeren. Dette smitter også inn i Norge.



Figur 3-8: Oversikt over flytmønster til og gjennom Sverige

Figur 3-9 viser hvordan simulerte prisforskjeller mellom dagens prisområder utvikler seg mot 2040 i vår Basis. Simuleringer av basisdatasettet for 2020 representerer på en god måte nivået på prisforskjellene vi har sett historisk de siste 10 årene. Til 2030 forventer vi større prisforskjeller mellom nord og sør i Norden. Det gjør at prisene i NO4 og NO3 blir liggende på et lavere nivå enn i Sør-Norge selv om de midlertidige forholdene som gir dagens veldig store forskjeller forsvinner.²² Mer kraftproduksjon, spesielt lokalt i NO3, bidrar også til lavere pris i de to nordligste områdene. I kapittel 4.1 ser vi på hvordan de planlagte forsterkningene over Sognefjorden bidrar til å dempe prisforskjellene. Disse forsterkningene ligger inne i Basis 2030.

Til 2040 dempes flaskehalsene ved høy søroverflyt blant annet på grunn av at kapasiteten i det svenske nettet øker fra 8000 MW til 10500 MW. I Norge opprettholdes likevel prisforskjellene mellom Sør- og Midt-Norge fordi færre timer med flaskehals sørover erstattes av mer flaskehals nordover, og mot Sverige. Internt i Sør-Norge øker prisforskjellene på grunn av flere timer med flaskehals ut av NO2. Dette skyldes utbyggingen av havvind i NO2, mer industri i resten av landet, og flere lave priser på kontinentet.



Figur 3-9: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom ulike prisområder i Norge i Basis. 2021* viser historisk prisforskjell t.o.m. august 2021. 2020 er simulert i et datasett som skal representere kraftsystemet slik det så ut i 2020.

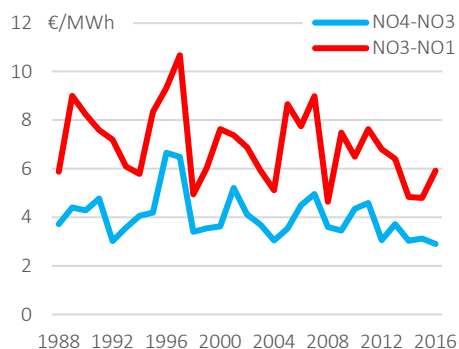
Simuleringene fanger hvordan prisforskjeller varierer med været, men flere forhold er ikke inkludert

I ATK viser vi mest utvikling i gjennomsnittlige prisforskjeller. Det er altså snittet over alle timer over 29 ulike vær år. Mellom, og innenfor disse 29 årene varierer flaskehalser og prisforskjeller veldig mye. Våre simuleringer fanger hovedsakelig opp usikkerhet knyttet til været. Altså hvordan variasjoner i tilsig, temperatur, vind og sol påvirker markedet. I virkeligheten vil alt fra utfall av ledninger og

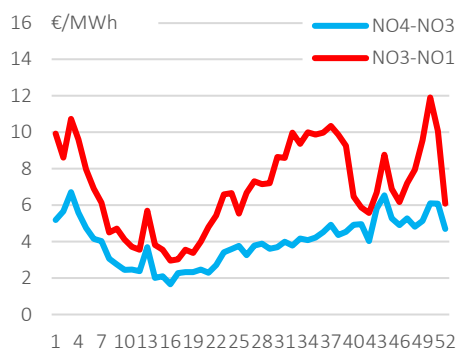
²² Vår basisdatasett er ikke i nærheten å representere situasjonen vi har hatt til nå i 2021 som har gitt svært store prisforskjeller mellom nord og sør i Norge. Det er mange grunner til dette. For det første har kapasiteten nord-sør i Sverige i snitt vært under 6000 MW, mens vi antar at den er rett under 8000 MW i 2030 og 10000 MW i 2040. Videre har kapasiteten fra SE3 til NO1 så langt i år vært mellom 250 til 100 MW i mange timer. I tillegg har europeiske priser vært ekstremt høye i 2021. Sammen med at det har vært relativt vått i nord og tørt i sør har dette gitt store prisforskjeller til nå i 2021. Sammenlikner vi med historikken fra 2010 til 2020 har prisforskjellene i Norge i snitt ligget ganske nærme det vi ser i datasettet som representerer 2020. Fremover forventer vi betydelig større forskjeller enn det som har vært historisk selv om noen av de forholdene som gir ekstraordinært store forskjeller akkurat nå delvis forsvinner.

kraftverk til makroøkonomisk konjunkturer føre til at prisforskjellene blir større og varierer mer over tid.

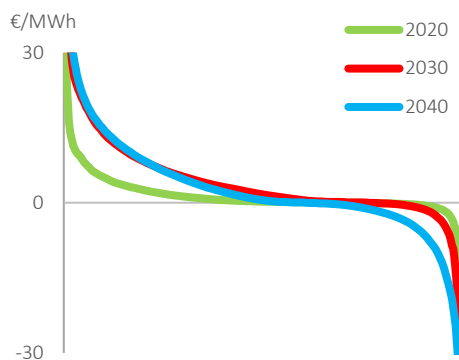
Figur 3-10 og Figur 3-11 viser på to ulike måter hvordan prisforskjellene mellom NO4-NO3 og NO3-NO1 i vårt basis-scenario for 2025 er avhengig av været mellom år og innad i år. Varighetskurvene i Figur 3-12 og Figur 3-13 prisforskjellene for alle simulerte timer mellom NO3 og NO1 og NO2 og NO1 i 2020, 2030 og 2040.



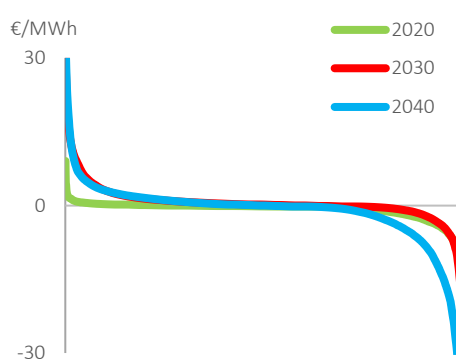
Figur 3-10: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time i snitt for hvert simulerte værår i Basis 2040



Figur 3-11: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time i snitt per uke over året i Basis 2040



Figur 3-12: Varighetskurve for time for time prisforskjell mellom NO3 og NO1. Positive verdier ved lavest priser i NO3.



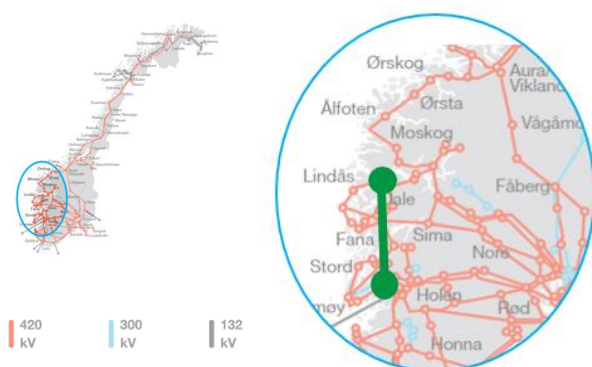
Figur 3-13: Varighetskurve for time for time prisforskjell mellom NO2 og NO1. Positive verdier ved lavest priser i NO1.

4 Vestlandet – 420 kV nord-sør-forbindelse fra Modalen til Sauda

I dette kapitlet ser vi på konsekvensen av flaskehalser på Vestlandet. Statnett planlegger å oppgradere begge ledningene over Sognefjorden fra Sogndal til Aurland i Hallingdal og Modalen i Hordaland til 420 kV innen 2030. Den gjenværende strekningen på 300 kV mellom Samnanger i NO5 og Sauda i NO2 er da den strukturelle flaskehalsen på transportkanal-nivå på Vestlandet²³.

Vi har her valgt å se på oppgradering av hele strekningen mellom Modalen og Sauda til 420 kV. Oppgraderingen vil skje trinnvis der man begynner i sør mellom Sauda og Samnanger. Den siste strekningen mellom Modalen og Samnanger må ses i sammenheng med tiltak i nettet lokalt i Bergens-området som er nødvendig for å knytte til mer forbruk lenger ut mot kysten.

Vi ser mange nyttevirksomheter av å oppgradere denne til 420 kV. Tiltaket gir betydelig økt kapasitet som utnyttes i mange timer. Dette bedrer utnyttelsen av nettet i hele Sør-Norge og legger til rette for mer forbruk, spesielt i Bergens-regionen, men også lenger nord på Vestlandet. Videre er tiltaket også et premiss for å få god effekt av andre nettførsterkninger i Sør-Norge.



Figur 4-1:
Transmisjonsnettet i
2021. Grønne linjer
Illustrerer Sauda –
Modalen.

4.1 Oppgradering av Sogndal-Modalen fjerner i stor grad flaskehalsen sørover fra Sogndal

Transmisjonsnettet nord-sør på Vestlandet består av en gjennomgående 300 kV-ledning fra Sogndal via BKK-regionen og videre til Haugalandet. Dette nettet er forbundet med det sterke nettet i Hallingdal som går videre til det sentrale Østlandet fra Sogndal til Aurland, og fra Samnanger til Sima. I sør er det tilknyttet Sør-Vestlandet med tre ledninger fra Sauda.

Vi forventer to strukturelle flaskehalser fremover. Den første er knyttet til overføringen av kraft sørover over Sognefjorden på de to 300 kV ledningene til Modalen og Aurland.²⁴ Den andre er knyttet til overføring av kraft mellom NO5 og NO2 mellom Samnanger og Sauda. Den første begrenser mest ved flyt sørover, mens den sørlige ledningen er en flaskehals både ved flyt nordover og sørover

Oppgradering av Sogndal-Aurland og Sogndal-Modalen øker kapasiteten sørover med ca. 1000 MW

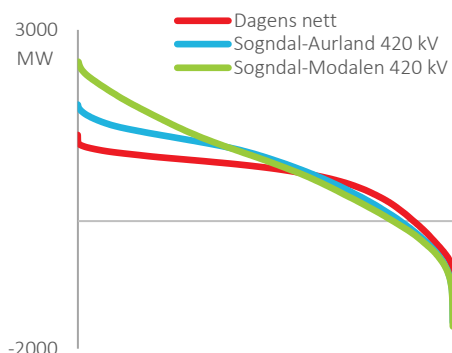
I basisnettet vi bruker i denne analysen er altså begge ledningene over Sognefjorden oppgradert til 420 kV. Sogndal-Aurland er planlagt til 2025, og Sogndal-Modalen til 2027/28. For å illustrere effekten av disse tiltakene har vi simulert to varianter av 2030. En med begge ledningene fortsatt på 300 kV og en med kun Sogndal-Aurland på 420 kV.

²³ Dagens prisområdegrense mellom NO2 og NO5 går på strekningen mellom Blåfalli i NO2 og Mauranger i NO5.

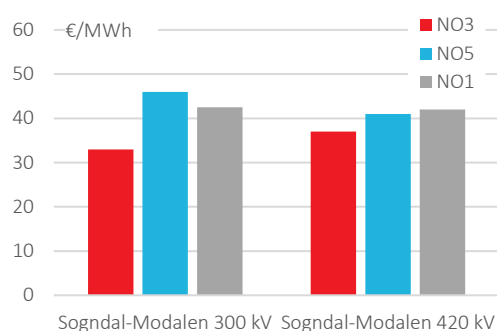
²⁴ Dagens prisområdegrense mellom NO3 og NO5 er 420 kV ledningen mellom Høyanger og Sogndal. I vår modell er grensen flyttet til sør for Sogndal til strekningene Sogndal-Aurland og Refsdalen-Modalen. Grunnen er at grensen mellom områdene markedsmodellen er delt opp i går sør for Sognefjorden. Det er dessuten her den fysiske flaskehalsen ved høy flyt sørover oppstår. Det betyr at Indre Sogn og produksjonen mellom Refsdal og Sogndal er flyttet fra NO5 til NO1 i våre simuleringer. Det har lite å si for resultatene vi ser på her.

Våre simuleringer indikerer at dette øker kapasiteten over Sognefjorden fra mellom 900-1400 MW med to 300 kV ledninger til godt over 2000 MW med begge ledningene på 420 kV (Figur 4-2). Dette er tilstrekkelig til å fjerne den fysiske flaskehalsen som oppstår ved høy flyt sørover i de aller fleste timer i Basis 2030²⁵. Flyten øker ikke bare på grunn av mer kapasitet, men også fordi at mindre impedans "flytter" flyt fra Gudbrandsdalen og Sverige til Vestlandet.

Figur 4-3 viser hvordan dette påvirker prisene i NO3, NO5 og NO1. Vi ser at tiltakene reduserer prisene i NO5 gjennom hele året ned til nivået i NO1, mens prisene i NO3 øker noe. Det siste skyldes hovedsakelig høyere priser i sommerhalvåret.



Figur 4-2: Varighetskurve for flyt samlet flyt over Sognefjorden (Sogndal-Aurland + Refsdal-Modalen) med Sogndal-Aurland og Sogndal-Modalen på 300 kV, Sogndal-Aurland på 420 kV og begge ledningene på 420 kV i Basis 2030. Positive verdier er i retning Aurland eller Modalen.



Figur 4-3: Gjennomsnittspriser i NO3 og NO5 og NO1, med Sogndal-Modalen på 300 kV og på 420 kV i Basis 2030

Gjenstående prisforskjeller mellom NO3 og NO5 skyldes i stor grad flaskehalser andre steder

Det vil fortsatt være timer med prisforskjell mellom NO3 og NO5 etter at ledningene nordfra er oppgradert. I noen av timene skyldes dette at det fremdeles kan oppstå fysisk flaskehals ved høy flyt sørover. Disse vil for det første være knyttet til spenningsforhold i BKK som begrenser hvor mye som kan flyte sørover på Sogndal-Modalen, trolig ca. 1400 MW. For det andre kan utfall av Sogndal-Aurland gi overlast på den gjenværende 300 kV ledningen mellom Modalen og Samnanger via Evanger²⁶.

Hovedgrunnen til at det er prisforskjell er imidlertid flaskehalser andre steder i nettet. Det er tre flaskehalser som hovedsakelig gir lavere priser i NO3 enn i NO5:

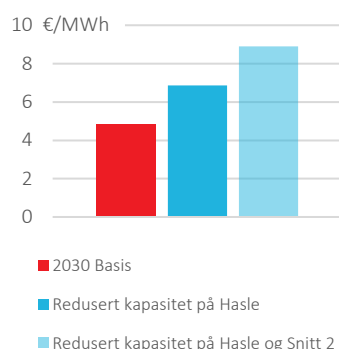
- Nord-sør i Sverige over snitt 2
- Flaskehals ved import fra Sør-Sverige til NO1 i Sør-Norge
- Flaskehalser i Gudbrandsdalen og fra NO3 til SE2.

I våre datasett har vi i utgangspunktet høy tilgjengelig kapasitet i nettet. Figur 4-4 illustrerer hvordan redusert kapasitet mellom SE2 og SE3, og SE3 og NO1 påvirker prisforskjellen mellom NO3 og NO5. I den ene simuleringen har vi redusert importkapasiteten fra SE3 til NO1 med 1000 MW, mens i den andre har vi også redusert kapasiteten på snitt 2 i Sverige med 2000 MW (Figur 4-4). I simuleringen

²⁵ Vår modell overdriver trolig flyten over disse ledningene noe, men det er likevel ingen tvil om at kapasitet og flyt øker mye ved å gå fra to ledninger på 300 kV til to på 420 kV. Flyten sørover på Høyanger-Sogndal, dagens elspotgrense NO3-NO5, vil naturlig nok være lavere enn snittet Sogndal-Aurland-Refsdal-Modalen fordi det er mye produksjon i Indre Sogn og mellom Sogndal og Refsdal.

²⁶ Når vi har lagt inn spenningsoppgradering av den sørlige delen fra Samnanger til Sauda har vi også inkludert strekningen fra Samnanger via Modalen til Evanger. Det betyr at de relativt få timene utfall av Sogndal-Aurland vil gi overlast på denne strekningen vil bli borte. Dette tiltaket kan altså komme noe etter det første trinnet i sør.

med kun redusert kapasitet fra SE3 til NO1 øker prisforskjellene med 50 prosent, mens de øker med 100 prosent når vi i tillegg reduserer kapasiteten i Sverige. Kapasiteten gitt til markedet på disse to kanalene har for øvrig vært lavere enn i dette regneeksempelet så langt i år.



Figur 4-4: Prisforskjell mellom NO3 og NO5 i 2030, med 1000 MW redusert importkapasitet på Halse, og med 2000 MW redusert kapasitet i Snitt 2 i Sverige.

Fortsatt flyt fra høy pris i NO5 til lav pris i NO3 på vinteren selv om begge ledningene er oppgradert

Statnett setter negativ overføringskapasitet i markedet en del av tiden. Motivasjonen til Statnett for å sette negative kapasiteter er å gjøre markedsflyt og fysisk flyt lik. Det igjen er viktig for å unngå større flaskehalser andre steder i nettet. Store avvik mellom flyten i markedet og den fysiske flyten i driftstimen er også uheldig med tanke på driftssikkerheten.

Det er to forbindelser Statnett i dag bruker negativ kapasitet på, mellom NO3-NO5 og NO3-NO5. Vi ser også flyt- og prismønsteret som gjør at Statnett setter negative kapasiteter i våre simuleringer med flytbasert markedskobling (se Figur 1-4). Spesielt i timer om vinteren kan det bli relativt mye flyt nordover selv om prisene i NO5 er langt høyere enn i NO3.

Den høye prisen i NO5 kommer av knapphet på rimelig effekt sør i Norge og Sverige. Den lave prisen i NO3 kommer av at området er en del av et felles overskuddsområde med Nord-Norge og Nord-Sverige. Kort fortalt må ekstra produksjon i NO5 komme fra dyre kraftverk i sør fordi det er flaskehalser mellom NO5 og den billige kraften i nord, selv om disse flaskehalsene ikke ligger akkurat mellom NO3 og NO5. Samtidig er det ikke flaskehals mellom NO5 og for eksempel Sør-Sverige.

Vi ser i våre simuleringer av basisdatasettene for 2030 og 2040 at timer med tilsvarende pris- og flytmønster fortsetter selv om vi oppgraderer begge ledningene over Sognefjorden til 420 kV. Grunnen er at prisene reflekterer flaskehalser andre steder i nettet som oppgradering over Sognefjorden i liten grad påvirker i disse timene.

4.2 Ledningen mellom Sauda og Modalen blir en økende flaskehals

Etter at Sogndal-Aurland og Sogndal-Modalen er oppgradert til 420 kV er altså de strukturelle flaskehalsene i overføringen på Vestlandet primært knyttet til overføringen mellom Samnanger og Sauda. Det vil oppstå flaskehals begge veier, men ved stor vekst i forbruket i Bergen og omland slik det nå ligger an til, blir den dominerende flaskehalsen nordover. Utviklingen av havvind lengst sør i Norge forsterker dette. Det samme gjør industrivekst lenger nord i NO3 og NO4.

Forventer flere timer flaskehals mellom NO2 og NO5, spesielt nordover i vinterhalvåret

Figur 4-5 viser simulert flyt på Mauranger-Samnanger²⁷ i våre basisdatasett for 2030 og 2040. Flyten begrenses til rundt 700-800 MW med ledningen på 300 kV. I Basis 2030 er det omtrent like mange

²⁷ På ledningen Blåfalli-Mauranger-Samnanger (B-M-S) har B-M høyere termisk kapasitet enn M-S. Ved flyt nordover begrenser derfor M-S før B-M. Ved høy flyt sørover kan likevel B-M begrense før M-S på grunn av at det er 300 MW produksjon under Mauranger. Vi forutsetter her at B-M blir temperaturoppgradert. Det gjør at flaskehalsen på dette strekket, både nordover og sørover, vil være på Mauranger-Samnanger.

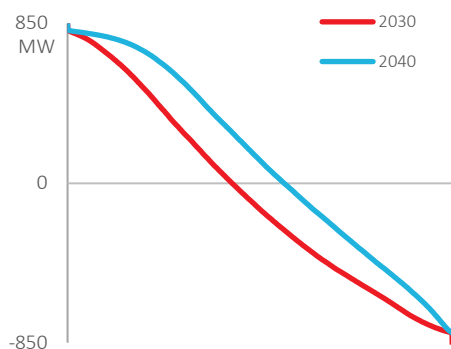
timer med flaskehals begge veier. Til 2040 øker flyten og flaskehalsen nordover vesentlig i Basis, mens den sørover dempes.

I Bergens-regionen er forutsetningene omtrent uendret fra 2030 og 2040. Det er to hovedgrunner til at flyten nordover likevel øker betydelig. For det første skyldes dette havvind i Sørlige Nordsjø og utenfor Utsira²⁸, og at mer fornybar på kontinentet gir flere timer med lave priser på kontinentet og i Storbritannia. Importen fra disse landene sammenfaller i stor grad med produksjonen fra vindkraft både på havet og på land i det sørligste prisområdet i Norge. Den andre grunnen er at mer industri lenger nord i Norge og Sverige øker flyten nordover i hele det nordiske systemet.

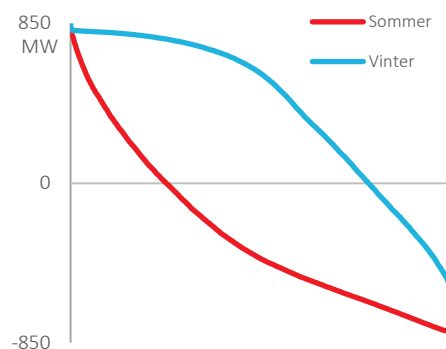
Det er stor sesongvariasjon i kraftflyten (Figur 4-6). Flyten nordover på Vestlandet vil typisk være stor om vinteren i timer med høyt forbruk samtidig med at det blåser mye i Nordsjøen. Kraftverkene vest i NO5 rundt Bergen har også relativt lite magasinkapasitet slik at de i mange timer på vinteren har lav produksjon fordi de må spare på vannet selv om forbruket er høyt.

Ved høy flyt nordover oppstår flaskehalsen på ledningen mellom Sauda-Blåfalli eller Mauranger-Samnanger. Det er to typer begrensninger. Enten oppstår det overlast på ledningen sørfra ved utfall av Sima-Samnanger, men kapasiteten på ledningen kan også begrense direkte ved intakt nett. Det siste betyr at eventuelt bruk av systemvern på forbruk i Bergen ved utfall av Sima-Samnanger i mange timer ikke vil løfte overføringskapasiteten. Systemvern løfter bare kapasiteten hvis det er snitt (utfall av andre ledninger) som er flaskehals.

Flaskehalsene sørover oppstår i sommerhalvåret når tilsiget er unormalt stort. Før Sogndal-Modalen blir oppgradert vil det være få timer flaskehals sørover mellom Modalen og Sauda på grunn av mer forbruk i Bergensregionen. Når kapasiteten inn til området nord- og østfra øker, gjenoppstår flaskehalsen sørover i en del timer²⁹.



Figur 4-5: Varighetskurve for flyt fra Mauranger til Samnanger i 2030 og 2040, med 300 kV. Positive verdier er i retning Samnanger.



Figur 4-6: Flyt på Mauranger-Samnanger i 2040 fordelt på sommer og vinter. Positive verdier er i retning Samnanger.

Flaskehals på Vestlandet er en viktig årsak til økende prisforskjeller i Sør-Norge

Prisforskjellene time for time internt i Sør-Norge øker i våre datasett, spesielt til 2040 (Figur 4-7). Flere timer med flaskehals knyttet til kapasiteten mellom Samnanger og Sauda er en viktig grunn til dette. Denne er hovedårsaken til prisforskjellene mellom NO5 og NO2, og NO5 og NO1, i tillegg til at den også bidrar til prisforskjeller mellom NO2 og NO1.

- I timer der mye kraft skal ut av NO2 kan en flaskehals nordover på Mauranger-Samnanger også gi prisforskjell mellom NO2 og NO1 selv om det er ledig kapasitet mellom disse områdene. Det

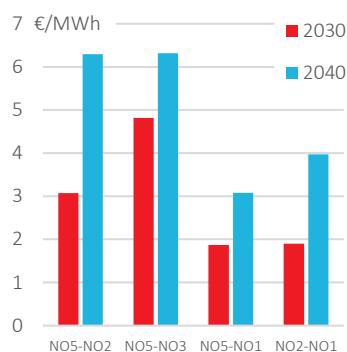
²⁸ Øker fra 500 MW i 2030 til 1000 MW i 2040

²⁹ På tross av dette er det liten tvil som at oppgradering av Sogndal-Modalen reduserer de samlede flaskehalsene i systemet mye.

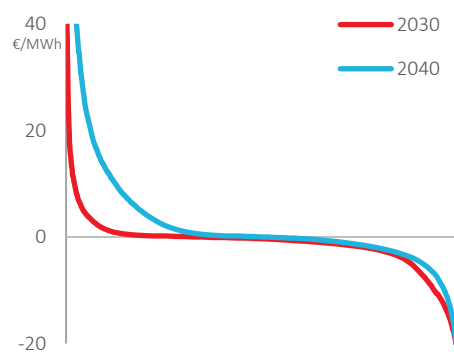
motsatte kan også være tilfelle. En flaskehals mellom NO2 og NO1 kan gi prisforskjell mellom NO2 og NO5 selv om det ikke er flaskehals mot NO5.

- I timer med flaskehals sørover på sommeren gir det lavere pris i NO5 enn i NO1 selv om flyten på ledningene fra NO5 til NO1 gjennom Hallingdal er langt under kapasiteten på nærmere 4000 MW.

Under, i kapittel 4.3, viser vi hvordan ulike sensitiviteter slår ut på prisforskjeller med ledningen på 300 kV og 420 kV. Disse bekrefter bildet som vi ser i Basis.



Figur 4-7: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom områder i Sør-Norge i 2030 og 2040



Figur 4-8: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO5 og NO2 i 2030 og 2040

Planlagte driftsstanser i nettet kan bli vanskelig å løse før alle ledningene inn til Bergen er oppgradert

I perioder med planlagte driftsstanser eller langvarige feil på en av de to 420 kV ledningene inn til Bergens-regionen vil det oppstå en situasjon der forsyningen inn til området består av en 420 kV ledning i parallell med 300 kV sørfra. Det betyr at ved et utfall vil all i flyten inn til området som før gikk på den sterke ledningen legge seg på den svake. Konsekvensen er at samlet flyt inn til regionen begrenses til hva den svake ledningen tåler, ca. 800 MW. Våre simuleringer tyder på at det i disse situasjonen vil oppstå en vanskelig driftssituasjon, spesielt om vinteren. Et utfall krever trolig betydelig bruk av utkobling av industri. Dette forbruket må trolig ligge ute til feilen er rettet.

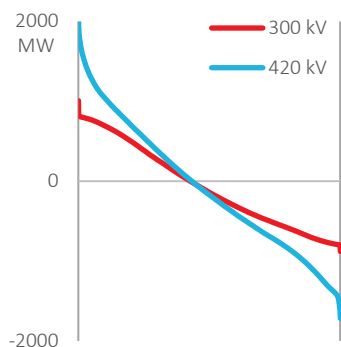
4.3 Oppgradering til 420 kV gir stor kapasitetsgevinst og legger til rette for mer forbruk

En oppgradering fra 300 til 420 kV mellom Modalen og Sauda er et stort tiltak som berører mange stasjoner. Vi har her valgt å se på oppgradering hele veien til Modalen selv om den største flaskehalsen er mellom Samnanger og Sauda. Bakgrunnen er at det er naturlig å bygge om hele ledningen til 420 kV, selv om det i praksis skjer trinnvis. Det er også behov for mer kapasitet mellom Samnanger og Modalen, men dette må ses i sammenheng med lokal nettutvikling i Bergen og omland

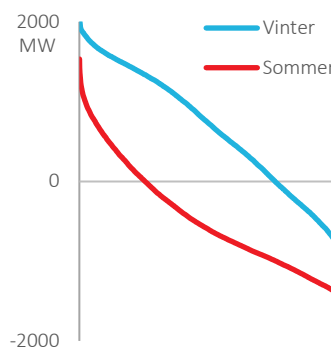
Oppgradering gir betydelig mer kapasitet som utnyttes i mange timer – avlaster nettet andre steder

Termisk kapasitet på ledningen øker med nesten 1000 MW ved oppgradering til 420 kV. Utnyttelsen av den nye kapasiteten vil være høy begge veier, der flyten ofte er vesentlig høyere enn den tidligere grensen gjennom hele året (Figur 4-9 og Figur 4-10). Dette reduserer flaskehalsene direkte mellom NO2 og NO5, men også mellom NO5 og NO1, og NO2 og NO1. Det siste gjelder spesielt i situasjoner der den lave kapasiteten mot Vestlandet også begrenser overføringen mot Østlandet om vinteren. Slik sett er også tiltaket til en viss grad et premiss for å få utnyttet eventuell økt kapasitet mellom NO2 og NO1 (se 6.3).

Økt kapasitet inn til Bergen og omland er også en viktig nyttevirking. Med Sogndal-Modalen på 420 kV vil det være høy kapasitet inn til området nordfra, men kapasiteten sørfra begrenser fortsatt ofte. 420 kV sørfra demper flaskehalsene som oppstår ved stort underskudd i Bergens-regionen om vinteren betydelig. Tre 420 kV ledninger inn til området er spesielt gunstig i timer med driftstanser eller langvarige feil. Med ledningen sørfra på 300 kV vil kapasiteten inn til området være ca. 800 MW hvis en av 420 kV ledningene er ute. Med alle tre på 420 kV øker kapasiteten til minst 1400 MW.



Figur 4-9: Varighetskurve for flyt fra Mauranger til Samnanger (positive verdier) i 2030 med ledningen på 300 kV og på 420 kV.

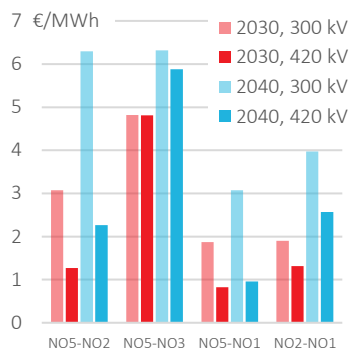


Figur 4-10: Varighetskurve for flyt fra Mauranger til Samnanger (positive verdier) fordelt på sommer vinter i 2040 med ledningen på 420 kV.

Prisforskjellene mellom områdene i Sør-Norge reduseres mye med Modalen-Sauda på 420 kV

Oppgradering til 420 kV mellom Modalen og Sauda demper prisforskjellene mellom de tre prisområdene i Sør-Norge, NO1, NO2 og NO5 (Figur 4-11). Effekten er naturlig nok størst mellom NO5 og NO2 der kapasiteten øker direkte. I Basis 2040 dempes prisforskjellen fra over 6 €/MWh til under ca. 2 €/MWh. I tillegg reduserer tiltaket prisforskjellene mellom NO2 og NO1 fra ca. 4 €/MWh til ca. 2.5 €/MWh, og fra NO5 til NO1 fra 3 €/MWh til under 1 €/MWh.

Likere priser mellom NO5 og NO1 skyldes at prisen øker i NO5 i timer i sommerhalvåret med flaskehals sørover på Vestlandet. De resterende prisforskjellene etter oppgradering er i vårt basisscenario mest knyttet til timer der flaskehalser østover fra NO2 mot NO1 gjør at NO2 får lavere pris enn det to andre områdene.



Figur 4-11: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom ulike områder i Sør-Norge i 2030 og 2040 med og uten oppgradering av Modalen-Sauda

Det er naturlig nok betydelig usikkerhet knyttet til hvor mye flaskehalsene og prisforskjellene øker. Vi har kjørt en mengde varianter av ulike forutsetninger både på Vestlandet, i Bergens-regionen, og i andre deler av landet i løpet av de siste årene. Alle gir et høyt overføringsbehov sammenlignet med kapasiteten i dagens nett i mange timer. Sammenlikningen mellom Basis 2030 og 2040 er i seg selv et eksempel, der timer med flaskehals sørover i 2030 erstattes av flere timer med flaskehals nordover i 2040.

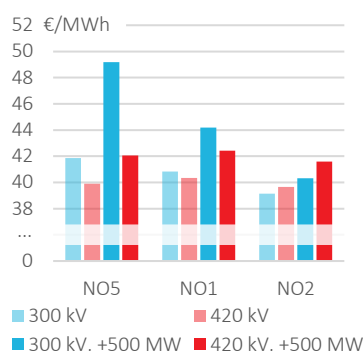
Prisforskjellene holdes på et moderat nivå selv om forbruket i Bergens-regionen øker mye

Vi viser her med utgangspunkt i Basis 2040 hvordan et par sensitiviteter slår ut på prisforskjellene mellom områdene i Sør-Norge, med Modalen-Sauda både på 300 kV og 420 kV:

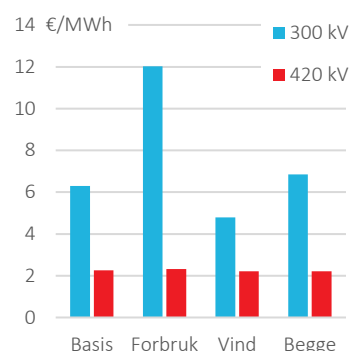
1. 500 MW mer industri i Bergens-området, 1 GW havvind i Bergens-området, og begge i kombinasjon
2. Fra 2000 til 3000 MW havvind utenfor NO2 i 2040
3. 500 MW mer industri i Sogn og Fjordane

Bergens-regionen har i dag et energiunderskudd på ca. 4 TWh. I Basis øker dette til 6 TWh i 2030 og 2040. Ytterligere forbruksvekst vil derfor raskt øke antall timer med flaskehals nordover hvis ledningen fortsatt er på 300 kV. Med 500 MW mer industriforbruk øker underskuddet til over 10 TWh i året. Resultatet er at NO5 får langt høyere pris enn de andre områdene i Sør-Norge (Figur 4-12).

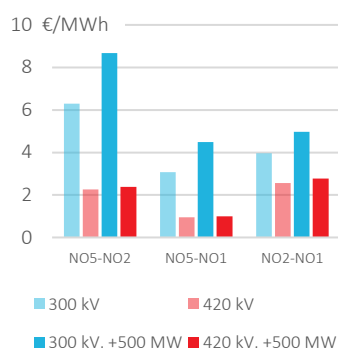
Mer forbruksvekst lenger nord på Vestlandet, her illustrert med mer forbruk i Sogn, vil ha en tilsvarende effekt, men mer dempet (Figur 4-14). Grunnen er at forbruk i NO3 belaster flaskehalsene som oppstår ved høy flyt nordover om vinteren. Oppgradering til 420 kV er derfor gunstig i et scenario der forbruket i NO3 øker betydelig.



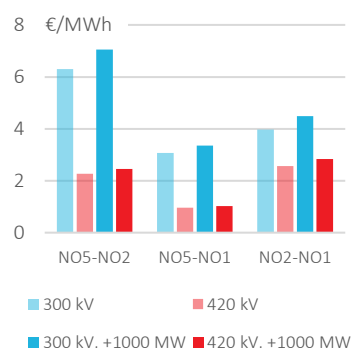
Figur 4-12: Gjennomsnittspriser i Sør-Norge i 2040 med/uten 500 MW industrivekst i BKK-området, og med/uten oppgradering til 420 kV-ledning på Vestlandet.



Figur 4-13: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO5 og NO2 i Basis 2040, og sensitiviteter med 500 MW mer forbruk i BKK, 1000 MW havvind i BKK, og begge disse. Alle med ledningen på 300 og 420 kV



Figur 4-14: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i Sør-Norge med og uten 500 MW mer forbruk i Nordvest, og med og uten oppgradering i 2040



Figur 4-15: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i Sør-Norge med og uten 1000 MW mer havvind utenfor Sørlandet, og med og uten oppgradering i 2040

En stor vekst i vindkraft lokalt i NO5, her illustrert med 1000 MW havvind, vil derimot dempe flaskehalsene og redusere prisforskjellene noe sammenlignet med Basis (Figur 4-13). Mindre flaskehalsen om vinteren blir til en viss grad motvirket av at flaskehalsene sørover øker i sommerhalvåret. Ytterligere vindkraft i NO2 vil naturlig nok ha motsatt effekt og øke flaskehalsene (Figur 4-15).

En like stor vekst i industriforbruk og havvind i Bergens-regionen med tanke på energi, gir moderat vekst i prisforskjellene fra Basis 2040 (Figur 4-13). Etter vår vurdering underdriver trolig modellsimuleringene veksten i flaskehalsen som følge av en stor vekst i både produksjon og forbruk noe.

I alle variantene vi har simulert i 2040 holdes prisforskjellene mellom NO2 og NO5 på et lavt nivå når vi simulerer med ledningen på 420 kV (Figur 4-13 til Figur 4-15). Det betyr i praksis at kapasiteten vi får med oppgradering vil være tilstrekkelig til å dekke overføringsbehovet i de aller fleste timer ved intakt nett, selv i varianten med størst overføringsbehov, en isolert forbruksvekst i NO5 på 500 MW.

I KVVU Bergen og omland fra 2020 så vi på et høyt forbruksscenario der underskuddet i Bergen og omland økt til over 15 TWh i et normalår³⁰. Da er selv ikke oppgradering av Modalen-Sauda nok til å hindre betydelige flaskehalsen inn til området. I et slikt scenario vil det være ekstra gunstig med mer lokal produksjon.

4.4 Høy norsk nytte selv om markedsnytten i første omgang kommer i utlandet

I kapittel 2 forklarer vi hvordan reduserte flaskehalsen i Norge gjør at det samlede produksjonsapparatet i Nord-Europa utnyttes mer effektivt. Dette gjør igjen at flaskehalsinntektene på forbindelsene fra Sør-Norge til Europa øker. Spesielt hvis flaskehalsen og prisforskjeller i Norge blir sterkt redusert øker flaskehalsinntektene mot utlandet mye. Konsekvensen er at mye av nytten i første omgang havner i utlandet. Oppgradering fra Modalen til Sauda er et godt eksempel på det.

Sterkt reduserte flaskehalsen i det norske nettet vil likevel ha positive effekter i Norge som ikke er inkludert når man ser på reduserte flaskehalskostnader i hele det europeiske systemet i statiske modellsimuleringer. En opplagt effekt er at det letter den daglige driften av kraftsystemet vesentlig.

Når et tiltak gir betydelig økt kapasitet og reduserer prisforskjellene mye, vil andre nytteeffekter være store. Den viktigste her er at 420 kV mellom Modalen og Sauda legger til rette for mer forbruk i Bergens-regionen, men også lenger nord på Vestlandet og Nord på Haugalandet. Verdien av for eksempel utbygging av havvind utenfor NO2 i Sørlig Nordsjø, og på Utsira vil også øke. Slik som forklart i kapittel 2.3 vil slike tilpasninger også føre til at mer av den direkte markedsnytten på lang sikt kommer i Norge fordi flaskehalsene internt øker igjen.

Nytten av reduserte flaskehalskostnader kommer i form av høyere flaskehalsinntekter mot utlandet

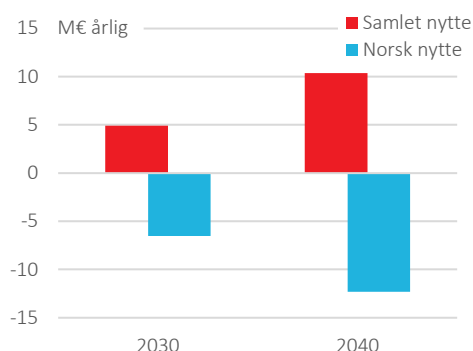
I Basis 2030 er samlet årlig simulert nytte som oppstår i kraftmarkedet 5 M€ som følge av en full oppgradering av Modalen-Sauda. Dette øker til 10 M€ i 2040. Grunnen til at nytten øker til 2040 er både at prisforskjellene er større og at tiltaket i mindre grad demper prisforskjellene. Det siste gjør at nytten er mindre avtakende. Slik vi har forklart i kap. 1.5 er det knyttet noe "støy" til størrelsen på nytte tallene. Basert på de prisforskjellene vi har i Basis 2040 mener vi derfor det er trolig at nytten ligger innenfor et intervall på 10-15 M€. Forhold vi ikke fanger opp i våre simuleringer, for eksempel

³⁰ 15 TWh underskudd betyr at snitt flyten per time inn til området er mot 2000 MW i et normalår. I tørre vintre vil underskuddet og flyten inn til området være kontinuerlig langt høyere enn dette.

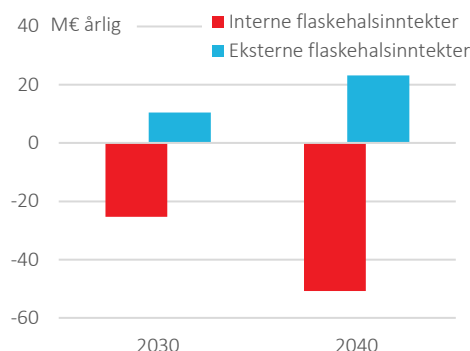
driftsstanser og forenklinger i vannkraftmodelleringen, vil øke tallene utover dette. Hvor mye er svært vanskelig å gi et estimat på.

Vi ser at den norske andelen av nytten i simuleringene er negativ, minus hele 12 M€ i 2040. Årsaken er de reduserte flaskehalsene i Sør-Norge gjør at flaskehalsinntektene på mellomlandsforbindelsene fra NO2 øker vesentlig. I 2040 øker de med 50 M€, som igjen betyr at 25 M€ av nytten havner i utlandet. Samtidig blir bytteforholdet i NO2 mot utlandet dårligere gjennom at prisene der i snitt går ned når vi har eksport, og opp når vi har import. I sum gjør dette at samlet direkte norsk markedsnytte her blir negativ.

I praksis betyr det at vi flytter mye flaskehalsinntekt fra interne forbindelser til de ut av landet. Flaskehalsinntektene i Norge reduseres med ca. 50 M€ årlig i 2040 der mesteparten av dette er reduksjon mellom NO2 og NO5, NO2 og NO1 og NO5 og NO1.



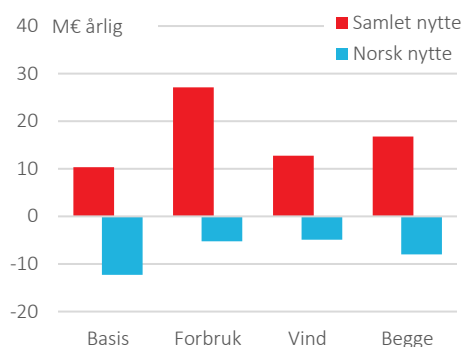
Figur 4-16: Endring i årlig samlet nytte og norsk nytte i 2030 og 2040



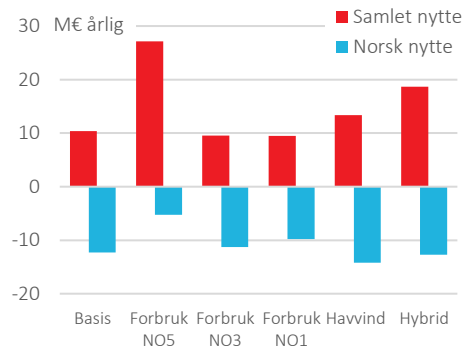
Figur 4-17: Endring i interne og eksterne flaskehalsinntekter i 2030 og 2040

Nytten øker mye når forbruket øker og energisikkerheten blir satt under press

Nytten i de ulike sensitivitetene vi viste i Figur 4-12 til Figur 4-15 viser naturlig nok det samme hovedbildet som vi så i Basis 2040, der nytten i de fleste tilfellene ligger i intervallet 8-15 M€ (Figur 4-18 og Figur 4-19). Grunnen er at utslagene på flaskehals og prisforskjeller sammenlignet med Basis generelt er for små til å gi store utslag på nytten. I praksis vil nytten øke med prisforskjellene, men på grunn av støy og noen tilfældigheter i modelloppsettet viser ikke nødvendigvis våre simuleringer dette når endringene er små.



Figur 4-18: Endring i årlig samlet nytte og norsk nytte i 2040 ved oppgradering til 420kV og sensitiviteter med 500 MW mer forbruk i BKK, 1000 MW havvind i BKK, og begge disse.



Figur 4-19: Endring i årlig nytte i 2040, samlet og for Norge, ved oppgradering til 420kV og i varianter med 500 MW mer forbruk i NO5, 500 MW mer forbruk i NO3, 1000 MW mer forbruk i NO1, 1 GW mer havvind, og 2 GW hybrid i stedet for radial.

Unntakene er i simuleringene med 500 MW ekstra forbruk i Bergens-regionen, både stor vekst i forbruk og havvind i Bergens-regionen, og der vi kobler til havvinden i Sørlig Nordsjø med en 2000 MW hybrid istedenfor radial. Varianten med mest nytte er den med isolert forbruksvekst, der nytten øker til ca. 30 M€ årlig.³¹ Med mer forbruk i Bergens-regionen blir flaskehalsene inn sørfra så store at det trengs vesentlig reduksjon i importen fra Europa og tilsvarende oppregulering av produksjonen i NO5 og NO3 i mange timer for å løse disse. I år med lite tilsig nærmer vi oss en situasjon der lokalt industriforbruk må koble ut for å sikre at magasinene i området ikke går tomme. Sammen gir dette høy markedsnytte av oppgradering³².

Hybridtilkobling av havvinden i Sørlig Nordsjø øker flaskehalsene både sørover og nordover på Sauda-Modalen, men klart mest sørover³³. Sammenlignet med radiell tilkobling slik som i Basis 2040 øker nytten markant.

Samlet sett mener vi norsk nytte av Modalen-Sauda er betydelig

I teoridelen i kapittel 2 forklarte vi at våre simuleringer i de fleste tilfeller både underdriver samlet nytte og den norske andelen som oppstår i kraftmarkedet når en flaskehals blir mindre. Vi gjentar hovedpunktene her:

- Modellen bruker primært prisområder til å løse flaskehalsene. Det at Statnett bruker flere virkemidler for å løse flaskehalsene gjør at mer av kostandene med flaskehalsene kommer i Norge. Konsekvensen er at mer av nytten også havner i Norge når flaskehalsene blir mindre.
- Revisjoner og andre perioder med redusert kapasitet og for like vannverdier mellom ulike magasin i Norge gjør at modellen underdriver prisforskjeller og nytte.
- Langsiktige tilpassinger i forbruk og produksjon og eventuelt utviklingskapasitet mot utlandet vil gjøre så mer av den direkte nytten havner i Norge. Store priseffekter av tiltak, slik som her, vil gjøre dette mer viktig.
- Vesentlig reduserte flaskehalser er gunstig med tanke på driften av kraftsystemet, samtidig som det har positive effekter i den langsiktige utviklingen av kraftsystemet.

For å illustrere det første poenget har vi gjort en simulering der vi antar at Sauda-Modalen øker tilgjengelig kapasitet på mellomlandsforbindelsene fra NO2 med 5 prosent i Basis 2040³⁴. Dette øker samlet nytte av tiltaket fra 10 millioner euro til 35 millioner euro. Norsk andel går fra minus 12 millioner euro til pluss 16 millioner euro. Det er selvfølgelig umulig å si hvor mye mer tilgjengelig kapasitet tiltaket gir på mellomlandsforbindelsene. Likevel viser eksempelet at kun et par prosent mer tilgjengelighet gjør at samlet nytte øker mye, og ikke minst at veldig mye mer nytte kommer i Norge.

Samlet sett er det vanskelig å et estimat på hvor mye våre simuleringer underdriver nytten samlet sett. Gitt våre forutsetninger i Basis er det sannsynlig at de samlede direkte nyttevirkningene i kraftmarkedet på sikt vil ligge godt over 15-20 M€ årlig, med en betydelig oppside. Å kvantifisere hvor stor andel av denne markedsnyttens som reelt sett kommer i Norge over en periode på 40-50 år mener vi er særdeles vanskelig å gi et fornuftig estimat på.

³¹ Også i sensitiviteten med både mer industri og havvind i Bergens-regionen ser vi en signifikant økning i nytten.

³² I realiteten vil dette føre til at nytt forbruk lar være å etablere seg lenge før vi kommer i en slik situasjon hvis ledningen blir værende på 300 kV.

³³ Absolutt prisforskjell mellom NO5 og NO2 øker fra ca. 6 €/MWh i Basis 2040 med radiell tilkobling til ca. 8.5 €/MWh med 2000 MW hybrid.

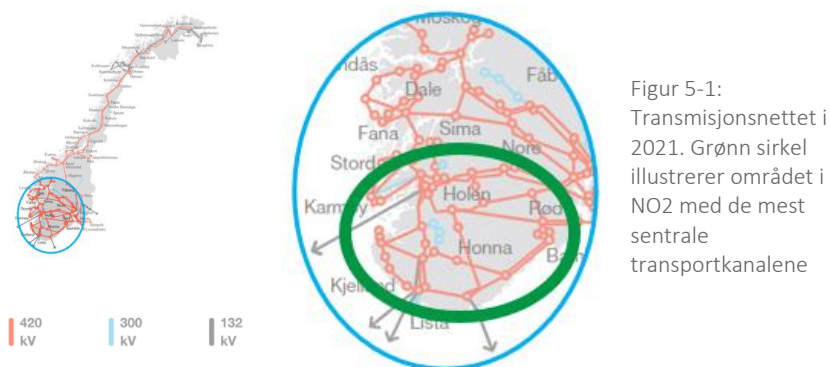
³⁴ Dette tilsvarer 235 MW mer kapasitet mot utlandet per time. Statnett må i en del timer redusere kapasiteten ut av landet for å ivareta driftssikkerheten. Selv om ikke det kommer til å være måten denne flaskehalsen i hovedsak løses er det rimelig å anta at oppgradering av en så sentral ledning i perioder vil kunne gi økt tilgjengelighet til utlandet.

5 Utvikling i flyt og flaskehalser internt i dagens NO2

I dette kapittelet ser vi nærmere på utviklingen i området som utgjør dagens NO2. I området er det omfattende planer innen industri og tilknytning av havvind. Dersom planene realiseres vil det påvirke kraftflyten i hele Sør-Norge, men også på nordisk nivå. I dette kapittelet drøftes hvilke konsekvenser dette får for transportkanalene internt i NO2.

Både industriutvikling og tilknytning av havvind vil kreve nettførsterkninger både på Sørlandet og tilgrensende områder. For å finne gode helhetlige løsninger må endringene sees i sammenheng. Dette gjøres i en større studie som skal være ferdig i 2022. Deler av analysene er allerede gjort og presenteres her, men tiltakssiden må belyses mer. I tillegg vil idriftsettelsen av de nye utenlandsforbindelser NordLink og NSL gi viktig driftserfaring som vil bli en del av underlaget. En annen usikker faktor er at de eldste kablene til Danmark, Skagerrak 1 og 2, nærmer seg sin tekniske levealder, og fremtiden til Skagerrakforbindelsen vurderes i samarbeid med Energinet. For å kunne analysere virkningen av en eventuell reinvestering, er Skagerrak 1 og 2 ikke en del av vår Basis.

Statnett planlegger spenningsoppgradering av flere av ledningene i Telemark fra 300 kV til 420 kV. Dette vil øke kapasiteten fra vest til øst, men våre analyser så langt indikerer at en oppgradering av disse ikke gir tilstrekkelig kapasitet mellom Grenland og Arendal/Kristiansand for å møte de store planene knyttet til industri og havvind. Tiltakene for å møte dette, inkludert behovet for en ny ledning mellom Kristiansandsregionen og Grenland vil bli sett på i studien som skal være ferdig i 2022.



Figur 5-1:
Transmisjonsnett i
2021. Grønn sirkel
illustrerer området i
NO2 med de mest
sentrale
transportkanalene

5.1 Store planer om havvind og industri vil drive nettutviklingen i sør

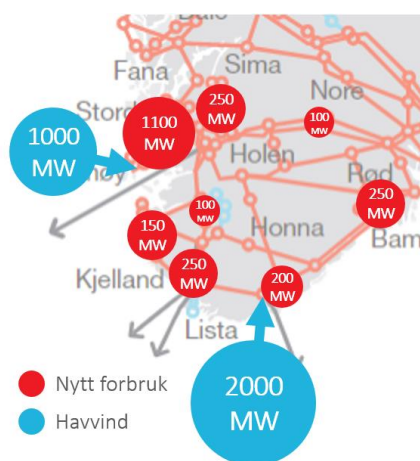
I området som i dag utgjør NO2 er det store planer om ny industri langs hele kysten fra Grenland i øst til Haugalandet i vest. I tillegg er det konkrete planer om vindkraft i Sørlig Nordsjø og vindkraft utenfor Haugalandet (Utsira). Figur 5-2 gir en oppsummering av planene og hvor de er lokalisert.

I vår Basis har vi inkludert deler av disse planene. På produksjonssiden har vi lagt inn 2000 MW havvind i Sørlige Nordsjø og 1000 MW i Utsira Nord til 2040. Når det gjelder industri har vi følgende vekst fra 2020 til 2040:

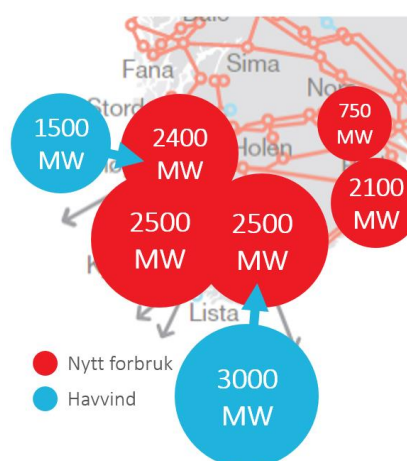
- 350 MW i Telemarksregionen
- 550 MW mellom Arendal og Kvinesdal
- 150 MW rundt Stavanger
- 1350 MW på Haugalandet og rundt Odda. Mye av dette er lagt til 2030

Det er stor usikkerhet knyttet til mange faktorer som har betydning for overføringsbehovet. I industriutviklingen er det en vesentlig usikkerhet knyttet til både volum og lokalisering, og det er en stor

I arbeidet med denne rapporten har vi simulert en mengde sensitiviteter som vi ikke har mulighet til å vise i detalj i denne rapporten. I sum gir dette et stort utfallsrom for utvikling i flyt og flaskehalsar. Samtidig er en tydelig konklusjon at de største flaskehalsene i første omgang vil oppstå i nettet mellom Kristiansand og Grenland. Denne konklusjonen forsterkes av utviklingen på overordnet nivå i Norden med blant annet mer industri og vindkraft i Sverige, mens kjernekraften i Sør-Sverige blir redusert.



Figur 5-2: Nettkart over Sør-Norge med illustrasjon over produksjon og forbruk inkludert i vår Basis 2040



Figur 5-3: Nettkart over Sør-Norge med illustrasjon av volumet havvind som regjeringen vil legge til rette for og omtrentlig volum av forbruksplaner som Statnett har mottatt (per september 2021)

Høy kapasitet, mye utvekslingskapasitet mot Østlandet (NO1), lite mot Vestlandet (NO5)

NO2 har i dag et sterkt nett, som har blitt vesentlig forsterket de siste 15 årene. Fra det store produksjonsområdet mellom Sauda og Lyse går det fem transmisjonsnettledninger østover mot Telemark/Buskerud. To av ledningene er på 420 kV og tre er på 300 kV, og det er mye produksjon som mates inn underveis. Fire av ledningene forbinder også NO2 med Østlandet (NO1). I vest går det tre 420 kV ledninger til Haugalandet, og en ledning videre nordover på Vestlandet til Bergens-området (NO5)³⁵

Nord-sør går det i dag tre 420 kV ledninger, som blir fire når Lyse-Støleheia kommer på drift. Det er denne delen av nettet som har blitt kraftig forsterket siden 2008. I Statnett deler vi disse fire ledningene inn i følgende tre korridorer

- Vestre korridor består to 420 kV ledninger fra Sauda til Fagrafjell og Ertsmyra.³⁶
- Midtre korridor består av 420 kV ledningen Holen-Brokke-Kristiansand
- Østre korridor består av 420 kV ledningen Kristiansand-Arendal-Grenland

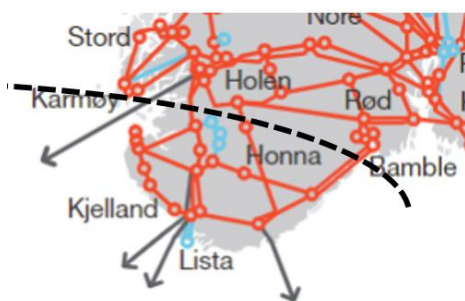
³⁵ Se analyser av denne strekningen i kapittel 4.

³⁶ Lyse-Fagrafiell kommer på drift i 2024. Ertsmyra er endepunktet for NordLink

Det er ledningene i disse tre korridorene som blir mest påvirket av den fremtidige utviklingen. I resten av kapittelet er det denne delen av nettet vi i størst grad vil konsentrere oss om, men i et masket nett må man se på konsekvensene i et større område for å få hele bildet. For eksempel vil utfall av ledningen i Østre korridor føre til at kraftflyten legger seg på ledningene som går vest-øst lenger nord. Flaskehalsene vi ser i simuleringsresultatene er i stor grad knyttet til denne omlagringen etter utfall. Ledningene øst-vest kommer vi også mer tilbake til når vi ser på flyt og flaskehalser mellom dagens NO2 og NO1 i kapittel 6.

Nettet på Sørlandet er høyt utnyttet og flyten øker – utvekslingen mot utlandet er sentral

Kraftflyten i NO2 har historisk gått fra de store vannkraftverkene i indre strøk mot kysten i sør, mot Haugalandet i vest og til Østlandet. Flyten nord-sør i de tre korridorene blir sterkt påvirket av utvekslingen mot kontinentet. Etter idriftsettelse av NorNed i 2008 og SK4³⁷ i 2014 har denne økt vesentlig. I perioder med stor import er det også høy flyt nordover, og vindkraft langs kysten forsterker dette. Idriftsettelse av NordLink³⁸ på 1400 MW forsterker flytmønsteret knyttet til eksport og import betydelig. NSL som ligger lenger nord vil i mindre grad øke flyten i de tre korridorene, men vil sammen med NordLink forsterke flyten inn og ut av området mot Vestlandet og Østlandet.



Figur 5-4: Kartutsnittet viser snittet nord-sør i NO2, hvor flyten øker mye som følge av utviklingen. Nordlink ligger sør for den stiplede linjen, mens NSL ligger nord

En grunn til at flyten på Sørlandet i så stor grad blir påvirket av utvekslingen mot utlandet er den høye graden av samtidighet på faktorene som påvirker flyten. Ofte er det enten full eksport eller full import på alle forbindelsene samtidig. Når NordLink og NSL kommer på drift kan derfor utvekslingen variere mellom 5200 MW import og 5200 MW eksport, en forskjell på over 10000 MW. I tillegg er vindkraften langs kysten i Norge korrelert med importen. Dette forsterker den nordgående flyten.

I Basis øker flyten nordover mye mot 2040 på grunn av havvind og industri i Norden

Figur 5-5 viser utviklingen i den samlede flyten fra nord til sør i NO2 over snittet vist i Figur 5-4, i datasett som representerer 2020 og 2022, i tillegg til basisdatasettene for 2030 til 2040. Merk at figurene viser flyten fra sør til nord.

Fra 2020 til 2022 øker flyten mye som følge av NordLink kommer på drift. Fra 2022 til Basis 2030 er imidlertid flyten når denne er høy lite endret. Dette gjelder både nordover og sørover. Årsaken er at kapasiteten mellom Norge og Danmark er redusert fra 1700 MW til 1200 MW³⁹. Dette demper flyten omtrent like mye som andre forhold øker den. Opprettholdes kapasiteten til Danmark på dagens nivå vil dette øke flyten sammenlignet med kurvene vi viser her både nordover og sørover.

I vår basis i 2030 er flyten omtrent like høyt nordover og sørover, men antall timer med høy flyt sørover er større. Videre mot 2040 har vi derimot en stor økning i flyten nordover, mens flyten sørover dempes. Det gjør at belastningen på nettet er klart størst ved import og høy flyt nordover. Grunnen er at vi har

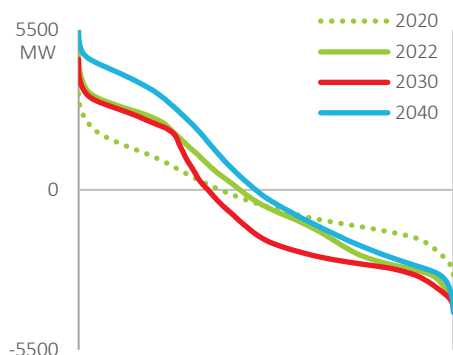
³⁷ SK4 er den siste forbindelsen mot Danmark på 700 MW, slik at total kapasitet mot Danmark er 1700 MW.

³⁸ Nordlink går til Tyskland fra Ertsmyra og NSL går til Storbritannia fra Kvilldal. NSL er også 1400 MW.

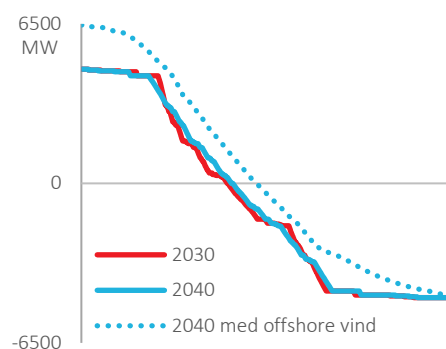
³⁹ Reinvestering av Skagerrak 1 og 2 er ikke en del av Basis 2030 fordi kablene nærmer seg sin tekniske levetid. Beslutning på om denne kapasiteten skal reinvesteres, og med hvilken kapasitet, er ikke tatt. Dette blir en felles beslutning mellom Statnett og Energinet. Se for øvrig omtale om dette i NUP 2021.

lagt til 2000 MW vindkraft i Sørlige Nordsjø på radial. Da det normalt er høy import samtidig som vindkraftproduksjonen i Sørlige Nordsjø er stor, slik vi ser av den stiplede blå kurven i Figur 5-6, blir overføringen av kraft nordover i det norske nettet høy. Summen av havvinden og samlet import fra Nederland, Danmark og Tyskland blir i mange timer over 6000 MW. Flyten nordover i Norge blir forsterket av mer industri i Norge og Norden.

Vindkraft tilknyttet med radial vil på den andre siden redusere overføringsbehovet sørover. Slik vi igjen ser av den blå stiplede linjen i Figur 5-6 er årsaken er at havvinden i praksis dekker deler av eksporten til Danmark, Nederland og Tyskland i timer det blåser i Sørlig Nordsjø.



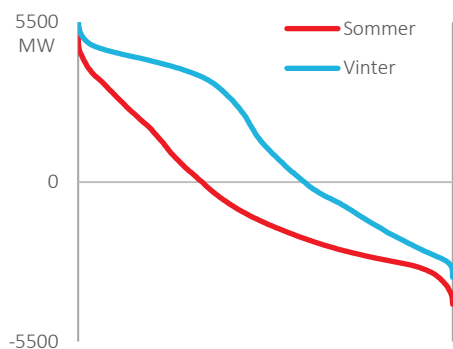
Figur 5-5: Varighetskurve for samlet flyt fra sør til nord (positive verdier) på Sørlandet i 2020, 2022, 2030 og 2040.



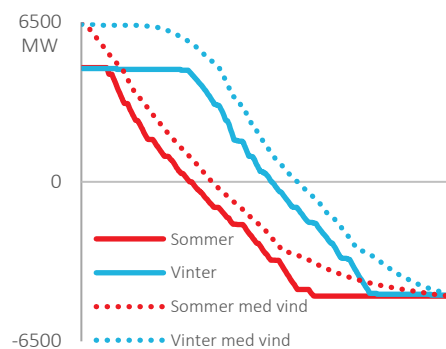
Figur 5-6: Varighetskurve for samlet nettoimport på DC-forbindelsene fra Norge i 2030 og 2040. For 2040 viser figuren også en kurve der vindkraften i Sørlige Nordsjø er inkludert i utvekslingen.

Det er en tydelig sesongprofil i utvekslingen (Figur 5-7). Flyten sørover blir klart størst i sommerhalvåret når det er mange timer med høy eksport og relativt lite vind, selv om det innenlandske forbruket langs kysten er noe lavere da. Motsatt vei er flyten høy om vinteren i timer med stor import og mye vindkraft i Sørlige Nordsjø. I kapittel 5.3 ser vi mer på hvordan blant annet hybrid tilkobling av vindkraften og mer industri i NO2 påvirker dette.

I vår basis 2040 er altså flyten nordover vesentlig større enn sørover. Et viktig poeng er at det likevel kan oppstå flaskehalser ved flyt sørover om sommeren selv om det er mer ledig kapasitet da. Årsaken er at dette er sesongen for vedlikehold av nettanlegg. Når sentrale ledninger er ute av drift reduseres kapasiteten i nettet mye. Da kan det oppstå flaskehalser selv om overføringen er under grensene ved intakt nett.



Figur 5-7: Varighetskurve for samlet flyt fra sør til nord (positive verdier) på Sørlandet fordelt på sesong 2040.



Figur 5-8: Varighetskurve for samlet nettoimport på DC-forbindelsene fra Norge i 2040 fordelt på sommer og vinter. Figuren også kurver hvor vindkraften i Sørlige Nordsjø er inkludert i utvekslingen.

5.3 Hybrid tilkobling av havvind, større volum vindkraft og ytterligere vekst i industri

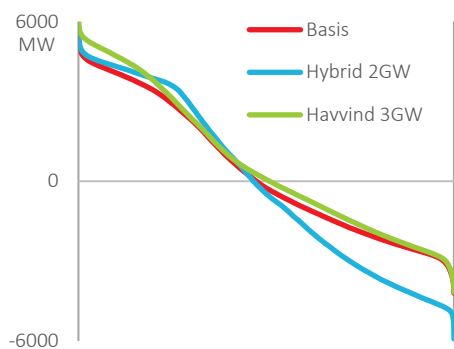
I kapittel 5.1 viste vi at det er mange planer om forbruk i hele NO2. Hvordan flyten utvikler seg i området er i vesentlig grad avhengig av hvor mye av dette som blir realisert, og hvor. Mer forbruk langs kysten mellom Arendal og Stavanger vil øke flyten sørover, men dempe den nordover. Samtidig vil i praksis forbruk i hele resten av landet øke flyten nordover. På grunn av flaskehalser ut av NO2 vil effekten være sterkest av forbruk nord i området, for eksempel i Telemark, Odda eller Haugalandet⁴⁰.

Sammen med både ulike volumer vindkraft i Sørlig Nordsjø og hvordan denne blir tilknyttet, der både radial og hybrid er aktuelt, oppstår stor usikkerhet knyttet til overføringsbehovet. Vi belyser her noe av denne usikkerheten. Alle sensitivitetene er gjort med utgangspunkt i Basis 2040. Alle figurene i kapittel 5.3 viser flyten over sør-nord snittet på Sørlandet som vi viste i Figur 5-4 over. I kapittel 5.4 og 5.5 viser vi hvordan nettstrukturen sammen med fordelingen av flyten på de ulike ledningene slår ut i flaskehalser.

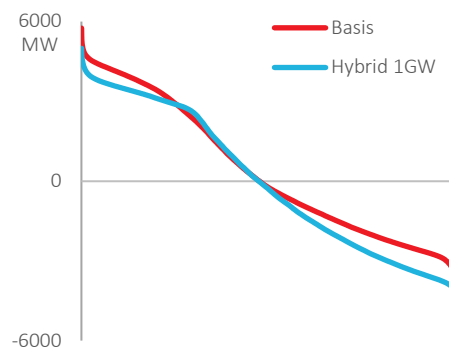
Tilknytning via hybrid øker flyten sørover mye, spesielt om sommeren når det er lite vind

Ved radiell tilkobling av havvind fra Sørlige Nordsjø, slik som i Basis 2040, har vi vist at overføringsbehovet øker mye nordover⁴¹, men ble redusert sørover fordi vindkraften i mange timer dekker deler av eksporten på mellomlandsforbindelsene. En større utbygging på for eksempel 3000 MW vil naturlig nok øke overføringsbehovet nordover ytterligere (grønn kurve i Figur 5-10).

Hvis det samme volumet vindkraft som i Basis, 2000 MW, knyttes til via en 2000 MW hybridforbindelse⁴², med 2000 MW kapasitet både til Norge og Europa, øker overføringsbehovet nordover noe sammenlignet med Basis (Figur 5-10)⁴³. Hvis for eksempel 2000 MW vindkraft istedenfor kobles til via en hybridforbindelse med lavere overføringskapasitet, for eksempel en 1000 MW hybrid, blir overføringsbehovet nordover noe mindre sammenlignet med en 2000 MW radial (Figur 5-9).



Figur 5-9: Flyt nordover (positive verdier) på Sørlandet i Basis 2040, der 2 GW havvind er tilknyttet radielt til Norge, sammenliknet med en hybrid med 2 GW kapasitet og en radial med 3 GW havvind.



Figur 5-10: Flyt nordover (positive verdier) på Sørlandet i Basis 2040, der 2 GW havvind er tilknyttet radielt til Norge, sammenliknet med en hybrid med 1 GW kapasitet.

⁴⁰ Mer kapasitet i nettet mot Østlandet og Vestlandet vil øke flyten nord-sør på Sørlandet fordi det muliggjør mer utveksling med kontinentet.

⁴¹ Det som kan redusere overføringsbehovet nordover er om radialene knyttes til lenger nord i nettet, for eksempel direkte til Grenlandsområdet.

⁴² I praksis vil en tilknytning som overstiger 1400 MW måtte fordeles på flere forbindelser fordi størrelsen begrenses av dimensjonerende feil i Norden. For disse analysene utgjør dette imidlertid ingen forskjell.

⁴³ Denne varianten med en hybrid på 2000 MW kan også i praksis representere overføringsbehovet for en 1400 MW hybrid, men der kapasiteten mot Danmark opprettholdes på dagens kapasitet på 1700 MW. I vår Basis er denne på 1200 MW. Flyten i Norge i de to tilfellene blir veldig lik.

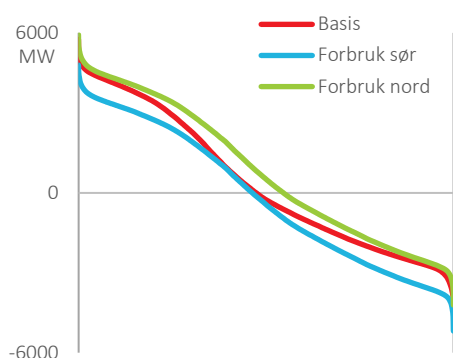
Derimot øker en hybridforbindelse overføringsbehovet sørover både i NO2 og resten av Sør-Norge mye. Flyten øker særlig om sommeren, når det blåser lite i Nordsjøen og er mange timer med høy eksport. Hvor mye flyten øker avhenger av kapasiteten på hybridens sørover. Ved en stor hybrid på 2000 MW blir overføringsbehovet fortsatt høyest nordover om vinteren gitt våre forutsetninger, men flyten sørover om sommeren vil da nærme seg samme nivå (Figur 5-10).

Forbruk helt i sør demper overføringsbehovet om vinteren, men øker det om sommeren

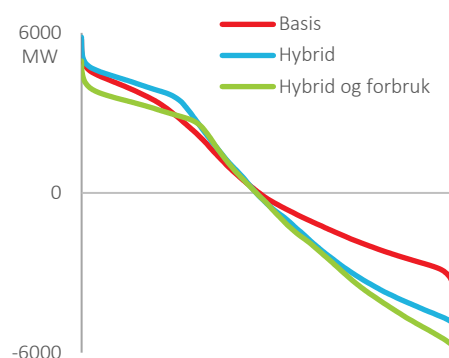
Hvordan overføringsbehovet slår ut avhenger også av hvor mye nytt forbruk som kommer, og hvor det lokaliseres. Vi har her kombinert ulike alternativer av radial og hybrid tilkobling av havvinden med ytterligere 1000 MW mer industri i 2040, og analysert konsekvensene av om industriforbruket etableres sør eller nord i området.

Med utgangspunkt i vår Basis 2040, med radiell tilkobling av Sørlig Nordsjø, vil den dominerende flaskehalsen være nordover. Da vil det være gunstig om forbruket kommer helt i nærheten av tilkoblingspunktene i sør. Kommer forbruket lenger nord for, eksempel i Telemarks-området, på Østlandet, Vestlandet eller enda lenger nord, øker flyten nordover vesentlig (Figur 5-11).

Også med hybrid tilkobling, her illustrert med en hybrid på 2000 MW⁴⁴, er det gunstig med forbruk helt i sør med tanke på å dempe overføringsbehovet nordover (Figur 5-12). På den andre siden er overføringsbehovet sørover vesentlig større med hybrid. Mer forbruksvekst i sør vil forsterke dette ytterligere (Figur 5-12). Dessuten er det slik at stor flyt sørover inntreffer mest om sommeren når kapasiteten i nettet er lavest fordi det er da ledninger tas ut for vedlikehold.



Figur 5-11: Flyt nordover fra Sørlandet (positive verdier) i Basis 2040, sammenlignet med datasett med 1 GW forbruksvekst på Sørlandet. Forbruket er plassert henholdsvis nord og sør i NO".



Figur 5-12: Flyt nordover fra Sørlandet (positive verdier) i Basis 2040, sammenlignet med datasett med 2 GW hybrid, og hybrid og 1 GW forbruksvekst sør på Sørlandet.

⁴⁴ En hybrid på 2000 MW vil gi nesten identisk overføringsbehov på Sørlandet som en hybrid på 1400 MW kombinert med at kapasiteten mot Danmark opprettholdes på dagens nivå.

5.4 Flaskehalsene i NO2 er i Basis 2040 knyttet til høy flyt nordover i østre korridor

Modellsimuleringene vi har sett på så langt i dette kapittelet er uten bindene begrensninger på ledninger og snitt internt i NO2. Det betyr at vi i disse simuleringene ikke gir modellen beskjed om å finne en markedsløsning med produksjon og forbruk som overholder flytgrensene. Det er kun på grensen til NO1 og NO5 fra NO2 vi lar modellen bruke prisområder til dette. Dermed går flyten i mange timer, spesielt i 2040, ut over grensene for sikker drift⁴⁵. Her indikerer vi konsekvensene av å holde flyten på ledningene i NO2 innenfor disse grensene i Basis 2040.

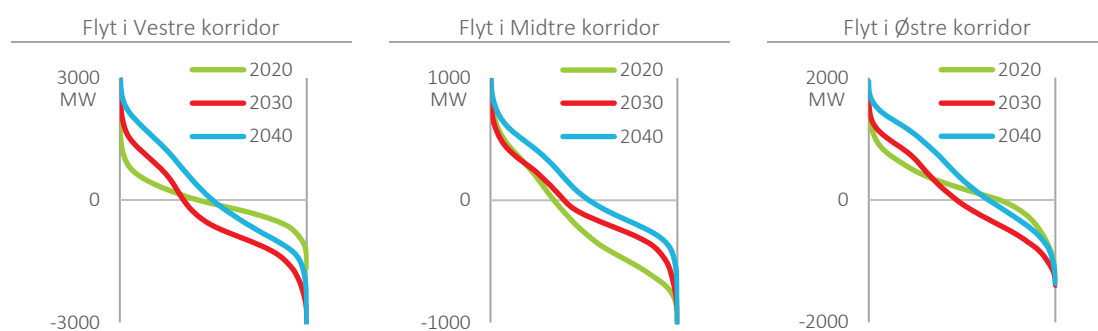
Det at vi i Basis til nå ikke har tatt hensyn til flaskehalsene på Sørlandet er selvfølgelig bare noe vi kan gjøre i modellsimuleringer og ikke i virkeligheten. Simuleringene uten begrensningene må derfor tolkes som et analytisk grep for å indikere hvor mye overføringsbehovet øker i MW. Det kan også ses på som situasjonen etter at nettet er forsterket så mye at flaskehalsene ved intakt nett forsvinner. Dette er viktig å ha i mente når man ser på figurene som sammenlikner Basis simulert med og uten interne begrensninger på Sørlandet.

Utviklingen i kraftsystemet tilsier at det oppstår flaskehalser knyttet til høy flyt i Østre korridor

Overføringskapasiteten i nettet er ikke en konstant størrelse. Den avhenger selvfølgelig av nettstrukturen, men også hvordan flyten i nettet fordeler seg. Flaskehalsene vil derfor variere med forbruk, produksjon og utveksling mot utlandet. Simuleringene våre fanger opp veldig mange ulike flytsituasjoner, da vi simulerer over 80 000 ulike markedslikevekter. De gir derfor et godt innblikk hvor flaskehalsene oppstår oftest ved normal drift.

Figur 5-13 viser utviklingen i flyt enkeltvis på de tre korridorene som går sør-nord på Sørlandet i Basis 2020, 2030 og 2040. Mest flyt går det naturlig nok i vestre korridor der det er to 420 kV ledninger. Spesielt ved flyt sørover i eksportsituasjoner er denne korridoren mest belastet. Sammenlikner vi Midtre og Østre korridor, som består av en ledning hver, ser vi at det er markant mer overføring i Østre korridor. Fremfor alt blir kraftflyten nordover i Østre korridor høy mot 2040 om vinteren.

Kapasitetsanalysene vi har gjort til nå viser at det er i den østlige delen av nettet kapasiteten er lavest⁴⁶. I Basis 2030 er kapasiteten her likevel tilstrekkelig til å unngå flaskehals med intakt nett. Kapasiteten er imidlertid ikke stor nok til å unngå flaskehals med den økte flyten vi ser til Basis 2040 i Østre korridor.



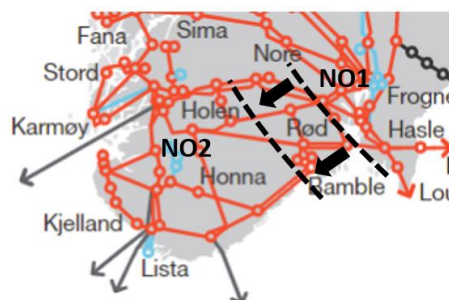
Figur 5-13: Varighetskurver for flyt nordover (positive verdier) i de tre korridorene fra Sørlandet. Merk at y-aksene på figurene er forskjellig. Det går langt høyere flyt i Østre korridor enn i Midtre som begge består av en 420 kV ledning.

⁴⁵ Disse grensene er regnet ut i PSS/E modellen. Det knytter seg naturlig nok en del usikkerhet også til disse beregningene, spesielt siden mange av begrensningene oppstår på grunn av spenningsforhold

⁴⁶ I modellen kan ikke vi inkludere alle begrensninger, men prøver å få med de viktigste som også kan løses effektivt med dagens prisområder eller mindre justeringer av disse. En ledning vi vet vil bli en større flaskehals fremover som vi ser bort fra her er 300 kV ledningen mellom Nesflaten og Sauda.

Samlet kapasitet inn til Telemark fra sør og vest ligger trolig på i overkant av 3000 MW.

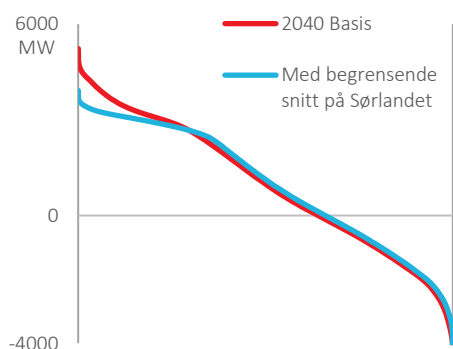
I dag oppstår flaskehalsene ved høy flyt ut at NO2 nord- og østover, hovedsakelig på grensen mot dagens NO1⁴⁷. Utviklingen beskrevet over gjør at flaskehalsene i Basis 2040 i stadig flere timer flytter seg lengre mot sør og vest, spesielt knyttet til flyten i østre korridor mellom Arendal og Grenland⁴⁸. I simuleringene har vi derfor gjort en endring i prisområdeinndelingen, der grensen mellom dagens NO2 og NO1 flyttes vest- og sørover (Figur 5-14). I praksis vil det si at området som tidligere het Telemark flyttes fra NO2 til NO1. Når områdegrensene sammenfaller med de fysiske flaskehalsene, løses flaskehalsene mer effektivt i markedssimuleringene. Dette er et grep som er gjort for å bedre analysene, og må ikke tolkes som et signal om at en slik endring vil bli gjort gjeldende i det fysiske kraftmarkedet.



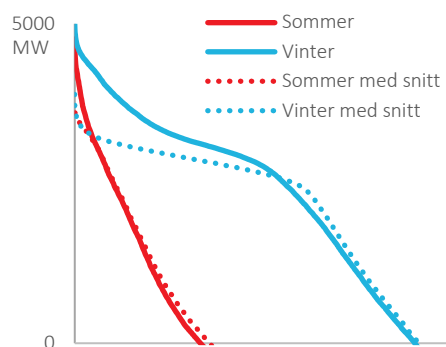
Figur 5-14: Kartutsnittet viser hvordan justeringen av områdegrensene mellom NO1 og NO2 er justert

Denne justeringen medfører at grensen mellom NO2 og NO1 vil bestå av tre 420 kV ledninger og to 300 kV ledninger. Figur 5-15 viser samlet flyt på disse ledningene i Basis 2040, og i en variant der modellen må ta hensyn til begrensningene knyttet til spesielt flyten i østre korridor.

I simuleringene hvor modellen ikke overholder kapasitetsgrensene går flyten i perioder opp mot 5000 MW. Når vi simulerer med bindende kapasitetsrestriksjoner, begrenses flyten til ca. 3000-3500 MW. Flaskehalsen blir størst når forbruket i Sør-Norge er høyt samtidig med at det blåser mye i Nordsjøen om vinteren. Med våre forutsetninger i 2040 indikerer simuleringene at det kan oppstå flaskehals i opp mot 50 % av tiden om vinteren (Figur 5-16).



Figur 5-15: Samlet flyt fra sør og vest (positive verdier) inn til Telemark i Basis 2040, og i varianten av 2040 der vi tar hensyn til begrensningene som finnes på Sørlandet



Figur 5-16: Samlet flyt fra sør og vest (positive verdier) inn til Telemark fordelt på sommer og vinter i Basis 2040, og i varianten av 2040 der vi tar hensyn til begrensningene som finnes på Sørlandet

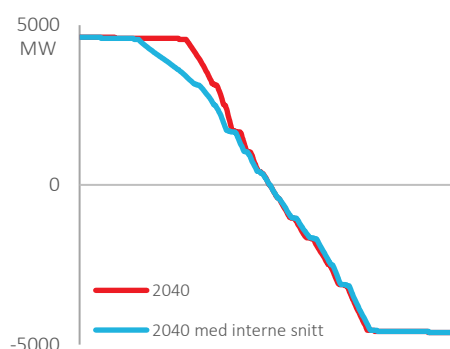
⁴⁷ Slik vi har forklart i kapittel 4 vil det også oppstå flaskehals mot Vestlandet i mange av disse timene.

⁴⁸ Ved et utfall av denne ledningen får vi en stor omlagring av kraft til midtre korridor og de to 420 kV ledningene som går inn mot Telemark nord i området. For å holde flyten innenfor sikker drift må flyten på ledningen i østre korridor reduseres. Også ved høy flyt sørover indikerer våre analyser at det oppstår mest flaskehals knyttet til ledningen i østre korridor ved intakt nett⁴⁸.

Uten forsterkninger i nettet må flaskehalsene løses ved å redusere den samlede importen til NO2

Uttevlingen mot utlandet blir sentral for å holde flyten innenfor de tillatte grensene. For ikke å få for høy flyt i østre korridor må importen på mellomlandsforbindelsene begrenses⁴⁹, eventuelt i kombinasjon med avkortning av produksjonen i Sørlig Nordsjø. Samtidig må produksjonen økes tilsvarende i de andre prisområdene i Norge og Norden.

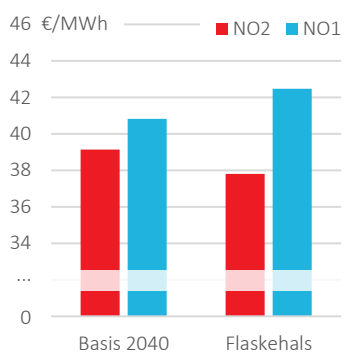
Priskonsekvensene i markedet speiler dette. I det sørligste området i Norge må prisen i timer med flaskehals minst ned til prisen i det nabolandet med høyest pris. I mange timer betyr det at prisene faller ned mot 0, fordi prisene i alle landene rundt er svært lave når det blåser mye i Nordsjøen. I de andre prisområdene i Norden må produksjonen økes. For å få til dette må prisen opp. Økningen i produksjon kan finne sted både i Norge, Sverige og Finland. Hvor det i praksis skjer avhenger av hvor de billigste ressursene til enhver tid finnes, og eventuelle andre flaskehalser i systemet.



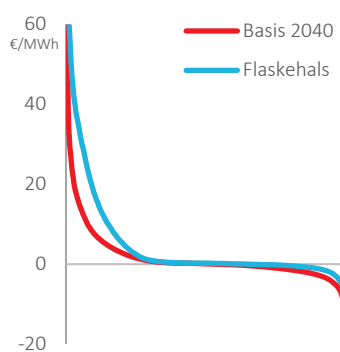
Figur 5-17: Varighetskurve for samlet nettoimport om vinteren til NO2 fra kontinentet og Danmark i Basis 2040 og i basis med interne snitt.

Forskjellen på rød og blå kurve illustrerer at vi går glipp av muligheten til å importere rimelig kraft til Norge i en del timer på grunn av nettbegrensninger internt i Norge.

I Basis 2040 gjør dette så prisene i det sørligste området faller med 2 €/MWh når vi tar hensyn til de flaskehalsene knyttet til høy flyt i østre korridor sammenlignet med når vi lar kraften flyt fritt (Figur 5-18). I NO1, på den andre siden av flaskehalsen, øker prisene med nærmere 2 €/MWh. Priseffektene vil være klart størst i vinterhalvåret. Disse priskonsekvensene vil gjøre det mindre gunstig for produksjon å knyttes til NO2, og kan medføre at forbruksaktører ikke etablerer seg i NO1 og andre områder med høyere pris.



Figur 5-18: Gjennomsnittspris i NO2 og NO1 i Basis 2040, og i samme datasett hvor vi tar hensyn til flaskehalsene på Sørlandet (og flytter Telemark til NO1)



Figur 5-19: Varighetskurve for prisforskjell mellom Østlandet ("NO1") og Sørlandet ("NO2") (positive verdier) i Basis 2040, og der vi tar hensyn til flaskehalsen på Sørlandet (og flytter Telemark til NO1)

⁴⁹ I noen timer kan flaskehalsene til en viss grad løses med å flytte import fra Danmark, Nederland og Tyskland til NSL som i større grad belaster ledningene som går direkte fra Kvilldals-området og østover.

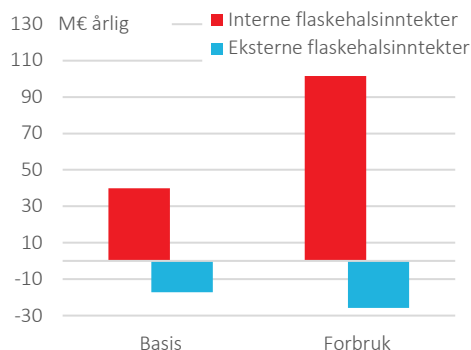
Det samfunnsøkonomiske tapet knyttet til flaskehalsene kan være store

Flaskehalsene på Sørlandet vil føre til at utvekslingen mot utlandet blir mindre effektiv. Det samfunnsøkonomiske tapet blir spesielt stort i timer der vindkraft enten i Europa eller Sørlig Nordsjø går til spille fremfor å bli spart ved at norske vannkraftverk med magasin holder igjen på sin produksjon. Det oppstår også store fordelingsvirkninger mellom land, der flaskehalsinntektene flyttes fra mellomlandsforbindelsene til handelskorridorer internt i Norge.

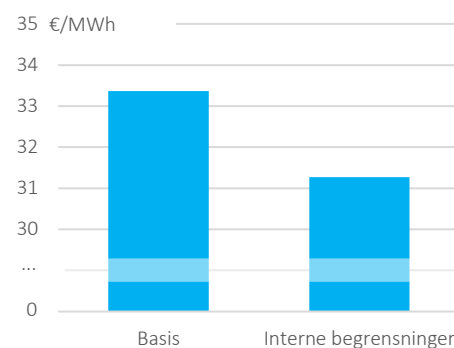
I Basis 2040 øker interne norske flaskehalsinntekter med ca. 40 M€ årlig når vi tar hensyn til begrensningene på Sørlandet, mens de mot utlandet synker med 15 M€ (Figur 5-20). Det betyr også at flaskehalsinntektene til handelspartnerne går ned med 15 M€. Inntekten til havvindaktørene i Sørlig Nordsjø synker med over 6 prosent.

Legger vi til 500 MW i Telemark, øker de interne flaskehalsinntektene med 100 M€ når vi tar hensyn til begrensningene. Flaskehalsinntektene mot utlandet synker med nærmere 60 M€, slik at norsk andel synker med i underkant av 30 M€.

Isolert sett gjør dette at mye av kostnaden med flaskehalsene havner i utlandet og hos utbyggerne av havvind. I resten av Norge og Norden blir det fordelingsvirkninger fra konsumenter til produsenter. Likevel er det mye som tyder på at mye mer av kostnadene reelt sett havner i Norge. På kort sikt skyldes det at flaskehalsene også må løses ved å sette ned kapasiteten direkte på mellomlandsforbindelsene, samt en økning i spesialregulering/mothandel. På lenger sikt er tapet også knyttet til at utvikling av det totale kraftsystemet blir mindre optimal, og det vil bli sterkere føringer på hvor ny industri og produksjon kan etablere seg. I praksis vil volumet nytt forbruk som kan knyttes til, bli lavere.



Figur 5-20: Endring i norske flaskehalsinntekter fra Basis til Basis med interne begrensninger på Sørlandet. Vi har også gjort tilsvarende øvelse i en sensitivitet med 500 MW mer forbruk i Telemark.



Figur 5-21: Oppnådd kraftpris for havvind med og uten interne begrensninger på Sørlandet

5.5 Flaskehals og priskonsekvenser av mer industri og hybrid tilkobling av havvinden

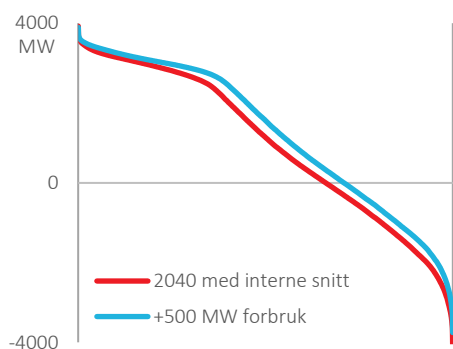
Her viser vi hvordan flaskehals og prisforskjeller utvikler seg i et par av sensitivitetene vi presenterte i kapittel 5.3 når vi holder flyten innenfor de tillatte grense på Sørlandet ved å flytte prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 vest- og sørover.

Industri rundt Oslofjorden øker raskt flaskehalsene knyttet til Østre korridor

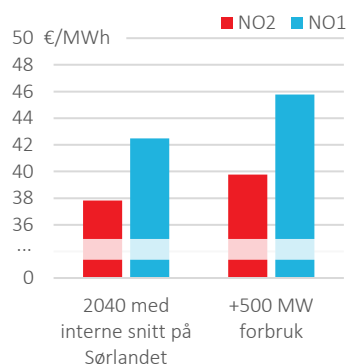
I Telemarks-området er det store planer om nytt forbruk, spesielt rundt Grenland. Vi har lagt til 300 MW industri i vår Basis til 2040. Vi ser her på en sensitivitet der vi har økt dette til 800 MW. Dette øker antall timer med flaskehals nordover i Østre korridor vesentlig (Figur 5-22). Flaskehalsene oppstår primært fra høsten til tidlig vår. Prisforskjellene mellom NO1, der altså Telemark er en del av NO1, øker fra i overkant av 4 €/MWh til over 6 €/MWh. Hadde vi kombinert forbruksveksten i Telemaksregionen med å øke vindkraften i Sørlig Nordsjø til 3000 MW ville flaskehalsene økt enda mer.

Snittet som danner grensen mellom dagens NO2 og NO1 kalles Flesakersnittet⁵⁰. Hvis forbruket istedenfor hadde kommet på østsiden dette snittet, for eksempel i gamle Vestfold eller Viken, vil flaskehalsene øke både i Østre korridor og på Flesakersnittet. ⁵¹Effekten på flaskehalsene i Østre korridor vil være noe mindre fordi økte flaskehals på Flesakersnittet virker som en buffer på hvor mye flyten øker i Østre korridor. Samlet sett vil imidlertid flaskehalsene øke mer enn om forbruket kommer i Telemark.

I eksportsituasjoner om sommeren går flyten i mange tilfeller vestover mot NO2. Mer forbruk i Telemaksregionen vil derfor gi flere timer med flaskehals vestover der hvor dagens prisområdedele går mellom NO1 og NO2. Denne flaskehalsen vil imidlertid være vesentlig mindre enn flaskehalsen som oppstår i motsatt retning i vinterhalvåret.



Figur 5-22: Varighetskurve for flyt inn (positive verdier) til Telemark fra sør og vest med og uten mer forbruk i datasettet for 2040 hvor vi tar hensyn til interne snitt på Sørlandet



Figur 5-23: Prisforskjell mellom NO1 og NO2 i 2040 hvor vi tar hensyn til interne snitt på Sørlandet, og i tillegg en variant med 500 MW mer forbruk i Telemark.

Gunstig lokalisering av ny industri kan dempe veksten i flyten – hybrid gir høy flyt begge veier

I Figur 5-24 viser vi hvordan de ulike sensitivitetene vi viste i 5.3 slår ut på prisforskjellene time for time mellom NO2 og NO1 når vi tar hensyn til flaskehalsene som oppstår i forbindelse med høy flyt i Østre korridor. Utgangspunktet i Basis er da at de absolutte prisforskjellene mellom NO2 og NO1 ca. 6 €/MWh i snitt.⁵² En isolert økningen i havvind i Sørlig Nordsjø fra 2000 MW til 3000 MW øker dette

⁵⁰ Flesaker er en stasjon ikke langt fra Kongsberg.

⁵¹ Vi ser på dette i kapittel 6.

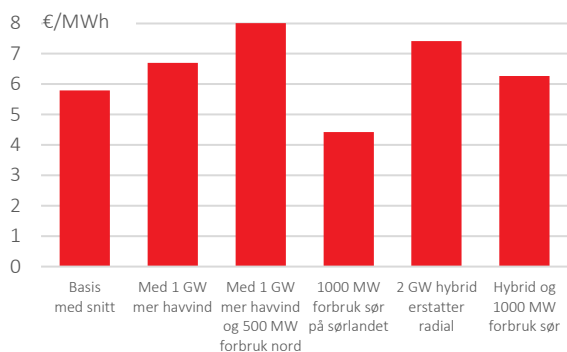
⁵² Dette skyldes som vi har sett mest at prisene i mange timer er lavere i NO2 enn i NO1, men det er også slik at NO1 har lavere pris enn NO2 i noen timer.

til ca. 7 €/MWh, fordi det øker den høye flyten nordover i Østre korridor. Legger vi til ytterligere 500 MW forbruk i Telemark i varianten med 3000 MW i Sørlig Nordsjø øker prisforskjellene til 8 €/MWh⁵³.

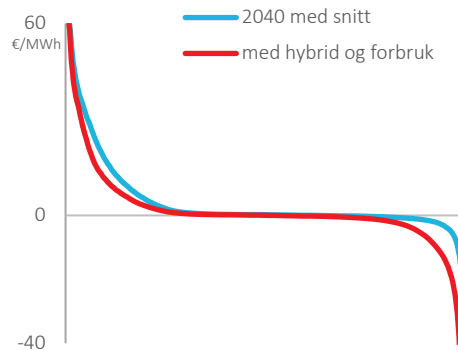
En større forbruksvekst langs kysten mellom Arendal mot Stavanger-området, her 1000 MW, vil dempe flaskehalsene vesentlig. Sammenlignet med Basis reduseres prisforskjellene fra ca. 6 €/MWh til ned mot 4 €/MWh.

I varianten der vi har knyttet til vindkraften på en hybrid på 2000 MW øker prisforskjellene til over 7 €/MWh. Sammenlignet med radiell tilkobling i Basis skyldes dette både at antall timer med flaskehals nordover øker noe, men også at priskonsekvensene i timer med flaskehals blir større.

I varianten med hybrid på 2000 MW og 1000 MW mer forbruk langs kysten fra Arendal og vestover dempes prisforskjellene sammenlignet med varianten med kun hybrid fra over 7 €/MWh til i overkant av 6 €/MWh. Årsaken er igjen at den dominerende flaskehalsen nordover blir mindre. Forbruk helt i sør demper imidlertid prisforskjellene mindre ved hybrid tilkobling enn i Basis der vindkraften var tilknyttet med radial. Årsaken er at kombinasjonen av hybrid og mer forbruk helt i sør gjør at det oppstår flere timer med flaskehals ved høy flyt sørover. Konsekvensen er at det sørligste prisområdet, NO2, får høyere pris enn NO1 i en del timer med eksport til kontinentet (Figur 5-24).



Figur 5-24: Absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 med flere ulike variasjoner i datasettet for 2040. Alle prisforskjellene er med de mer begrensende snittene på Sørlandet.



Figur 5-25: Prisforskjell mellom NO1 og NO2 i Basis 2040 med snitt på Sørlandet, og i samme datasett med 2 GW hybrid i stedet for vindradial og 1 GW ekstra forbruk plassert sør i NO2. Positive verdier er høyere pris i NO1

Mer kapasitet mot NO1 må ses i sammenheng med nettutviklingen internt i NO2

Det er to kanaler ut av NO2, mot NO1 i øst og NO5 i nordvest. Mer kapasitet på disse kanalene vil gi mer flyt internt i NO2 både ved høy flyt nordover og sørover. Årsaken er at reduserte flaskehals i Norge muliggjør både mer eksport og import på forbindelsene til utlandet. Vi regner med at en oppgradering av ledningen til Vestlandet, Sauda-Modalen, øker kapasiteten mellom NO2 og NO5 med mellom 500-1000 MW. Dette øker flyten i Vestre korridor og videre mot Haugalandet. Våre analyser tyder likevel på at kapasiteten i denne delen av nettet i de fleste tilfeller vil være tilstrekkelig for å håndtere den økte flyten. Flyten og flaskehalsene i Østre korridor vil øke lite som følge av oppgradering mellom Sauda og Modalen.

Økt kapasitet på Flesakersnittet, som altså i dag danner prisområdegrensen mellom NO2 og NO1, vil derimot øke flyten i Østre korridor. Hvordan dette slår vi på flaskehals drøfter vi overordnet i slutten av neste kapittel som ser på korridorene inn til NO1.

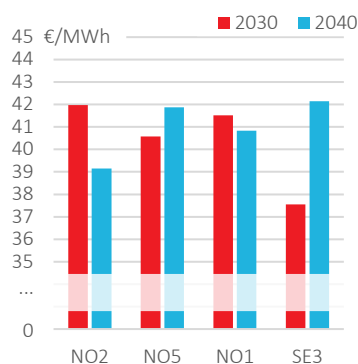
⁵³ Vi viser ikke her effekten av en ytterligere forbruksvekst nordvest i NO2, for eksempel rundt Sauda. Våre simuleringer viser at dette i liten grad vil øke flaskehalsene nordover fordi det øker belastningen i Vestre korridor der det er mer ledig kapasitet.

Økningen i produksjon består hovedsakelig av solkraft og mer tilsig til eksisterende kraftverk. Siden den nye produksjonen primært bidrar i sommerhalvåret, øker overføringsbehovet inn til området om vinteren markant (Figur 6-3). Senere ser vi på hvordan ytterligere 1000 MW vekst i industriforbruk i Basis 2040 påvirker flyt og flaskehals.

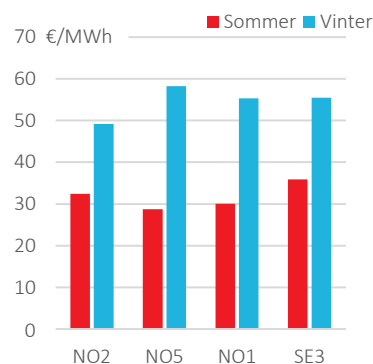
Redusert kraftoverskudd i Sverige vil trekke opp prisene mer i NO1 og NO5, enn i NO2

En trend vi har sett de siste årene er at NO1⁵⁴ veksler mellom å ha samme pris som hhv. NO2 og SE3 i timer med flaskehals. I perioder med knapphet og høye priser i Sverige i vinterhalvåret, smitter disse mer inn i NO1 enn i NO2. I perioder med mye vindkraft og lave priser i Sverige, vil det i noen timer gi mindre flaskehals østover mot NO2, og lavere priser i NO1.

I Basis 2030 er prisen i Sverige lavere enn i Sør-Norge på grunn av et stort svensk overskudd. I Sør-Norge er snittprisene i NO2 svakt høyere enn i NO1 og NO5 (Figur 6-4). Etter 2030 trekkes prisene i Sverige opp som følge av sterk industrivekst og at en stor del av kjernekraftproduksjonen legges ned. Dette smitter inn på prisene i Norge, men effekten er sterkere i NO1 og NO5 enn i NO2⁵⁵. Sammen med utbygging av havvind tilknyttet NO2 gjør dette at prisene er 3 €/MWh lavere i NO2 enn i NO1 i Basis 2040. NO1 har høyere priser på vinteren, men svakt lavere på sommeren. (Figur 6-5).



Figur 6-4: Gjennomsnittspriser for utvalgte områder i Basis 2030 og 2040



Figur 6-5: Gjennomsnittspriser for utvalgte områder på sommer og vinter i 2040

6.2 Flaskehalsene mellom fra NO2 til NO1 blir store om vinteren

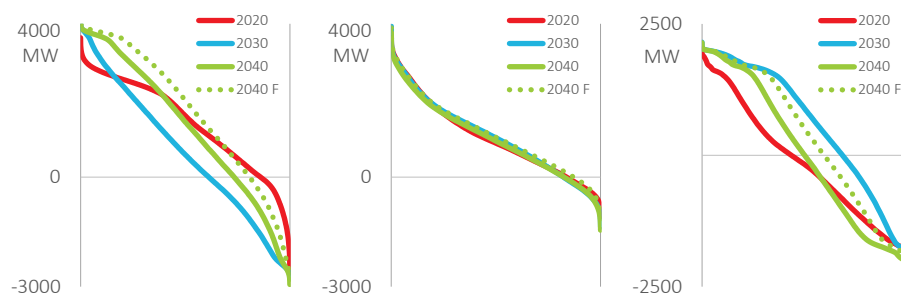
Vi forventer økt flyt til og fra NO2 og Sverige, mens flyten i Hallingdal er omtrent uforandret

Utviklingen beskrevet over har ulik effekt på kanalene fra NO1 mot henholdsvis NO2, NO5 og SE3. Figur 6-6 viser utviklingen i flyt på disse kanalene i Basis frem til 2040, og i en variant av Basis 2040 der vi har økt industriforbruket i NO1 med 1000 MW. Vi ser tydelig at endringer på nordisk nivå og lokalt i NO1 påvirker flyten mellom NO1 og NO2, og NO1 og SE3 mye, mens flyten mellom NO5 og NO1 i Hallingdal er omtrent uendret.

Fremover vil NordLink og NSL, mye vindkraft i Sverige og forbruksvekst i Sør-Norge gjøre at energiflyten mellom NO1 og Sverige og NO2 og NO1 i betydelig grad skifter retning fra østover til vestover. Det ser vi ved å sammenlikne 2020⁵⁶ med 2030 i Figur 6-6. Likevel vil flyten i timene med høyest flyt østover fra NO2 øke. Grunnen er at flyten østover blir svært høy i timer på vinteren med høyt forbruk og full import på alle forbindelsene til NO2. Motsatt vil flyten vestover kun bli høy i sommerhalvåret når forbruket i NO1 er lavt.

⁵⁴ NO5 vil også ha samme pris som NO1 spesielt på vinteren.

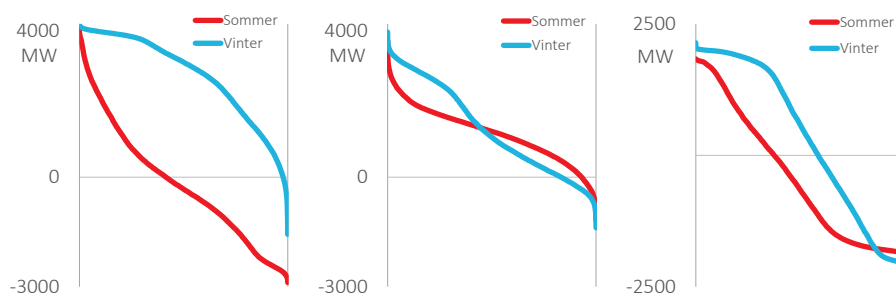
⁵⁶ Datasettet som representerer 2020 gir et godt bilde på flyten slik den har vært historisk



Figur 6-6: Flyt på NO2-NO1 (venstre), NO5-NO1 (midten) og SE3-NO1 (høyre) i Basis 2020, 2030 og 2040 og i 2040 med 1000 MW mer industri. Positive verdier er flyt mot NO1.

I vår Basis snur energiflyten igjen østover i Basis 2040, spesielt mellom NO2 og NO1. Bakgrunnen er naturlig nok utbyggingen av 3000 MW havvind i NO2⁵⁷, kombinert med stor vekst i industri både i Norge og Sverige. Mindre svensk kjernekraft er også en viktig årsak. Det er stor sesongvariasjon. Typisk blir det stor flyt både mot Østlandet og videre mot Sverige i timer om vinteren med relativt mye vind rundt Nordsjøen, samtidig som bidraget fra vindkraften lenger øst og nord i Norden er lite (Figur 6-7)⁵⁸.

I sensitiviteten med 1000 MW mer forbruksvekst i NO1 i 2040 øker flyten inn til NO1 fra både NO2 og SE3 (Figur 6-6). Spesielt flyten inn fra NO2 øker mye i perioder der flyten allerede er høy. Det gjør at antall timer med flaskehals øker mye. Flyten i Hallingdal er derimot fortsatt så å si uendret. To forhold kan påvirke flyten vesentlig her. En markant utbygging av kraftproduksjon i Hallingdal vil øke flyten⁵⁹. Det er ingen planer om dette. En ny mellomlandsforbindelse fra Sima vil dempe flyten vesentlig.



Figur 6-7: Flyt på NO2-NO1 (venstre), NO5-NO1 (midten) og SE3-NO1 (høyre) i 2040 fordelt på sommer og vinter. Positive verdier er flyt mot NO1.

Prisforskjellene time for time mot NO2 og Sverige øker mye uten mer kapasitet i nettet

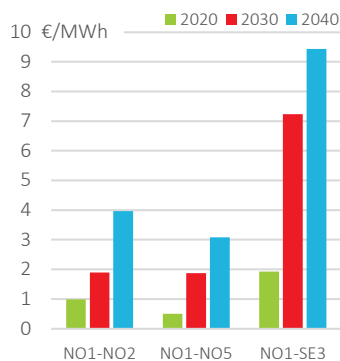
Prisene i markedet reflekter denne utviklingen der absolutt prisforskjellene mellom NO1 og NO2 og NO1 og SE3 øker vesentlig (Figur 6-8). Simulerte prisforskjeller mellom NO1 og NO2 øker fra 1 €/MWh i 2020 til 4 €/MWh i Basis 2040. Mot Sverige øker de fra 2 €/MWh i 2020, til 9 €/MWh i 2040. Prisforskjeller mellom NO1 og NO5 skyldes, som vi har vært inne på tidligere, i stor grad flaskehals sørover på Vestlandet om sommeren. Disse øker fra i underkant av 1 €/MWh i 2020 til 3 €/MWh i 2040.

I kapittel 4 viste vi hvordan oppgradering til 420 kV mellom Modalen og Sauda reduserte prisforskjellene i Sør-Norge. I vår Basis 2040 reduserer dette tiltaket prisforskjellene mellom NO2 og NO1 til under 3 €/MWh, og mellom NO5 og NO1 til under 1 €/MWh (Figur 6-9). Oppgradering på Vestlandet påvirker ikke prisforskjellene mellom NO1 og Sverige.

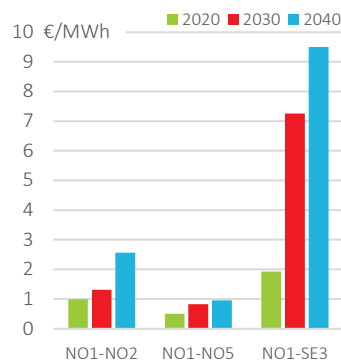
⁵⁷ Forutsetter 2000 MW i Sørlig Nordsjø og 1000 MW utenfor Utsira

⁵⁸ Hvis havvinden knyttes til med hybrid øker flyten også vestover. Flyten vestover blir fortsatt vesentlig lavere enn østover.

⁵⁹ Det kan trolig komme effektutvidelser i en del kraftverk i Hallingdal. Dette vil i så fall gi noen timer med flaskehals på vinteren. Det kan selvfølgelig oppstå flaskehals i timer med redusert kapasitet i nettet.



Figur 6-8: Absolutte prisforskjeller i Basis 2020, 2030 og 2040



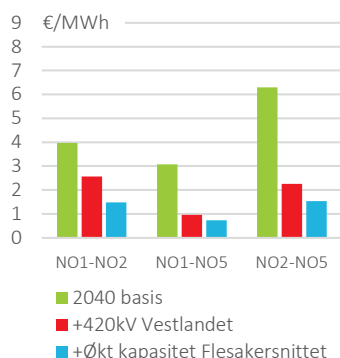
Figur 6-9: Absolutte prisforskjeller i Basis 2020, og 2030 og 2040 med 420 kV på Vestlandet

6.3 Oppgradering til 420 kV mellom NO1 og NO2 øker trolig kapasiteten til ca. 4500 MW

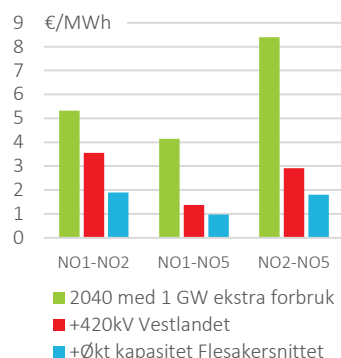
Det er i dag to 300 kV ledninger og to 420 kV som går mellom NO2 og NO1, i det vi kaller Flesakersnittet. Samlet kapasitet på snittet er ca. 3500 MW østover og 2400 MW vestover. Når ledningene på 300 kV oppgraderes viser våre foreløpige analyser at kapasiteten øker til rundt 4500 MW begge veier. Et poeng her er at det er viktig at ledningen mot Vestlandet oppgraderes til 420 kV for å kunne utnytte den økte kapasiteten fullt ut. Hvis denne ledningen beholdes på 300 kV oppstår det i flere timer flaskehals på denne, før overføringen mot Østlandet blir fullt utnyttet.

420 kV på kanalene ut av NO2 gjør at prisforskjellene holdes nede selv med stor vekst i forbruket

Vi har sett på en variant av Basis 2040 der vi har økt kapasiteten mellom NO2 og NO1 til 4500 MW i kombinasjon med oppgradering til 420 kV mellom Sauda og Modalen. Figur 6-10 viser hvordan prisforskjellene i Sør-Norge i Basis 2040 reduseres av først å gå til 420 kV mellom Modalen og Sauda og deretter øke kapasiteten på Flesaker. Kapasiteten ut av NO2 mot Vestlandet og Østlandet blir da tilstrekkelig for å unngå flaskehals i de fleste timer i vår Basis. Dette gjør at prisforskjellen mellom NO2 og NO1 reduseres til under 2 €/MWh. Vi ser også at mer kapasitet på Flesakersnittet reduserer prisforskjellene mellom NO2 og NO5 ytterligere. Gjenstående prisforskjeller skyldes blant annet flaskehalser mot Sverige.



Figur 6-10: Absolutte prisforskjeller i 2040 med nettet i basis, med 420 kV på Vestlandet og 420 kV på Vestlandet pluss økt kapasitet i Flesakersnittet



Figur 6-11: Absolutte prisforskjeller i 2040 med 1 GW mer forbruk på Østlandet med nettet i Basis, med 420 kV på Vestlandet og 420 kV på Vestlandet pluss økt kapasitet i Flesakersnittet

I sensitiviteten med 1000 MW mer industri på Østlandet i 2040 ser vi at prisforskjellene øker til i overkant av 5 €/MWh mot NO1 og over 8 €/MWh mot NO5 når vi simulerer med nettet i Basis (Figur 6-11). Faktisk indikerer modellen mer forbruk på Østlandet øker prisforskjellene mer mellom NO2-NO5 enn mellom NO2-NO1. Når prisforskjellene er større i utgangspunkt reduseres de også mer av økt kapasitet. Med 420 kV mellom Sauda og Modalen synker prisforskjellene mellom NO2 og NO1 til i underkant av 4 €/MWh, mens mellom NO2 og NO5 synker de til under 3 €/MWh. Med oppgradering av Flesakersnittet i tillegg reduseres prisforskjellene til rundt 2 €/MWh mot begge områder.

For å utnytte Flesakersnittet fullt ut, må kapasiteten internt i NO2 også økes

For å kunne utnytte kapasiteten på Flesakersnittet er det imidlertid viktig å ha tilstrekkelig kapasitet internt i NO2 (se kapittel 5). I dette kapitlet har vi forutsatt fri flyt internt i NO2. I kapittel 5 viste vi imidlertid at det ville oppstå flaskehals knyttet til høy flyt nordover i Østre korridor, spesielt i Basis 2040. Disse flaskehalsene vil også sette begrensninger på hvor mye som kan overføres østover over Flesakersnittet.

Når kapasiteten mellom NO2 og NO1 økes gjennom å forsterke Flesakersnittet, øker også belastningen på Østre Korridor ytterligere fordi det muliggjør mer import fra Europa. Om det samlet sett blir mer flaskehals er derimot usikkert. Grunnen er at tiltakene som øker kapasiteten på Flesakersnittet trolig også øker hvor mye som kan overføres i Østre korridor fordi nettet da er bedre rustet til å tåle et utfall av denne ledningen. Hvor mye overføringen kan økes, er usikkert.

Bakgrunnen er at 300 kV ledningene som knytter sammen NO1 og NO2 går rett vestover til de store produksjonsområdene rundt Kvilldal. Det er derfor usikkert om oppgradering av disse ledningene gir nok kapasitet til å møte det økte behovet som oppstår knyttet til høy flyt fra sør til nord. Tiltak for å øke kapasiteten direkte mellom NO1 og NO2 må derfor ses i sammenheng med hvilke tiltak man velger internt i NO2. Her blir også rekkefølge viktig for å få mest mulig kapasitet så tidlig som mulig. Disse forholdene er noe som kommer til å analyseres nærmere i den nye Sørlandsstudien som Statnett starter opp nå, også omtalt i kapittel 5.

6.4 Nettutviklingen i Hallingdal er drevet av reinvesteringsbehov

I Hallingdal skjer det i utgangspunktet lite med flyten og dagens kapasitet er tilstrekkelig for å unngå flaskehals i de alle fleste timer. Selv en stor vekst i forbruket sentralt på Østlandet gir kun en liten økning i flyt slik vi illustrerte over. Hvis dette skal gi seg utslag i økt flaskehals må det komme vesentlig ny produksjonskapasitet i Hallingdal. Det er få planer om det.

Lavere priser i NO5 enn i NO1 i sommerhalvåret er primært knyttet til flaskehals nord-sør på Vestlandet. Oppgradering mellom Modalen og Sauda fjerner i stor grad denne flaskehalsen (se kapittel 4.1). Vi har også vist tidligere at en eventuell etablering av en mellomlandsforbindelse fra Sima reduserer overføringsbehovet i Hallingdal. Samtidig er nettet her gammelt og det er behov for reinvesteringer og forenklinger i nettstrukturen. Dette er mer omtalt i Nettutviklingsplanen 2021⁶⁰, kapittel 4.

⁶⁰ Statnetts Nettutviklingsplan 2021: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklingsplanen/>

7 Oppgradering av Gudbrandsdalen

Dagens prisområder NO3 og NO1 knyttes sammen med en 300 kV-forbindelse fra Aura, gjennom Gudbrandsdalen, til Fåberg nord for Lillehammer. Vi forventer større prisforskjeller mellom Midt-Norge og Sør-Norge enn det historisk har vært. Årsakene for dette er å finne både på regionalt, nasjonalt, nordisk og europeisk nivå.

Overføringskapasiteten mellom NO3 og Sør-Norge vil øke vesentlig med oppgradering til 420 kV i Gudbrandsdalen, sammen med den planlagte oppgraderingen til 420 kV fra Fåberg til Oslo, samt to 420 kV ledninger over Sognefjorden. Sammen med nettførsterkninger i Sverige bidrar dette til å redusere prisforskjellene mellom nord og sør i Norden. Våre simuleringer indikerer at den økte kapasiteten i Gudbrandsdalen blir godt utnyttet og gir vesentlig reduserte flaskehalskostnader.

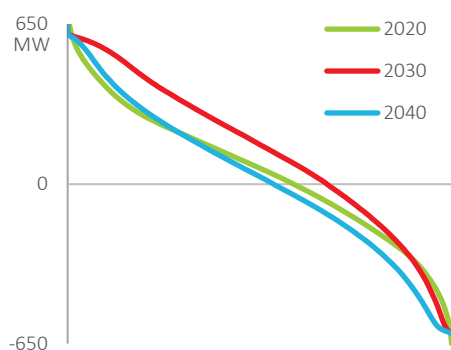


Figur 7-1:
Transmisjonsnett i
2021. Grønn linje
illustrerer Aura-Fåberg

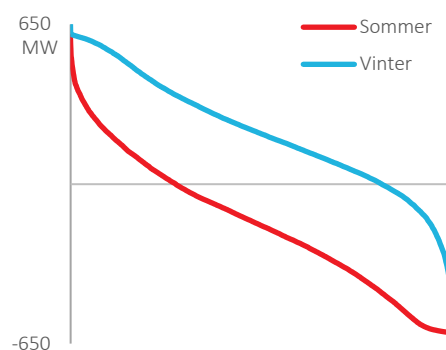
7.1 Prisforskjellene mellom NO3 og NO1 skyldes forhold både i Norge og Norden

Vi forventer flere timer med flaskehals – først sørover og så etter hvert begge veier

Historisk har det vært relativt lite flyt på ledningen i Gudbrandsdalen, og det har i snitt gått noe mer nordover enn sørover⁶¹. De seneste årene har det imidlertid vært en klar trend at kraftflyten i stadig flere timer går sørover. I de nærmeste årene og frem til 2030 forventer vi betydelig flere timer med flyt sørover enn nordover (Figur 7-2). Våre simuleringer viser også at den blir høyere enn den historisk har vært. Kapasiteten begrenser flyten til ca. 600 MW.



Figur 7-2: Varighetskurve for flyt sørover i
Gudbrandsdalen i 2020, 2030 og 2040.



Figur 7-3: Varighetskurve for flyt sørover i
Gudbrandsdalen i Basis 2040 for sommer og vinter

⁶¹ På denne korridoren går den fysiske flyten noen ganger fra området med høy pris til området med lav pris på grunn av flaskehalser andre steder i nettet og flytmønsteret i Norden. Når det flyter mye sørover i Sverige flyter det ofte samme vei i Gudbrandsdalen, selv om prisen i Sør-Norge er lavere enn i NO3. På vinteren kan det flyte nordover på grunn av kraftunderskudd i NO3, selv om NO3 er en del av et felles lavprisområde i nord, og Sør-Norge har felles høy pris med Sør-Sverige og kontinentet.

Etter 2030 blir energiflyten i basisscenarioet mer balansert med flere timer med flyt nordover. Bakgrunnen er mer industriforbruk i Nord-Norge og nord i Sverige, samt betydelig utbygging av solkraft i Sør-Norge. Denne utviklingen gjør at totalt antall timer med flaskehals på ledningen synker, selv om det oppstår flere timer med flaskehals nordover.

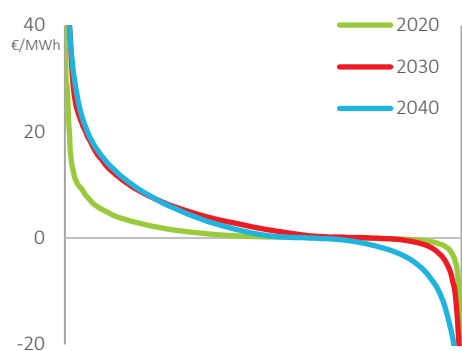
Figur 7-3 viser tydelig at flaskehalsene sørover primært oppstår om vinteren. Disse oppstår når det blåser relativt mye nord i Norden. Flaskehalsene fra sør til nord oppstår på dagen om sommeren når det er mye solkraft sør i Norge og ellers i Europa. I disse timene er det lite eksport til kontinentet og Sverige, selv om produksjonen i Sør-Norge er høy og forbruket lavt. Dermed blir det høy flyt nordover i Gudbrandsdalen.

Prisforskjellene time for time kan fortsette å øke selv om snittprisene i NO3 og NO1 blir likere

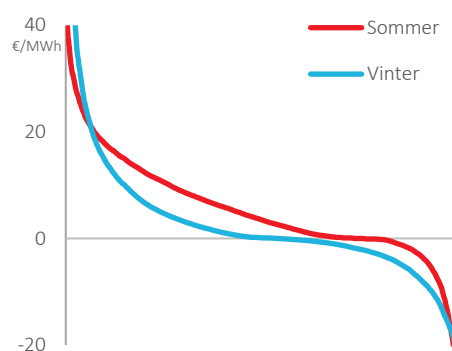
Absolutt prisforskjellene time for time mellom NO3 og NO1 øker mye fra Basis 2020 til 2030⁶². I vår Basis fortsetter prisforskjellene time for time å øke noe fra 2030 til 2040, selv om gjennomsnittprisene over året blir noe likere (se Figur 3-4 og Figur 3-10 i kapittel 3).

Når prisforskjellene time for time likevel forsetter å øke til 2040 i Basis skyldes dette at prisene i NO1 blir lavere enn NO3 i flere timer, samtidig som prisforskjellene når det er flaskehals sørover og lavest pris i NO3, er like store som i 2030 (Figur 7-4). Bakgrunnen for dette er både flere timer med flaskehals nordover i Gudbrandsdalen, og at det blir flere timer med flaskehals fra Norge til Sverige.

I timer der det for eksempel er flaskehals østover fra NO3 til Sverige blir prisen i NO3 lavere enn i NO1, selv om det ikke er flaskehals i Gudbrandsdalen⁶³. Motsatt kan flaskehals østover mellom NO1 og SE3 gi lavere pris i NO1 selv om det ikke er flaskehals i Gudbrandsdalen. Dette er grunnen til at prisforskjellene over året ikke er helt korrelert med når det er høy flyt og flaskehals i Gudbrandsdalen. Det siste ser man med å sammenlikne Figur 7-3 og Figur 7-5.



Figur 7-4: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO1 og NO3 i 2020, 2030, og 2040. Positive verdier er lavest pris i NO3.



Figur 7-5: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO1 og NO3 delt på sommer og vinter i 2040. Positive verdier er lavest pris i NO3.

Med mye vekst i industri, vindkraft og solkraft, samt mindre kjernekraft, blir overføringsbehovet så stort og varierende at det vil være relativt mange timer med flaskehals på kanalene som gir prisforskjell mellom NO1 og NO3. Mer variable priser gjør også at prisforskjellene ofte blir relativt store i timer med flaskehals. I sum mener vi derfor at det er en robust konklusjon at prisforskjellene mellom NO1 og NO3

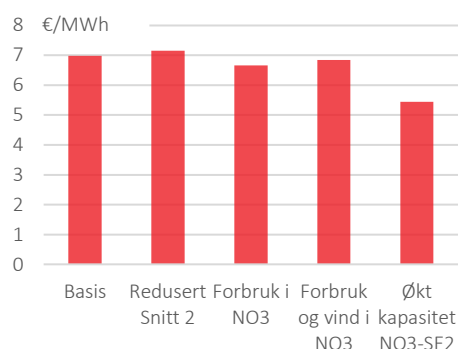
⁶² Prisforskjellene NO3-NO1 i vår Basis for 2030 er i snitt vesentlig lavere enn det de har vært til nå i 2021. I det simulerte væråret med høyest forskjell i 2030 er absolutt prisforskjell time for time i snitt ca. 10 €/MWh, mot 17 €/MWh hittil i 2021. Grunnen til dette er at kapasiteten i nettet så langt i år har vært vesentlig lavere enn det vi legger til grunn i vår Basis, begge ledningene over Sognefjorden er oppgradert til 2030 og prisene i Sør-Norge har vært veldig høye i 2021. Det siste skyldes blant annet voldsomt høye gasspriser fra sommeren og utover høsten. Når en del av disse ekstraordinære faktorene forsvinner, blir også prisforskjellene lavere. Imidlertid blir prisforskjellene trolig liggende på et høyere nivå midt på 2020-tallet enn det vi har i basis 2030.

⁶³ I en del timer skyldes lavere pris i NO3 flaskehals sørover på Vestlandet mellom NO3 og NO5.

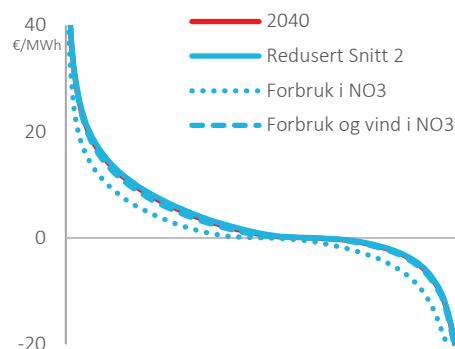
forblir på et relativt høyt nivå, selv om en del av de faktorene som gir økt prisforskjell de neste årene til en viss grad kan forsvinne. Sensitivitetene vi har gjort i 2040 illustrerer dette:

- Redusert kapasiteten på snitt 2 i Sverige med 1000 MW.
- 500 MW økt industriforbruk i Midt-Norge. Dette har vi også gjort i kombinasjon med 1000 MW mer havvind lokalt i NO3.
- Økt overføringskapasitet NO3 til SE2 fra 600 MW til 1000 MW. Kapasiteten fra SE2 til NO3 er 1000 MW allerede i dag.

Slik vi ser av Figur 7-6 er prisforskjellene omtrent like i alle variantene, selv om mer kapasitet fra NO3 til SE2 reduserer de noe, til ca. 5.5 €/MWh. Mer forbruk i NO3 er et godt eksempel på hvorfor det blir slik. Selv om prisforskjellene da reduseres i timene der NO3 har lavere pris enn NO1 sammenlignet med Basis, ser vi at dette motvirkes av at prisforskjellene øker i timene der prisene i NO3 er høyest (Figur 7-7). Samlet sett gjør dette at prisforskjellene er omtrent like som i Basis.



Figur 7-6: Absolutte prisforskjeller mellom NO1 og NO3 i sensitivitetene nevnt i listen over



Figur 7-7: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO1 og NO3 i sensitivitetene nevnt i listen over. Ved positive verdier er prisene høyest i NO1, ved negative verdier er de høyest i NO3

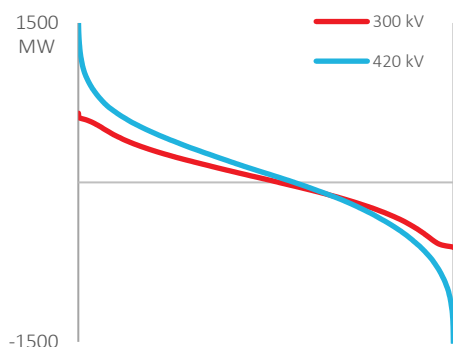
7.2 Nyttegevinstene av å oppgradere er relativt store og robuste

Overføringen mellom NO3 og NO1 i Gudbrandsdalen består av en gammel 300 kV simplex ledning mellom Aura og Fåberg. En oppgradering til 420 kV innebærer derfor å rive eksisterende nett og bygge en ny ledning. Tiltaket vil komme etter forsterkningene som nå er under planlegging gjennom Trøndelag, og fra Lillehammer og Oslo. Våre simuleringer indikerer at den økte kapasiteten utnyttes godt og gir vesentlig reduserte flaskehalskostnader gjennom å øke overføringskapasiteten nord-sør på nordisk nivå.

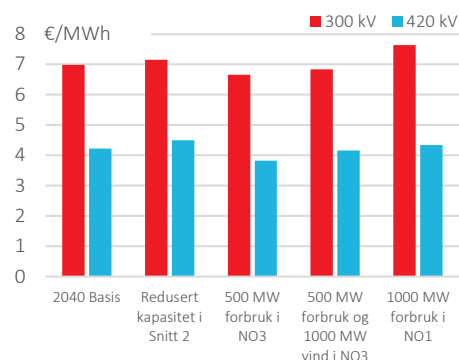
Oppgradering gir mye økt utveksling – prisforskjellene mellom Midt og Sør-Norge dempes markant

Figur 7-8 viser flyt på ledningen i 2040 med og uten oppgradering. Når ledningen er på 300 kV er den maksimale flyten i overkant av 600 MW, og flyten er sjelden over 500 MW. Våre simuleringer indikerer at oppgradering øker flyten begge veier vesentlig. Maksimalflyten blir godt over 1000 MW i begge retninger. Dette reduserer flaskehalsene både knyttet direkte til kapasiteten på den gamle ledningen, og gjennom at det avlastes flyten andre steder, spesielt i Sverige.

I Basis 2040 reduserer tiltaket gjennomsnittlig prisforskjell time for time mellom NO3 og NO1 fra ca. 7 til ca. 4 €/MWh (Figur 7-9). De gjenstående prisforskjellene skyldes primært flaskehals fra Norge til Sverige, både fra NO3 og NO1, og mellom SE2 og SE3. De ulike sensitivitetene viser det samme bildet, men virkningen øker når flaskehalsene i Sverige blir større.



Figur 7-8: Varighetskurve for flyt fra NO3 til NO1 i 2040 med ledningen på 300 og 420 kV.



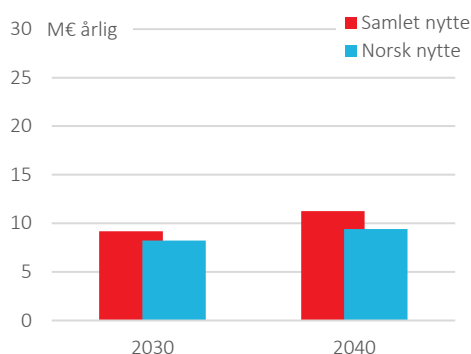
Figur 7-9: Prisforskjell mellom NO1 og NO3 før og etter oppgradering til 420 kV i Gudbrandsdalen. Også med ulike sensitiviteter.

Oppgradering til 420 kV gir betydelig nytte i form av reduserte flaskehalskostnader

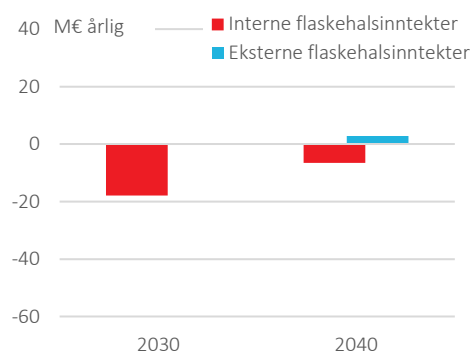
Samlet nytte som oppstår i kraftmarkedet av økt kapasitet i Gudbrandsdalen ligger i simuleringene på om lag 10-15 M€ i både 2030 og 2040 (Figur 7-10). Norsk andel utgjør omtrent 10 M€. Igjen mener vi det er en del forhold som simuleringene ikke fanger som tilsier at nytten er høyere.

Sammenlikner vi dette med oppgradering av Modalen-Sauda (Figur 4-16 i kapittel 4.3) ser vi at samlet nytte i Basis 2040 er omtrent lik, men det er stor forskjell i hvordan nytten fordels mellom land. Dette henger sammen med at nytten av å oppgradere i Gudbrandsdalen i mindre grad kommer som økt flaskehalsinntekt mot utlandet (Figur 7-11). Samtidig blir bytteforholdet mellom NO4 og NO3 mot Sverige vesentlig bedre. I sum gjør det at mye nytte havner i Norge. De ulike sensitivitetene i basis 2040 gir omtrent lik nytte (Figur 7-12 og Figur 7-13). Mer forbruk og produksjon i NO3 vil øke nytten. Det samme vil en større forbruksvekst på Østlandet.

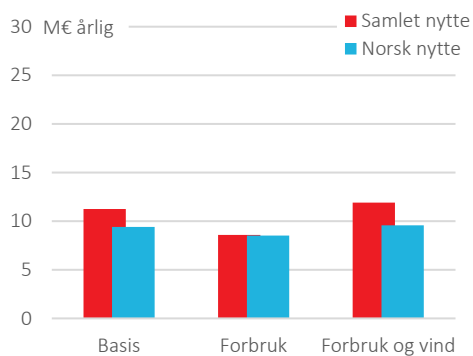
Vi får negativ svensk markedsnytte av å oppgradere i Gudbrandsdalen selv om dette reduserer flaskehalsene i Sverige noe. Her er det viktig å påpeke at selv om statiske modellsimuleringer gir negativ nytte i Sverige, vil det opplagt være gunstig fra et svensk perspektiv at økt kapasitet i Norge avlaster flaskehalsene på svensk side.



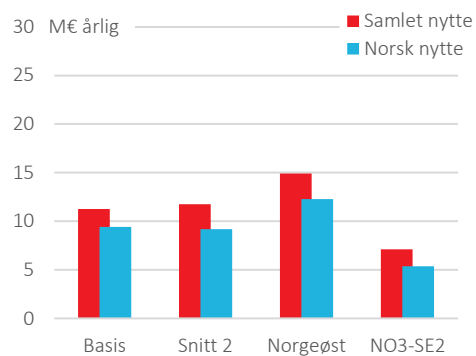
Figur 7-10: Årlig samlet nytte og norsk nytte av oppgradering i Gudbrandsdalen i 2030 og 2040



Figur 7-11: Endring i flaskehalsinntekter i Norge og mot utlandet av oppgradering i Gudbrandsdalen i 2030 og 2040.



Figur 7-12: Endring i årlig samlet nytte og norsk nytte i 2040 ved oppgradering i Gudbrandsdalen og sensitiviteter med mer forbruk på NO3, og mer forbruk (500MW) på NO3 i kombinasjon med mer vind (1000 MW).



Figur 7-13: Endring i årlig samlet nytte og norsk nytte i 2040 ved oppgradering i Gudbrandsdalen og sensitiviteter med redusert kapasitet på snitt 2 i Sverige (1000MW), økt eksportkapasitet mellom NO3 og SE2 (fra 600MW til 1000 MW) og mer forbruk i NO1 (1000MW).

8 Nord-Norge til Midt-Norge og internt i Nord-Norge

Dagens prisområde NO4 dekker hele Nord-Norge fra Trøndelag til grensen mot Russland. Dette er et svært stort område hvor det er begrenset kapasitet til å overføre kraft mellom ulike regioner. Vi ser spesielt på hvordan stor forbruksvekst i Nord-Norge påvirker flaskehalser, både internt i området og mot naboområdene. Vi ser også på konsekvenser av oppgradering av den gjenværende 300 kV ledningen mellom Røssåga og Midt-Norge, slik at det blir to gjennomgående 420 kV på denne strekningen



Figur 8-1:
Transmisjonsnett i
2021. Grønn linje
illustrerer Namsos-
Røssåga

8.1 Store planer om nytt forbruk, lite planer om ny produksjon

NO4 er et stort område med relativt svakt nett og gunstig lokalisering av produksjon og forbruk

Transmisjonsnett i Nord-Norge består hovedsakelig av en 420 kV ledningen fra Røssåga sør i Nordland til Alta i Finnmark, men hvor det er to 420 kV ledninger på strekningen mellom Ofoten og Balsfjord⁶⁴. Fra Røssåga til Trøndelag går det to ledninger, en på 420 kV og en på 300 kV. Området er forbundet med Sverige via en 420 kV fra Ofoten og en 220 kV fra Røssåga. Helt øst i Finnmark går det en lang 220 kV ledningen til Finland med lav overføringskapasitet.

Sammen med store avstander gjør dette at overføringskapasiteten både internt og ut av området er relativt lav. Likevel er den tilstrekkelig for å ha god forsyningssikkerhet, fordi de store kraftverkene er spredd over et stort geografisk område, og er i nærheten av hovedtyngden av forbruket. På grunn av de store avstandene og begrenset nettkapasitet er det en fordel at området har et kraftoverskudd i et normalår med tanke på både forsyningssikkerhet og driften av kraftsystemet. Overskuddet gjør at området i perioder har lavere kraftpriser enn Midt-Norge og Sverige. Spesielt faller prisene i perioder der kapasiteten ut av området blir redusert på grunn av at ledninger internt eller ut av området er ute av drift.

Kraftoverskudd på ca. 8 TWh i dag, i vår Basis reduseres overskuddet noe

Nord-Norge har i dag et betydelig kraftoverskudd med en normalårsproduksjon på rundt 27-28 TWh og et forbruk på snart 20 TWh. Mye av produksjonen ligger mellom Nedre Røssåga og Svartisen i Nordland, samt i indre deler av Troms. Finnmark er omtrent i balanse gjennom et normalår, men har underskudd om vinteren og overskudd om sommeren.

I vår Basis øker forbruket til henholdsvis 27 og 30 TWh i 2030 og 2040. Da produksjonen øker til henholdsvis 33 TWh og 35 TWh dempes kraftoverskuddet. Det er store planer om økt forbruk utover det vi har lagt inn. På produksjonssiden er vindressursene både på land og på havet store.

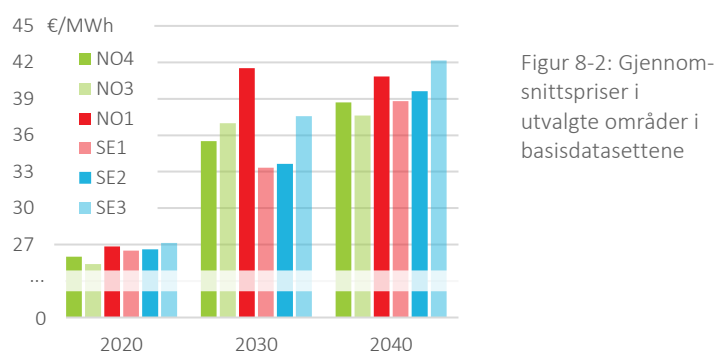
⁶⁴ Fra Nedre Røssåga til Ofoten er det ca. 35 mil. Her går det bare en 420 kV ledning.

Prisene i nord stiger opp mot de i sør i vår Basis, men prisforskjellene time for time øker

I vår Basis blir prisene i NO4 og i det to nordligste prisområdene i Sverige lavere enn i resten av Norden frem mot 2030. NO3 får også lavere pris enn Sør-Norge. Typisk vil prisene være lavest i Sverige i perioder med mye vind, mens Nord-Norge kan få de laveste prisene i perioder med mye nedbør, eller hvis kapasiteten ut av området er redusert.

I det lange bildet fører lokal forbruksvekst, stor forbruksvekst i Nord-Sverige og mer kapasitet gjennom det svenske kraftnettet til at snittprisene i nord og sør blir relativt like i vår Basis til 2040. Det er altså mange planer om nytt industriforbruk i Nord-Norge. Størrelsen på disse prosjektene er slik at hvis bare et fåtall blir realisert kan det føre til at prisene i Nord-Norge tidlig kommer opp mot nivået i sør.

I kapittel 3 viste vi at på tross av at snittprisene i Nord ble likere de i sør, kan prisforskjellene time for time likevel øke, slik som i vår Basis. Blant annet skyldes dette lavere priser i sør i timer med mye vind i Nordsjøen og lite vind lenger nord, eller i timer med høyt bidrag fra solkraften.

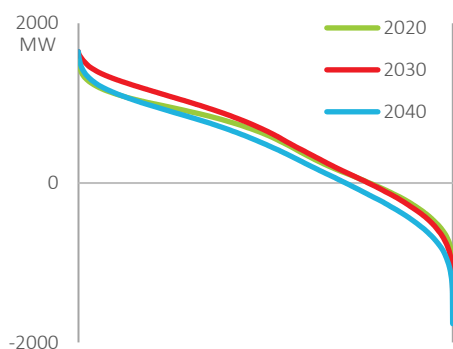


Figur 8-2: Gjennomsnittspriser i utvalgte områder i basisdatasettene

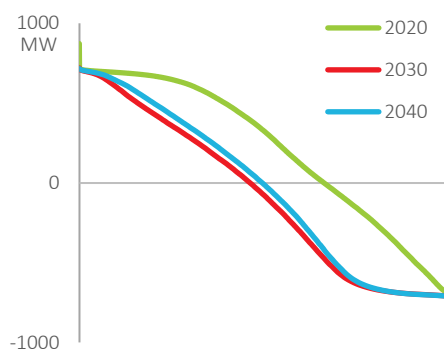
8.2 Forbruksvekst gir flere timer med flaskehals i timer med import fra Sverige

Flaskehalsene i Nord-Norge er i vesentlig grad knyttet til utvekslingen med Sverige

Figur 8-3 og Figur 8-4 viser flyten på de to hovedkanalene ut av området, mot NO3 og SE1, i våre basisdatasett for 2020, 2030 og 2040. Til 2030 dempes flyten mot Sverige på grunn av større kraftoverskudd i Sverige. Det gjør at flyten sørover i Norge øker på tross av mindre overskudd i Nord-Norge. Til 2040 fører ytterligere redusert overskudd i Nord-Norge til at flyten mot Midt-Norge minker mot slik det har vært historisk. Mot Sverige øker likevel antall timer med eksport vesentlig til 2040. Antall timer med høy import er omtrent uforandret fra 2030. Årsaken til dette er en betydelig vekst i forbruk i Sverige, kombinert med at vindkraften fortsetter å vokse, mens en del mer kjernekraft fases ut.



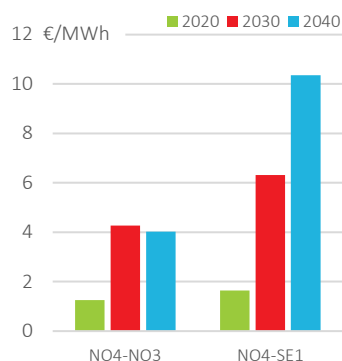
Figur 8-3: Flyt fra NO4 til NO3 (positive verdier) i 2020, 2030 og 2040



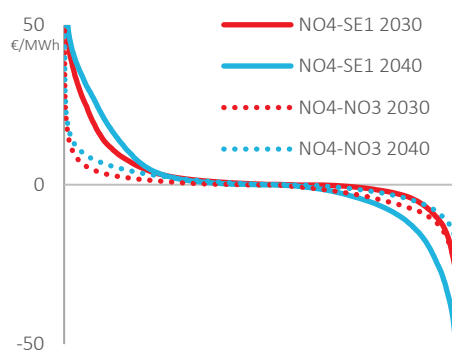
Figur 8-4: Flyt fra NO4 til SE1 (positive verdier) i 2020, 2030 og 2040

Flytkurvene viser tydelig at det vil være klart mest flaskehals mot Sverige der flyten "stanger" mot kapasitetsgrensene begge veier i mange timer, spesielt i 2040. Flyten time for time vil i stor grad følge bidraget fra vindkraften i Nord-Sverige. I timer med lite vind blir det flaskehals mot Sverige. I timer med mye vind blir det i mange timer flaskehals fra Sverige.

Samlet sett øker denne utviklingen prisforskjellene både mot NO3 og SE1 til 2030 (Figur 8-5). Til 2040 øker prisforskjellene vesentlig mot Sverige, mens de er stabile mot NO3. Prisforskjellene mellom NO4 og NO3 skyldes i stor grad flaskehalsene mot Sverige. Slik vi ser av Figur 8-6 er også prisforskjellene mellom NO4 og NO3 et resultat av timer med lavere priser i NO3. Årsaken er at flaskehalser ut av NO3 lenger sør, for eksempel mot SE2, kan gi lavere pris i NO3.



Figur 8-5: Absolutt prisforskjell på NO4-SE1, og NO4-NO3 i 2020, 2030 og 2040

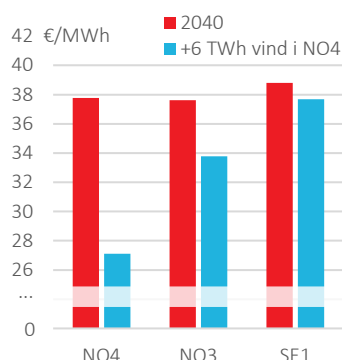


Figur 8-6: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO4 og SE1, og NO4 og NO3 i 2030 og 2040. Positive verdier er når prisen i NO4 er høyest

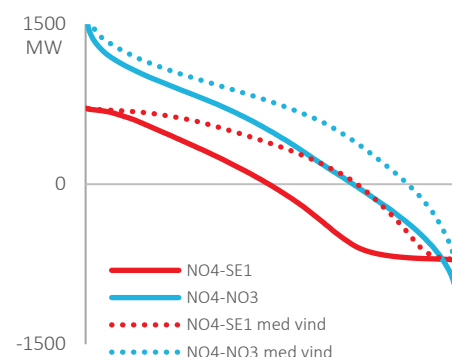
Økt overskudd i Nord-Norge gir lavere priser i NO4 enn i NO3

I tidligere analyser har vi vist hvordan et økt overskudd i Nord-Norge fra dagens nivå vil gi vesentlig lavere priser i området. I vår Basis minker overskuddet fra ca. 7-8 TWh i dag til 5 TWh i 2040. Basert på alle forbruksplanene mener vi også det er lite trolig at mer produksjonen ikke følges opp av mer ny industri. Vi har likevel gjort en simulering der vi øker produksjonen med 6 TWh i Basis 2040, slik at overskuddet øker til 11 TWh. Produksjonen er fordelt likt mellom sør og nord for Ofoten.

I simuleringen med 6 TWh mer overskudd øker antall timer med høy flyt og flaskehals mye mot både Sverige og Midt-Norge (Figur 8-8). De lokale prisene i NO4 faller med over 10 €/MWh, mens prisene i NO4 synker med 4 €/MWh (Figur 8-7). Prisene nord i Sverige går også ned.



Figur 8-7: Gjennomsnittspriser i NO4, NO3 og SE1 i 2040, med og uten 6 TWh mer vind i Nord-Norge



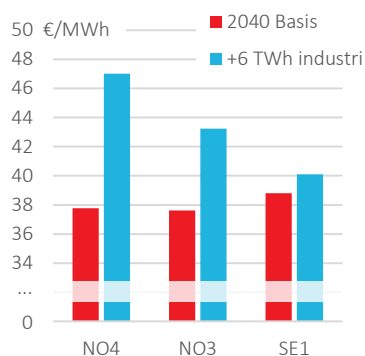
Figur 8-8: Varighetskurve for flyt fra NO4 til SE1 og NO3. De stiplede linjene viser flyten med 6 TWh mer vindkraftproduksjon i NO4.

Større forbruksvekst, spesielt nord for Svartisen, gir betydelig økt flaskehals inn fra Sverige

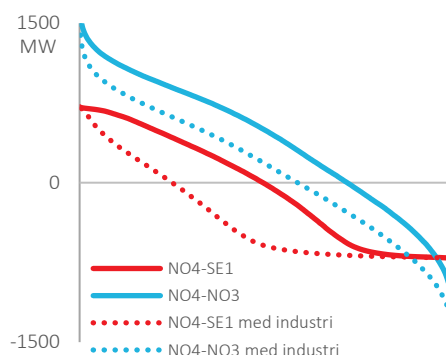
Vi har testet å øke forbruket med ytterligere 6 TWh (800 MW) i Basis 2040, slik at Nord-Norge omtrent er i energibalanse i et normalår. Det betyr altså at forbruket øker fra ca. 20 TWh i dag til 35 TWh. Vi har lagt til den nye industrien rundt Rana og i Troms. Flytkurvene i Figur 8-10 viser at dette gir flaskehals på ledningen fra Sverige i ca. 50 prosent av tiden. Det er fortsatt flere timer med flyt mot Midt-Norge, men flyten nordover blir høy i mange timer.

Den store flaskehalsen fra Sverige gjør at Nord-Norge får høyere priser enn Midt-Norge og vesentlig høyere priser enn Nord-Sverige. Snittprisene i Nord-Norge øker fra ca. 38 €/MWh til over 45 €/MWh (Figur 8-9). I NO3 øker prisene til 43 €/MWh.

Flaskehalsene fra Sverige hadde blitt enda større om vi hadde lagt til mer av forbruket nord for Ofoten, fordi forbruket da i enda større grad belaster ledningen mellom SE1 og NO4. Om forbruket kommer i Troms eller Finnmark påvirker ikke størrelsen på flaskehalsen fra Sverige. Det vil imidlertid påvirke nettet mellom disse to områdene.



Figur 8-9: Snittpriser i NO4, NO3 og SE1 i 2040, med og uten 6 TWh mer forbruk i Nord-Norge



Figur 8-10: Varighetskurve for flyt fra NO4 til SE1 og NO3. De stiplede linjene viser flyten med 6 TWh mer industri i NO4.

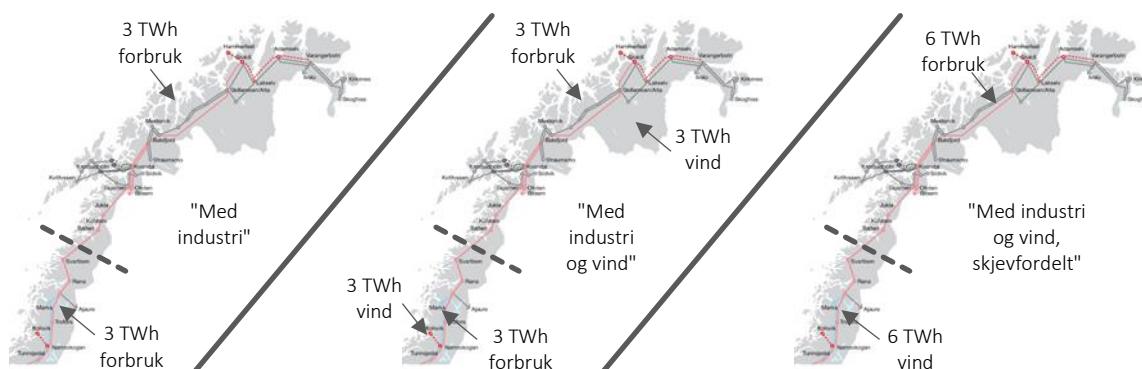
Vekst i både forbruk og produksjon gir økte flaskehalser, men samlokalisering begrenser økningen

Overføringskapasiteten både internt og ut av Nord-Norge er begrenset. Det kommer både av store avstander og relativt svakt internt nett. I tillegg er det skjevflyt mellom ledningene mot Sverige og sørover i Norge. For eksempel har vi vist over at ledningene mot Sverige blir en flaskehals i timer med lite produksjon i Nord-Norge. Det gjør at samlokalisering av nytt forbruk og produksjon er gunstig. For å illustrere dette har vi gjort to simuleringer med utgangspunkt i Basis 2040. Simuleringene er satt på spissen, men tilsvarende effekter vil dukke opp for langt mindre volumer.

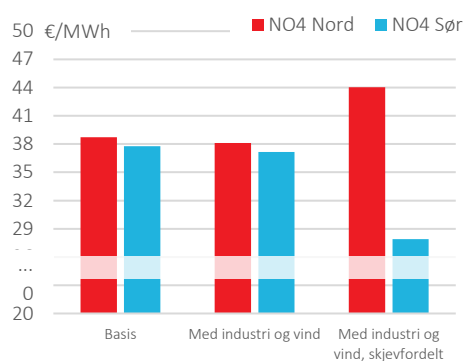
- I den første simuleringen øker vi både forbruk og produksjon med 6 TWh fordelt likt mellom nord og sør for Svartisen kraftverk (Figur 8-11)
- I det andre tilfellet er produksjonen lagt sør for Svartisen, mens alt forbruket er lagt i Troms

I vår modell er prisområdet NO4 delt i to prisområder, der skillet går mellom Svartisen og Ofoten. Grunnen er at alle flaskehalser primært må løses med prisområder. Uten at vi deler området i to får vi problemer med å gjennomføre simuleringene. I virkeligheten løses flaskehalsene i større grad med spesialregulering, men også med å sette ned kapasitet på forbindelsene ut av området for å sikre sikker drift.

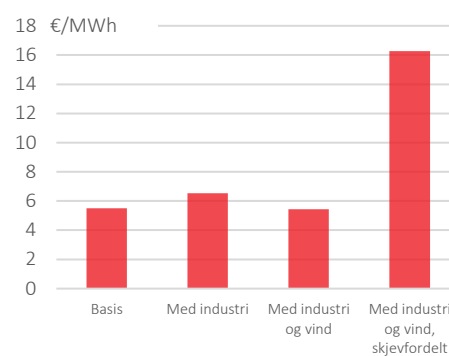
I vår Basis er det omtrent like snittpriser i de to områdene i 2040, og relativt små prisforskjeller time for time (Figur 8-13). I varianten der 6 TWh forbruk og produksjon er samlokalisert øker prisforskjellene lite. I simuleringen der vi har lagt til forbruket i nord og produksjonen i sør ser vi imidlertid at prisforskjellene mellom de to områdene blir svært store. Snittprisen i det sørlige området synker til under 30 €/MWh, mens prisen i det nordlige stiger til nærmere 45 €/MWh. En ny kraftledning i Norge fra sør i Nordland til Ofoten vil dempe flaskehalsene, men effekten vil trolig være relativt begrenset fordi flaskehalsene i så stor grad skyldes utvekslingen mot Sverige.



Figur 8-11: Kartet viser hvor skillet går mellom det nordlige og sørlige området som vi har delt NO4 i for beregningene av pris i denne analysen. Skillet går nord for Svartisen. De tre kartene viser også fordelingen av produksjon og forbruk i de tre scenarioene vi viser resultater for under. Pilene viser bare hvilket av de områdene forbruk og vind tilhører, ikke hvor det er plassert i nettet.



Figur 8-12: Gjennomsnittspriser nord og sør i dagens NO4 i ulike sensitiviteter. Det er lagt til 6 TWh industri jevnt fordelt i NO4 i første sensitivitet. I andre sensitivitet er det også lagt til 6 TWh vind jevnt fordelt. I den siste er det samme mengde vind og industri, men all vind er i nord og all industri i sør.

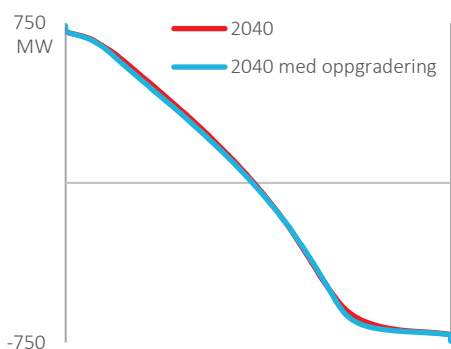


Figur 8-13: Absolutt prisforskjell mellom nord og sør i dagens NO4 i de samme sensitivitetene som for figuren til venstre.

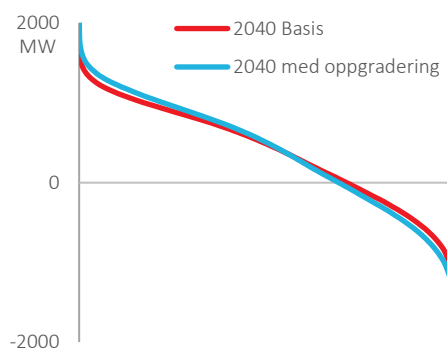
8.3 Oppgradering til 420 kV mot Midt-Norge øker i liten grad kapasiteten ved underskudd

Oppgradering til 420 kV reduserer flaskehalsene ved flyt sørover, mindre effekt ved flyt motsatt vei
Vi ser her på å oppgradere strekningen fra Nedre-Røssåga til Midt-Norge til 420 kV. Dette tiltaket innebærer i praksis å rive dagens 300 kV og bygge ny ledning til Namsos. Dette vil gi to 420 kV ledninger hele veien fra Røssåga til Sunndalsøra. I simuleringene er det også forutsatt at Gudbrandsdalen og Modalen-Sauda er oppgradert til 420 kV. Grunnen er disse tiltakene mest sannsynlig kommer først. I praksis er det derfor to 420 kV ledninger hele veien fra nesten midt i Nordland til Sør-Norge.

Figur 8-14 og Figur 8-15 viser flyten mellom NO4 og NO3 og NO4 og SE1 i Basis 2040, med og uten oppgraderingen. Flyten i timene med høyest flyt sørover i Norge øker fra opp mot 1500 MW til opp mot 2000 MW. Dette reduserer flaskehalsene i timer med overskudd, spesielt hvis det er mye produksjon fra Svartisen og sørover. Samtidig er det begrenset hvor mye tiltaket avlaster høy flyt østover mot Sverige fra Ofoten. I timer med underskudd i NO4 har tiltaket relativt liten effekt på flaskehalsene, selv om flyten nordover fra Midt-Norge øker noe. Dette gir også noe bedre utnyttelse av ledningen fra Sverige.

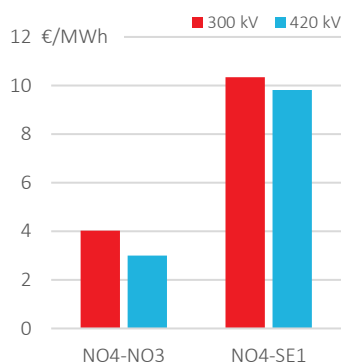


Figur 8-14: Flyt fra NO4 til SE1 i 2040 med og uten oppgradering

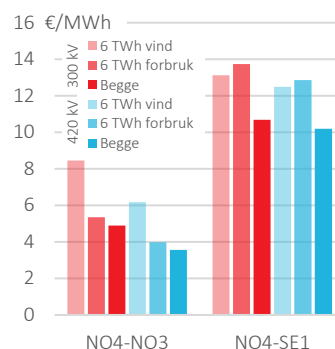


Figur 8-15: Flyt fra NO4 til NO3 i 2040 med og uten oppgradering

Det at tiltaket i 2040 isolert sett i mindre grad avlaster flaskehalsene som oppstår ved intakt nett blir reflektert i hvordan tiltaket påvirker prisforskjellene mellom NO4 og områdene rundt. Prisforskjellene time for time mellom NO4 og NO3 reduseres fra 4 €/MWh til 3 €/MWh i Basis 2040. Mot Sverige reduseres prisforskjellen fra i overkant av 10 €/MWh til i underkant av 10 €/MWh.



Figur 8-16: Absolutte prisforskjeller fra NO4 i 2040 med og uten linjeoppgradering



Figur 8-17: Absolutte prisforskjeller fra NO4 i flere sensitiviteter i 2040 med og uten linjeoppgradering

Figur 8-17 viser effekten av oppgradering til 420 kV i en del av sensitivitetene vi har gjort i Basis 2040. Vi ser det samme hovedbildet som i Basis selv om tiltaket reduserer prisforskjellen mot NO3 noe mer.

Mest effekt har oppgraderingen der vi har lagt til en isolert vekst i produksjonen i NO4 på 6 TWh, der prisforskjellen reduseres fra 8 €/MWh til 6 €/MWh. Mer forbruk i NO3 vil også øke effekten av tiltaket.

Lav markedsnytte, selv om nytten er høyere enn modellsimuleringene indikerer

Våre simuleringer gir lav nytte av økt kapasitet mot Midt-Norge både i 2030 og 2040. I 2030 får vi en samlet nytte på 1 M€ og i 2040 null. Vi mener at nytten som kommer ut av modellen er for lav og at den i realiteten vil være positiv. Samtidig er reduksjonen i flaskehalser ut av området relativt liten, spesielt i 2040. Videre er nedgangen i samlede flaskehalser i det nordiske nettet enda mindre fordi disse til en viss grad flyttes sørover⁶⁵. Da er det naturlig at reduksjonen i flaskehalskostnader som følge av tiltaket er lavt.⁶⁶

Så lenge ikke overskuddet øker betydelig vil nytten av tiltaket være mer knyttet til forhold våre simuleringer ikke fanger opp, for eksempel knyttet til driftsstanser eller langvarige feil. Da det er få ledninger i og ut av området, gir bortfall av ledninger ofte stor reduksjon i kapasiteten. Nytt den ekstra kapasiteten en 420 kV-ledning gir i disse timene kan være betydelig. Samlet sett mener vi likevel at tiltaket uti fra et transportkanalperspektiv må prioriteres etter oppgradering på Vestlandet, NO2-NO1, internt i NO2 og Gudbrandsdalen. Det at tiltaket belaster flaskehalsene lenger sør er også en grunn til å oppgradere Modalen-Sauda og Gudbrandsdalen først.

Hvis forbruket er fleksibelt, kan det knyttes til større volum

En oppgradering til 420 kV til Røssåga kan være nødvendig for å sikre god forsyningssikkerhet lokalt sør i Nordland ved en større forbruksvekst der. Lenger nord vil tiltaket alene i liten grad gi bedre forsyningssikkerhet. Det betyr at en større forbruksvekst for eksempel mellom Røssåga og Ofoten, kan kreve nye ledninger.

På grunn av de store avstandene, relativt svakt nett, og begrensede muligheter for å bygge ut ny regulerbar produksjon er det uansett ekstra gunstig hvis nytt forbruk er fleksibelt. Det betyr at forbruket kan koble ut ved høye strømpriser, feil i nettet eller store flaskehalser. Uavhengig av hva som skjer på nettsiden vil det kunne knyttes til mer forbruk hvis dette er fleksibelt, spesielt i kombinasjon med ny lokal produksjon.

Mer kapasitet mellom Sverige og Norge er gunstig både ved eksport og ved import

Med høy utnyttelse av ledningene mot Sverige og betydelige prisforskjeller vil det være gunstig med mer kapasitet mot Sverige. Det er i dag ikke konkrete planer om nye kraftledninger, men dette er noe som ses på i det nordiske samarbeidet. Samtidig er det slik at mindre økninger i kapasitet som skyldes primært bedre utnyttelse av dagens nett kan dempe flaskehalsene.

Spesielt gjelder dette på ledningen mellom Ofoten-Ritsem som utgjør handelskorridoren NO4-SE1. I dag markedskapasiteten satt til ca. 600 MW. Den termiske grensen er vesentlig høyere på 1250 MW. Markedskapasitetene på alle elspotgrenser er likevel langt under den termiske kapasiteten på ledningene. Det skyldes blant annet at kraftsystemet skal tåle utfall av en ledning, men også begrensninger knyttet til spenning og stabilitet. I Nord-Norge hvor det er relativt få og lange ledninger gjør dette seg gjeldene i enda større grad enn lenger sør hvor nettet er mer masket. Likevel kan vi ikke utelukke at det er mulig å øke kapasiteten som kan gis til markedet noe med mindre tiltak enn å bygge nye kraftledninger.

⁶⁵ Hvis vi ikke hadde lagt til grunn oppgradering av Gudbrandsdalen ville dette vært tilfelle i enda større grad

⁶⁶ Det at modellen gir for like vannverdier mellom ulike magasin er også med å underdrive nytten.

Vedlegg

A. Historisk produksjon, forbruk, energi og kraftbalanse

Vedlegget viser historisk elektrisitetsproduksjon, -forbruk og kraftbalanse per land i Norden, samt energi- og effektbalanse per prisområde i Norge, de siste ti årene (2011-2020).

Årsforbruk for Norge, Sverige, Finland og Danmark er hentet fra henholdsvis Statistisk sentralbyrå (SSB), Statistiska centralbyrån (SCB), Statistikcentralen og Energistyrelsen. Årlig produksjon per nordisk land, og forbruk og produksjon per prisområde i Norge, er hentet fra Nord Pool for årene 2013-2020 og SysPower for årene 2011-2012. Avvik mellom SSB og NordPool på årlig kraftproduksjon og -forbruk i Norge skyldes at SSB, i motsetning til NordPool, medregner produksjon og forbruk i kraftstasjoner og til pumpekraft.

Historisk produksjon og forbruk (TWh) per land i Norden

TWh		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Norge	Vannkraft	122	143	129	137	139	144	143	140	126	142
	Vindkraft	1	2	2	2	3	2	3	4	6	10
	Kjernekraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Termisk	5	3	3	4	4	3	3	4	3	3
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>128</i>	<i>148</i>	<i>134</i>	<i>142</i>	<i>145</i>	<i>150</i>	<i>149</i>	<i>147</i>	<i>135</i>	<i>154</i>
	<i>Samlet forbruk</i>	<i>124</i>	<i>128</i>	<i>129</i>	<i>127</i>	<i>129</i>	<i>133</i>	<i>134</i>	<i>137</i>	<i>135</i>	<i>134</i>
	Kraftbalanse	3	20	5	16	16	16	15	10	0	21
Sverige	Vannkraft	66	78	61	64	74	61	64	61	65	71
	Vindkraft	6	7	10	12	17	15	17	17	20	28
	Kjernekraft	58	61	64	62	54	61	63	66	64	47
	Termisk	17	15	15	13	14	14	15	15	16	13
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>147</i>	<i>161</i>	<i>150</i>	<i>151</i>	<i>158</i>	<i>151</i>	<i>159</i>	<i>158</i>	<i>165</i>	<i>159</i>
	<i>Samlet forbruk</i>	<i>143</i>	<i>142</i>	<i>140</i>	<i>136</i>	<i>136</i>	<i>140</i>	<i>140</i>	<i>141</i>	<i>136</i>	<i>133</i>
	Kraftbalanse	4	19	10	16	23	12	19	17	29	26
Finland	Vannkraft	12	17	13	13	17	16	15	15	12	16
	Vindkraft	0	0	1	1	2	3	5	5	6	8
	Kjernekraft	22	22	23	23	22	22	22	22	23	22
	Termisk	35	29	32	29	25	25	24	24	25	20
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>70</i>	<i>68</i>	<i>68</i>	<i>66</i>	<i>66</i>	<i>66</i>	<i>65</i>	<i>65</i>	<i>66</i>	<i>66</i>
	<i>Samlet forbruk</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>84</i>	<i>83</i>	<i>83</i>	<i>85</i>	<i>85</i>	<i>87</i>	<i>83</i>	<i>78</i>
	Kraftbalanse	-14	-17	-16	-18	-16	-19	-21	-22	-18	-13
Danmark	Vannkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vindkraft	10	10	11	13	14	13	15	14	16	16
	Kjernekraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Termisk	24	19	21	17	13	15	14	14	13	10
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>33</i>	<i>29</i>	<i>32</i>	<i>30</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>27</i>
	<i>Samlet forbruk</i>	<i>35</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>	<i>34</i>
	Kraftbalanse	-1	-5	-2	-4	-7	-6	-5	-6	-5	-7

Historisk energibalanse (TWh) per prisområde i Norge

OBS: Prisområdeinndelingen ble justert mellom NO1 og NO5 i 2013, og mellom NO3 og NO5 i 2016.

<i>TWh</i>		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NO1	Produksjon	31	34	29	19	19	17	18	16	18	20
	Forbruk	37	38	37	34	35	36	36	37	36	35
	Energibalanse	-6	-4	-9	-15	-16	-19	-18	-20	-18	-15
NO2	Produksjon	37	50	47	51	52	53	50	52	42	53
	Forbruk	28	34	35	34	35	35	35	36	36	36
	Energibalanse	9	16	13	17	18	18	15	16	7	17
NO3	Produksjon	16	19	14	14	15	19	22	18	21	25
	Forbruk	20	21	22	22	22	25	26	26	26	26
	Energibalanse	-5	-3	-8	-8	-7	-6	-4	-8	-5	-2
NO4	Produksjon	21	24	25	23	22	26	27	26	25	24
	Forbruk	18	18	18	19	19	19	19	20	19	19
	Energibalanse	3	5	7	4	4	7	8	6	6	5
NO5	Produksjon	23	20	19	34	35	33	31	33	26	32
	Forbruk	21	17	16	17	18	16	16	16	16	16
	Energibalanse	2	3	2	17	17	17	15	16	11	15
Norge	Produksjon	127	146	133	142	143	149	148	146	133	153
	Forbruk	123	128	128	126	129	132	133	135	133	132
	Energibalanse	3	18	5	16	15	17	15	10	0	21

Historisk effektbalanse (GW) per prisområde i Norge

Effektbalansen er her gitt som differansen mellom høyeste produksjon i en time og høyeste forbruk i en time. Høyeste forbruk og produksjon er ikke nødvendigvis i samme time. OBS: Prisområdeinndelingen ble justert mellom NO1 og NO5 i 2013, og mellom NO3 og NO5 i 2016.

<i>GW</i>		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NO1	Maks produksjon	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3
	Maks forbruk	8	8	9	7	7	8	8	8	8	7
	Effektbalanse	-2	-2	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4	-4
NO2	Maks produksjon	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Maks forbruk	5	6	7	6	6	6	6	7	7	6
	Effektbalanse	4	4	3	4	4	3	4	4	4	5
NO3	Maks produksjon	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
	Maks forbruk	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4
	Effektbalanse	-1	-1	-1	-1	0	0	0	-1	0	0
NO4	Maks produksjon	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
	Maks forbruk	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Effektbalanse	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2
NO5	Maks produksjon	4	3	6	7	7	7	7	7	7	7
	Maks forbruk	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Effektbalanse	0	0	3	4	4	4	3	4	4	4
Norge	Maks produksjon	25	26	26	27	27	27	26	28	27	27
	Maks forbruk	22	23	24	23	23	24	23	24	24	22
	Effektbalanse	3	2	2	4	4	2	3	3	3	5

B. Bruk av utvekslingskapasitet mot utlandet

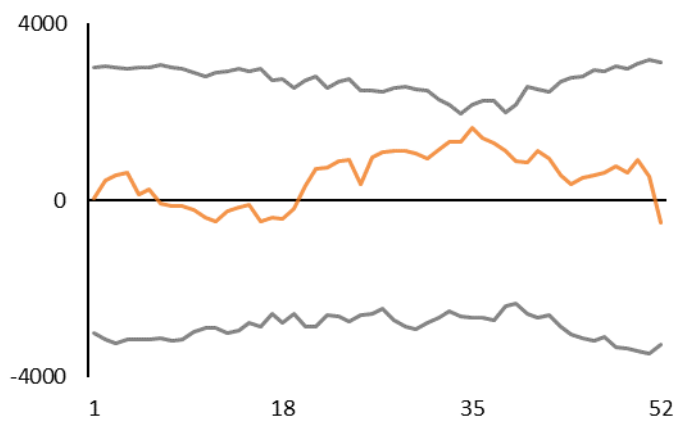
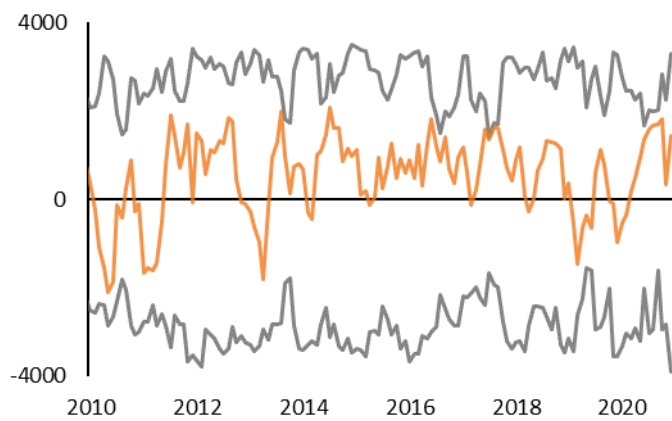
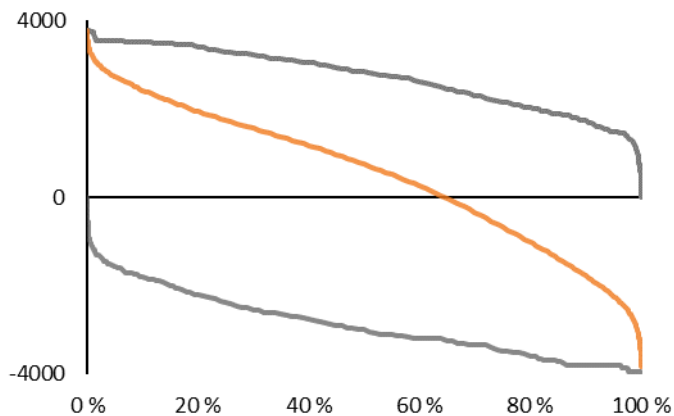
Vedlegget viser samlet overføringskapasitet ut av Norge og Norden, samt bruk av utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet.

B.1 Samlet overføringskapasitet ut av Norge og Norden i 2021 (per oktober)

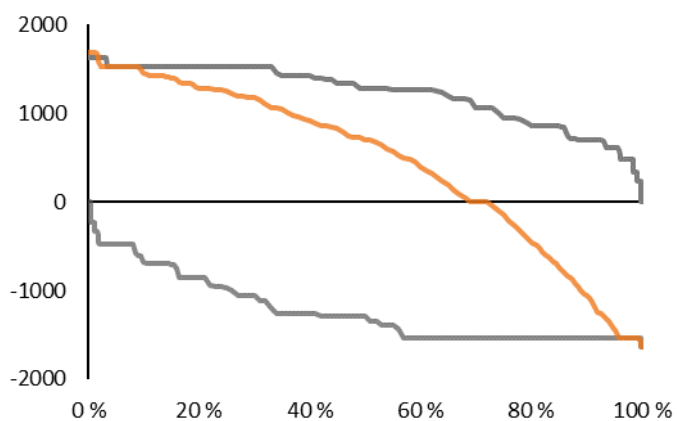
Kapasitet ut av Norge	Eksport
Sverige	3795 MW
Danmark	1600 MW
Nederland	700 MW
Tyskland	1400 MW
Sum kapasitet	7495 MW

Kapasitet ut av Norden	Eksport
Tyskland	4789 MW
Nederland	1400 MW
Polen	600 MW
Estland	1016 MW
Litauen	700 MW
Russland	320 MW
Sum kapasitet	8825 MW

B.2 Kapasitet og utveksling mot Sverige

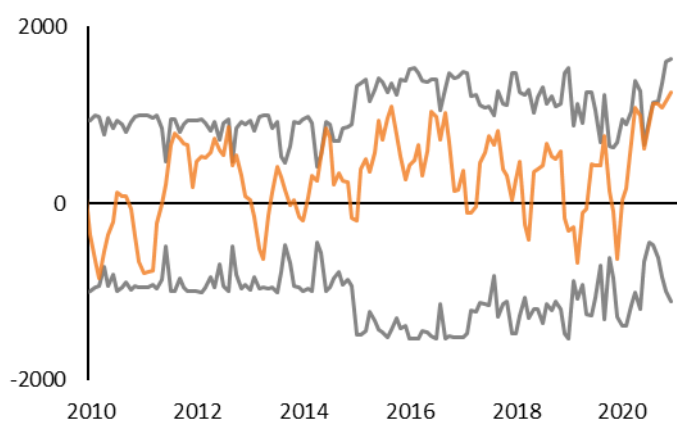


B.3 Kapasitet og utveksling mot Danmark

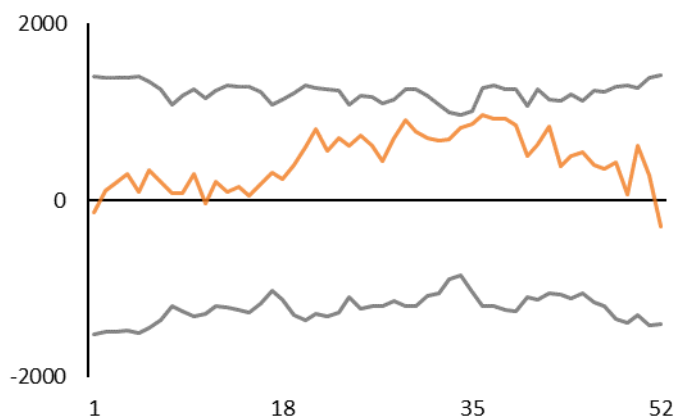


Varighetskurve for samlet elspotkapasitet og -utveksling (MW) mellom Norge og Danmark, for årene 2015-2020.

Den øvre grå linjen viser eksport-kapasitet, mens den nedre grå viser importkapasitet.

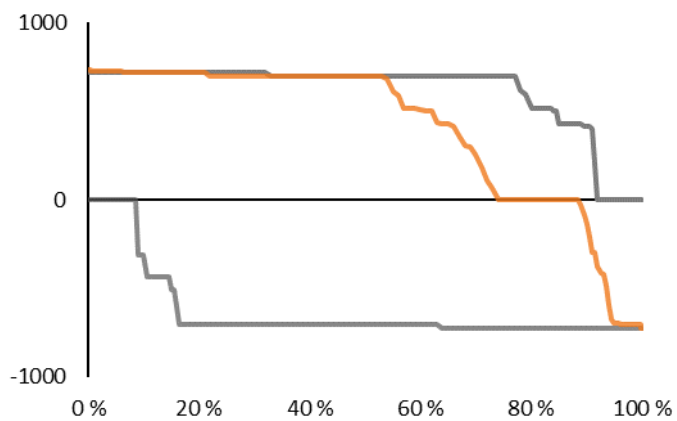


Gjennomsnittlig elspotflyt (MW) fra Norge til Danmark per måned, samt gjennomsnittlig kapasitet (MW) i begge retninger, 2010-2020.



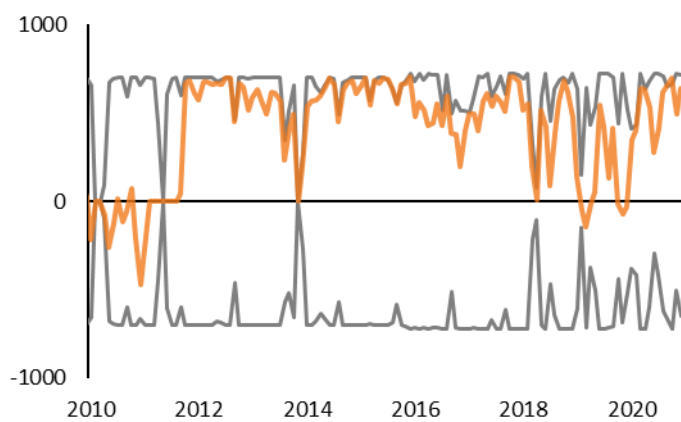
Gjennomsnittlig elspotkapasitet og -flyt (MW) per uke for årene 2015-2020.

B.4 Kapasitet og utveksling mot Nederland

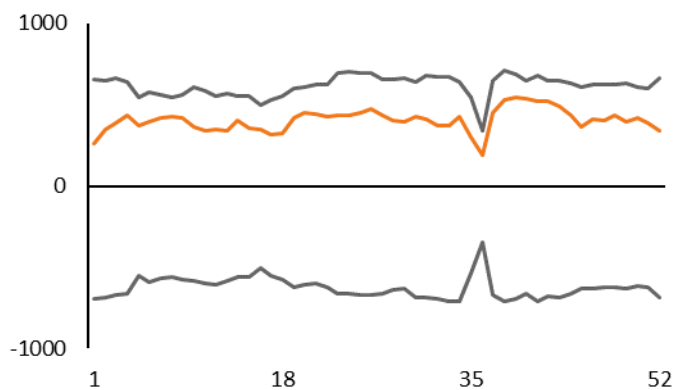


Varighetskurve for samlet elspotkapasitet og -utveksling (MW) mellom Norge og Nederland, for årene 2010-2020.

Den øvre grå linjen viser eksport-kapasitet, mens den nedre grå viser importkapasitet.

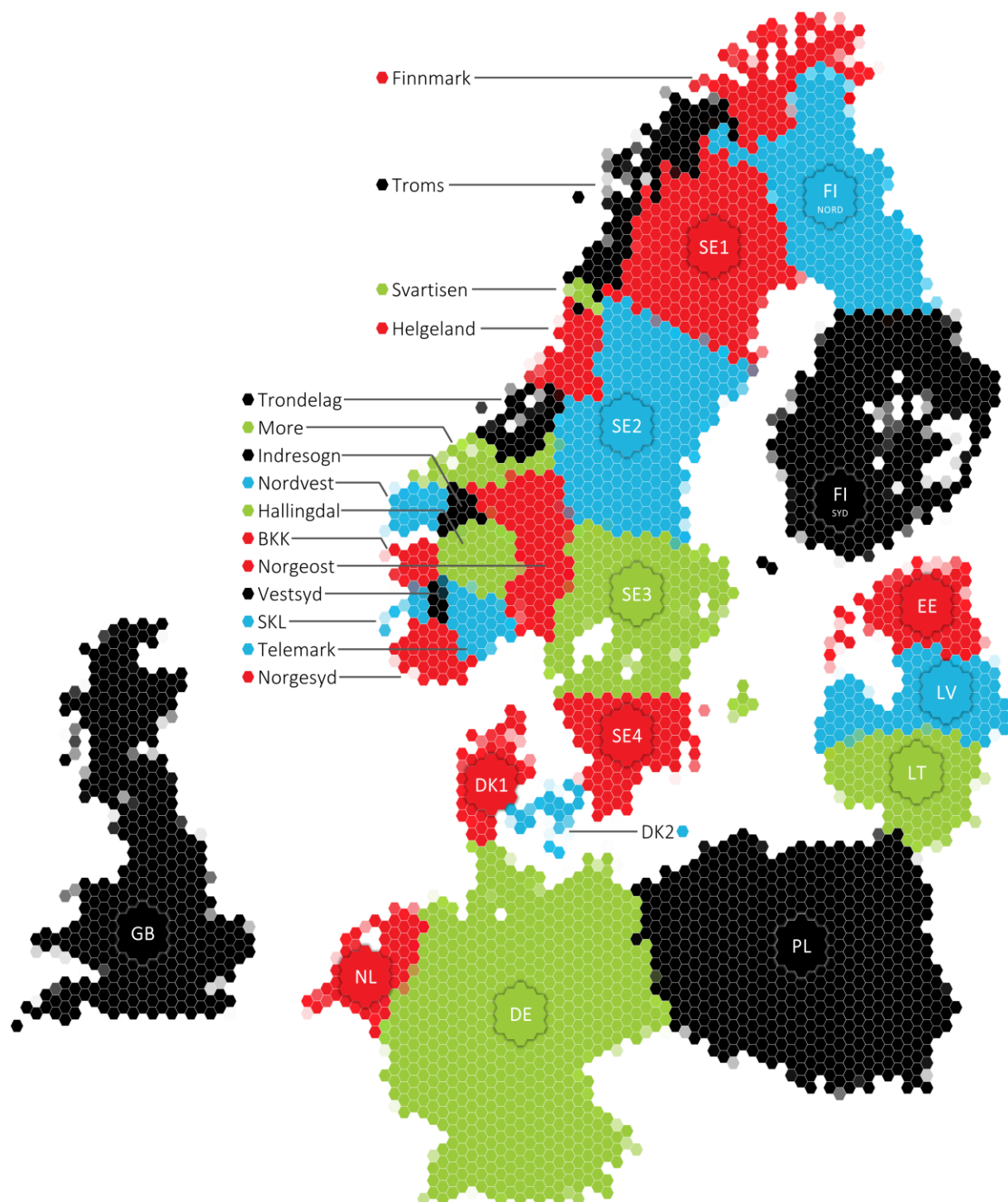


Gjennomsnittlig elspotflyt (MW) fra Norge til Nederland per måned, samt gjennomsnittlig kapasitet (MW) i begge retninger, for årene 2010-2020.



Gjennomsnittlig elspotkapasitet og -flyt (MW) per uke for årene 2010-2020.

C. Delområder i Samnett-modellen for denne analysen



D. Verdien av krafthandel og flaskehalsinntekter mot utlandet

Tabellen under viser verdien av krafthandel og Statnetts flaskehalsinntekter mot utlandet for årene 2013 til 2020. Alle inntektene er oppgitt i milliarder kroner.

år	Inntekt eksport	Kostnad import	Netto-verdi	Flaskehals-inntekt	Totalverdi handel	Netto eksport (TWh)
2013	4,2	-2,5	1,7	0,5	2,2	5
2014	5,2	-1,4	3,8	0,7	4,5	16
2015	4,0	-1,2	2,8	0,9	3,7	16
2016	5,1	-1,0	4,1	0,6	4,7	16
2017	5,5	-1,3	4,2	0,8	5,0	15
2018	7,6	-2,6	5,0	0,7	5,7	10
2019	4,5	-4,5	0,0	0,6	0,6	-3
2020	2,2	-0,3	1,9	2,4	4,3	20
Sum	44	-16	28	8	36	95

Andre relevante rapporter fra Statnett



Oppdatert Langsiktig Markedsanalyse, våren 2021

Oppdatering av LMA20 med fokus på markedsutviklingen de kommende 10-15 årene

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-07-02-lma-oppdatering.pdf>



Langsiktig markedsanalyse 2020

Norden og Europa 2020–2050

Siste hovedutgave av LMA fra 2020

https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf



Statnett Nettutviklingsplan 2021

Nettutviklingsplanen er Statnetts plan for nettutviklingen i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklingsplanen/>

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett