

Analyse av transportkanaler

Norge 2019-2040



Analysereport

Sak: Analyse av transportkanaler 2019-2040

Saksbehandler/Adm. enhet:

Eirik Tømte Bøhnsdalen / Markedsanalyse

Vegard Holmefjord / Markedsanalyse

Julie Larsen Gunnerød / Markedsanalyse

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anders Kringstad / Markedsanalyse

Dato: 1. oktober 2019

Sammendrag

Analyse av transportkanaler er en overordnet analyse av flyt og flaskehals i de store transportkanalene i det norske kraftsystemet frem mot 2040. Vi skisserer også den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår i kraftmarkedet av å øke kapasiteten på sentrale snitt. Analysen er ikke noe komplett beslutningsunderlag, men gir et bidrag til den langsiktige nettutviklingen som en del av Statnetts kraftsystemutredning (KSU). I korte trekk forsterker og utdyper analysen hovedbildet fra tidligere analyser:

- Den langsiktige markedsutviklingen gir økende flaskehals internt i Norge, særlig nord-sør.
- Generelt gir det å bygge ned interne flaskehals relativt moderat samfunnsøkonomisk nytte.
- Det vil uansett være krevende å fjerne fremtidige flaskehals i masket AC-nett da det innebærer mange tiltak i kombinasjon, inkludert forsterkninger mot og i det svenske nettet.
- Vi ser størst nytte av å forsterke nord-sør gjennom Trøndelag og mellom Fåberg og Oslo. Behovet for ny kapasitet vest-øst over blant annet Hallingdalsnittet er lavere.
- På Vestlandet forventer vi økte flaskehals mellom Sogndal og Sauda. Mer forbruk i Bergensområdet gir økt flaskehals over Sognefjorden og lavere sørover mot Sauda.
- Mye nytt forbruk i form av datasentre på Sør- og Østlandet har lite å si for eventuelle flaskehals i de overordnede transportkanalene.

Selv om den samfunnsøkonomiske nytten av å bygge ned interne flaskehals er relativt moderat vil det over tid likevel være rasjonelt å forsterke hovedstrukturen i det norske kraftnettet. Her spiller reinvesteringer og andre nytteeffekter inn. Samtidig er analysen en støtte til det vi kan kalle balansert kraftsystemutvikling. Det er lite som tyder på at det vil være lønnsomt å bygge ut et kraftnett for storskala transport av kraftoverskudd i langt større grad enn i dag. Derimot virker det fornuftig å samordne utviklingen av forbruk og produksjon slik at de regionale ubalansene holdes på et mer moderat nivå. Her vil dynamikken i markedet og dagens prisområder gi et sentralt bidrag.

Vi får generelt større flaskehals og prisforskjeller, særlig nord-sør

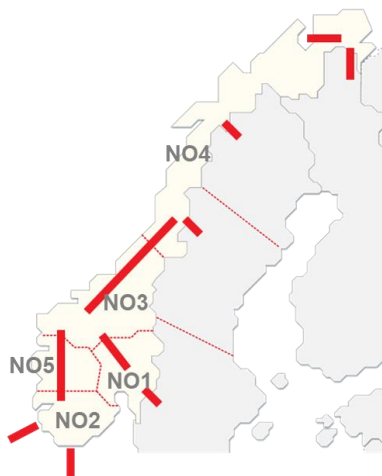
Allerede gjennomførte og pågående nettforsterkninger legger til rette for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, høy utnyttelse av de nye mellomlandsforbindelsene og reduserer interne flaskehals. Det samme gjelder tiltak for bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet i systemdriften, eksempelvis gjennom den planlagte innføringen av flytbasert markedskobling. I dagens marked forventer vi relativt få timer med flaskehals og små prisforskjeller i Norge.

Vår siste langsiktige markedsanalyse indikerer imidlertid at prisforskjellene øker allerede til 2025, og at utviklingen etter 2025 trolig forsterker forskjellene. Det er flere årsaker til dette. I første omgang bidrar idriftsettelsen av NordLink og NSL fra Sør-Norge og allerede vedtatt utbygging av uregulert vind- og vannkraft over hele landet. I tillegg har markedsutviklingen ellers i Norden og på kontinentet betydning. Stadig mer vind- og solkraft, færre termiske kraftverk og etter hvert trolig også en noe økt CO₂-pris, gir i sum større kortsiktige variasjoner i kraftprisene. Dette smitter inn i Norge og bidrar til å trekke opp gjennomsnittlig prisforskjell time for time mellom norske prisområder. En annen faktor er økende prisforskjell nord-sør i Sverige, drevet av mer vindkraft i nord og mindre kjernekraft i sør. Dette slår rett inn på prisforskjellene nord-sør i det norske systemet. I fravær av lokal forbruksvekst blir trolig den største flaskehals ut av Nord-Norge, men det blir også flaskehals fra NO3 mot NO5/NO1. På Vestlandet er utviklingen mer styrt av lokale forhold selv om makrobildet spiller inn her også.

På lang sikt er det en rekke usikkerhetsfaktorer som påvirker utviklingen i flyt, flaskehals og prisforskjeller. De største usikkerhetsmomentene er knyttet til utviklingen av produksjon og forbruk i Norge. Eksempelvis vil en ytterligere utbygging av vindkraft i Midt- og Nord-Norge, uten tilsvarende

vekst i forbruket, øke de interne prisforskjellene. Større forbruksvekst enn produksjon i de nevnte regionene har motsatt effekt. Gjennomsnittlig prisnivå og kortsiktig prisvariasjon i det nord-europeiske markedet er også viktig. Får vi en markedsutvikling i retning av vårt lavprisscenario fra LMA 2018 ser vi at dette trekker ned prisforskjeller også internt i Norge. Motsatt vil et scenario med høye europeiske priser gi økende prisforskjeller.

En siste faktor er omfanget og tempoet i den videre nettutviklingen, både i Norge og Sverige. I våre modellsimuleringer har vi i utgangspunktet kun lagt til grunn forsterkningstiltak som enten er under bygging eller kommet langt i planleggingen. Nye større tiltak utover dette vil redusere prisforskjellene. For Sveriges del inkluderer dette planen om å øke kapasiteten i snitt to til 10 000 MW. Samlet sett er det imidlertid mye som tyder på at vi får vedvarende og trolig også økende prisforskjeller videre mot 2030 og 2040. Det er for det første lite som tyder på at den overordnede utviklingen mot stadig større andel vind- og solkraft i hele Europa stopper opp. For det andre vil det uansett ta lang tid å utvide nettkapasiteten. I tillegg vil ny nettkapasitet endre lokale kraftpriser og dermed gjøre det lønnsomt å bygge ut enda mer produksjon i områder med stort ressursgrunnlag. Dermed opprettholdes prisforskjellene selv om nettkapasiteten øker.



Figur 1: Illustrasjon av hvor vi ser nettbegrensninger som kan føre til større flaskehals i fremtiden. Over flere av elspotgrensene er det lite kapasitet, og i tillegg ser vi potensial for store interne flaskehals ved utbygging av mer kraft nord i Nord-Norge uten nye nettførsterkninger.

Moderat samfunnsøkonomisk nytte av å bygge bort flaskehals nord-sør og teknisk krevende

I denne analysen ser vi på den samfunnsøkonomiske nytten av å bygge ned flaskehalsene i det norske nettet. Utgangspunktet er våre fremtidsscenarioer fra LMA 2018 og varianter av disse. Vi har blant annet sett på å oppgradere den gjenværende 300 kV-ledningen til 420 kV hele veien mellom Nedre-Røssåga i Nordland og Oslo. Dette vil gi to gjennomgående 420 kV-forbindelser nord-sør i Norge og våre simuleringer viser at dette gir økt kraftflyt og demper prisforskjellene. Det vil likevel være gjenstående prisforskjeller både ut av Nord-Norge og mellom Midt-Norge og Sør-Norge. Grunnen er at det fortsatt vil være begrensninger i det norske nettet, mot Sverige og internt i Sverige. Her er det viktig å nevne at vi har lagt til grunn at det kommer vesentlige forsterkninger nord-sør i Sverige. Vi har også sett på å oppgradere nettet på Vestlandet mellom Sogndal og Sauda fra 300 kV til 420 kV.

Analysene indikerer en relativt moderat samfunnsøkonomisk markedsnytte av økt nettkapasitet nord-sør i Norge og på Vestlandet. Det er flere grunner til dette. For det første er kapasitetsgevinsten av selv større tiltak ofte relativt liten. Hvis et tiltak gir mye kapasitet ser vi dessuten at prisforskjellene reduseres forholdsvis raskt, som igjen betyr at marginalnyttens av mer kapasitet er avtakende. Vi ser også at en økende andel av den direkte markedsnyttens tilfaller utlandet når prisforskjellene i Norge reduseres mye. Videre er det også slik at prissignalene i kraftmarkedet over tid vil gi et bidrag til å lokalisere forbruk og produksjon slik at flaskehalsene dempes uten at Statnett bygger nytt nett.

Det er trolig ikke lønnsomt å legge til rette for å kunne transportere store mengder vindkraft

Mer nettkapasitet løfter kraftprisene i Nord- og Midt-Norge og øker potensialet for å bygge ut lønnsom vindkraft. Forutsatt at det blir gitt konsesjoner er det sannsynlig at dette vil skje. Våre beregninger viser imidlertid at det å legge til rette for mer vindkraft i Nord og Midt-Norge trolig gir relativt lavt bidrag til den samlede samfunnsøkonomisk nytten av ny nettkapasitet. Her er det flere usikkerhetsmomenter. Eksempelvis øker bidraget til samfunnsøkonomisk nytte om vi får høyere kontinentale kraftpriser og lavere utbyggingskostnader for vindkraft enn forutsatt. Dette forandrer imidlertid ikke hovedbildet.

Selv store tiltak, som for eksempel det å etablere en 420 kV-ledning nummer to nord-sør i Norge, vil kun legge til rette for en moderat utbygging av vindkraft i et nasjonalt perspektiv. Det å legge til rette for mye ny vindkraft som kan transporteres sørover forutsetter dermed enda større tiltak, eksempelvis i form av HVDC-ledninger. Vi ser lite lønnsomhet i dette av mange grunner. De viktigste er høye investeringskostnader, relativt store overføringstap og moderat samfunnsøkonomisk nytte. Til det siste ser vi at den enorme utbyggingen av vindkraft og solkraft i Nord-Europa over tid vil redusere verdien av vindkraft i også Norge, ved at dette gir lavere kraftpriser og dermed mindre inntjening. I tillegg ser vi at deler av nytten av en kombinert vindkraft- og nettutbygging tilfaller utlandet. Samlet sett er dermed det å legge til rette for å kunne transportere større mengder vindkraft nord-sør et mindre sannsynlig scenario.

Oppgradering av delstrekninger kan være lønnsomt

I denne analysen ser vi også sett på effekten av å oppgradere delstrekninger av transmisjonsnettene nord-sør. De vi har sett mest på er å øke kapasiteten gjennom Midt-Norge, oppgradering av nettet mellom Fåberg og Oslo, og å oppgradere transmisjonsnettene på Vestlandet.

Vi ser begynnende flaskehals gjennom Midt-Norge. Statnett har konsesjon på å bygge sammen nettet sør og nord for Trondheimsfjorden, samt å spenningsoppgradere nettet mellom Surna og Viklandet. Beregningene indikerer at den samfunnsøkonomiske markedsgevinsten ved dette, gitt den vindkraften som kommer, kan dekke en betydelig del av investeringskostnadene. Videre vil tiltakene gi mulighet for å knytte til ny produksjon rundt Trondheimsfjorden. Sammen med sparte fornyelseskostnader lokalt kan dette gi positiv samfunnsøkonomi. De aktuelle tiltakene øker derimot ikke i seg selv de lokale kraftprisene, da kapasiteten ut av området ikke øker. Dermed gir ikke tiltakene noe særlig økt markedsmessig kapasitet for vindkraft i Midt-Norge.

Mellom Fåberg og Oslo går det i dag tre 300 kV-ledninger der særlig kapasiteten på den eldste ledningen er svært lav, spesielt om sommeren når overføringsbehovet er størst. Våre analyser indikerer økt flaskehals her mot 2025. Denne flaskehalsen var også grunnen til at vi i delrapporten til NVEs Nasjonal ramme for vindkraft skrev at det ikke er plass til ny vindkraft i Oppland og Hedmark i dagens nett. Tiltaket vi har sett på i denne analysen er å rive Fåberg–Røykås og bygge ny ledning Fåberg–Ulven, som går innom stasjonene på vestsiden av Mjøsa. Våre analyser indikerer at dette vil fjerne flaskehalsene og gi en markedsgevinst. I tillegg kan det bygges ut flere TWh ny produksjon nord på Østlandet uten at det oppstår vesentlige nye flaskehalsene.

På Vestlandet forventer vi mer flyt nord-sør. Hvis vi ser bort fra lokale forhold i BKK-området, er det særlig sørover over Sognefjorden og mellom Samnanger og Blåfalli at vi ser at det kan oppstå flaskehals. I vår delrapport¹ til NVEs arbeid med å etablere en Nasjonal ramme for vindkraft signaliserte vi at det isolert kan bygges ut opp mot 5 TWh ny produksjon nord for Sognefjorden, gitt at Sogndal–Aurland oppgraderes, før den gjenværende 300 kV fra Sogndal til Samnanger blir en betydelig

¹ "Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettene" – Statnett 2018

flaskehals. Det har imidlertid kommet planer om betydelig økt forbruk i Bergensområdet, noe som øker flaskehalsene over Sognefjorden markant. Når det gjelder flaskehalsen sørover fra Samnanger blir denne dempet av mer forbruksvekst i Bergens-området.

Analysene tyder på at oppgradering til en gjennomgående 420 kV-ledning fra Sogndal til Sauda øker kapasiteten mye og fjerner flaskehalsene, men at den direkte markedsnytten i Norge er relativt liten. Det legger imidlertid til rette for mer utbygging av ny kraft nord for Hardanger- og Sognefjorden. Sammen med nødvendige fornyelser kan det derfor være rasjonelt å oppgradere hele eller deler av strekningen.

Store datasentre på Sør- og Østlandet gir moderate endringer i flyt og flaskehals

Mange aktører som utvikler områder for nye datasentre ønsker nettkapasitet på Sør- og Østlandet. Våre modellsimuleringer indikerer at det på overordnet nivå er rom for å knytte til flere store datasentre eller andre forbruksenheter her. Kombinasjonen av sterkt nett, nærhet til kablene og mye regulerbar vannkraft gjør at det ikke oppstår vesentlige flaskehals i transmisjonsnettet mellom Øst, Sør- og Vestlandet. Likevel ser vi en viss økning og den flaskehalsen som kan begrense mest er Flesaker-snittet, mellom dagens NO1 og NO2. Blir ny vindkraft konsentrert til NO2 og forbruket i NO1 ser vi at NO1 i perioder om vinteren blir et høyprisområde sammen med Sør-Sverige. Kommer det derimot mye nytt forbruk i NO2, og lite ny vindkraft, kan det oppstå flaskehals vestover i sommerhalvåret. Ellers ser mer forbruk sentralt på Østlandet øker flaskehalsen mellom Lillehammer og Oslo. Etablering av nytt forbruk kan i tillegg ofte utløse nettinvesteringer lokalt i selve tilknytningen.

Innhold

	Sammendrag	
1	Rapportens omfang og metodisk tilnærming	1
2	Oversikt over dagens kraftsystem	4
3	Utviklingen av flyt, flaskehals og prisforskjeller mot 2040	14
4	Teoretisk underlag for nytten av å bygge ned interne flaskehals	21
5	Effekten av en tenkt utbygging av HVDC-kapasitet fra nord til sør	25
6	Priseffekt og nytte av gjennomgående AC-forbindelse nord-sør	32
7	Markedstilpasninger og verdi av å legge til rette for økt produksjon	40
8	Økt kapasitet på delstrekninger og oversikt over konsekvenser	43
9	Effekten av mulig høy forbruksvekst på Sør- og Østlandet	57
	Vedlegg	59
	Andre relevante rapporter fra Statnett	66

1 Rapportens omfang og metodisk tilnærming

1.1 Fokus og avgrensninger

I denne rapporten presenterer vi en overordnet analyse av flyt og flaskehalsar frem mot 2040 i det vi kan kalle transportkanalene i det norske kraftsystemet. Med transportkanaler mener vi sentrale ledninger som forbinder større regioner i Norge. Vi skisserer også den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår i kraftmarkedet av å øke kapasiteten på sentrale snitt.

Analysen er ikke noe komplett beslutningsunderlag, men er ment å gi et kunnskapsgrunnlag for den langsiktige nettutviklingen som en del av Statnetts kraftsystemutredning (KSU). Vi tar her utgangspunkt i flaskehalsar og prisforskjeller gitt av våre datasett fra LMA 2018. Vi fokuserer på flaskehalsene vi venter vil oppstå nord-sør i Norge og Sverige. Vi ser også på flyt og flaskehalsar nord-sør på Vestlandet og på de mer overordnede konsekvensene av høyt forbruk fra blant annet datasentre på Øst- og Sørlandet.

Vi har i denne analysen sett på å bygge sterkere nett i dagens 300 kV-traseer. I praksis betyr det i de fleste tilfeller å rive eksisterende 300 kV-ledninger og bygge ny 420 kV. Det betyr også at vi ikke har sett på å forsterke nettet nord for Nedre Røssåga stasjon i Nordland fordi videre nordover går det bare en 420 kV-ledning.

NVEs forskrift om Statnetts kraftsystemutredning krever at vi i vår KSU viser en del statistikk over historisk utvikling av blant annet produksjon, forbruk og flaskehalsar. I kapittel 2 og i vedleggene går vi derfor gjennom en del grunnleggende sammenhenger i dagens kraftsystem, selv om dette ikke er strengt nødvendig for selve analysene av transportkanalene. I kapittel 3 gir vi en kort oversikt over våre fremtidsscenarioer. Fra kapittel 4 og utover viser vi nytten av å bygge vekk flaskehalsar, både teoretisk og gjennom modellsimuleringer. Alle priser og tall på samfunnsøkonomisk nytte er i reelle 2019-kroner eller 2019-euro. Vi bruker en vekslingskurs på 10 mellom euro og norske kroner.

1.2 Analytisk fremgangsmåte og forutsetninger

Forenklet analyse av samfunnsøkonomisk nytte av økt nettkapasitet internt i Norge

Vi presenterer beregninger både av den direkte samfunnsøkonomiske markedesnyttan av å bygge ned flaskehalsar internt i Norge, og hva økt nettkapasitet kan gi av verdi indirekte gjennom å legge til rette for mer lønnsom produksjon. Dette er ikke en fullverdig samfunnsøkonomisk analyse. Vi har ikke prøvd å finne optimale tiltak for å dekke ulike behov eller sett på kostnadene med tiltakene. Det er heller ikke en analyse av alle samfunnsøkonomiske nyttevirkingar av mer nett. For eksempel er ikke forbedret forsyningsikkerhet godt nok dekket gjennom analysene i denne rapporten, og vi tar heller ikke stilling til behovet for reinvesteringar eller tilstanden på eksisterende nett.

Vi tar utgangspunkt i konkrete forsterkningstiltak, men dette er først og fremst et analytisk grep for å kunne gjøre beregningar av nytten ved økt kapasitet. Kostnadsestimater på reelle prosjektforslag er behandlet konseptuelt for å ha en referanse å drøfte den beregnede nytten ut fra.

For å kunne rendyrke markedesnyttan av å bygge ned prisforskjellene vi ser har vi en egen delanalyse der vi tester effekten av en HVDC-forbindelse med høy kapasitet. Dette holder vi opp mot det mer reelle alternativet som er å oppgradere eller erstatte dagens 300 kV-ledningar med 420 kV, og ikke bygge ut nye ledningar i helt nye traseer. I tillegg til å se på en mer helhetlig oppgradering til 420 kV ser vi også på effekten av å forsterke ulike delstrekningar. Med dette analytiske grepet fanger vi også delvis opp effekten av å forsterke nettet lenger nord enn til Røssåga.

Markeds- og nettmodellen Samnett gjengir flaskehals og nytte

I denne analysen har vi benyttet Samnett-modellen for å simulere kraftmarkedet med en detaljert nettbeskrivelse. Samnett er en variant av Samlast/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 er i Norge. Alle disse delområdene kan ved flaskehals ha egen simulert kraftpris. Dette må imidlertid ikke tolkes som noe forslag om å innføre mange nye prisområder i Norge. Det er to årsaker til at vi bruker en finere områdeinndeling enn hva vi har i det virkelige kraftmarkedet i dag. For det første ønsker vi en bedre gjengivelse av vannkraften og mindre prisområder gir mer presise vannverdiregninger i modellsimuleringene. For det andre må vi ha prisområder for å kunne få frem den samfunnsøkonomiske nytten av forsterkningstiltak i nettet. Dette kan både representere prisområder og spesialregulering i det virkelige kraftsystemet. Vi tar ikke stilling til hva som er best av de to, men i Samnett har vi kun mulighet til å etterligne førstnevnte.

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. Til sammen gir dette over 80 000 ulike tilstander for hver simulering, som gir en god representasjon av kortsiktige svingninger i kraftsystemet.



Figur 1-1: Dagens prisområdeinndeling i Norge, som består av NO1 (Sørøst), NO2 (Sørvest), NO3 (Midt/Nordvest), NO4 (Nord) og NO5 (Vest)



Figur 1-2: Samnett-modellen er i denne analysen simulert med 16 delområder i Norge (se vedlegg C). Tilnærming til dagens prisområde-inndeling markert med tykke linjer.

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 snittkapasiteter gitt de skisserte nett-forsterkningene vi her ser på.

Det nordiske kraftnettet er komplisert å modellere detaljert og det er krevende å fange opp alle nettbegrensningene. Vi har rundt 60 snittbegrensninger som er tatt med i Samnett-modellen, der de aller fleste er innenlandske. I virkeligheten er det mange flere, og disse varierer stokastisk på grunn av utfall, temperatur og andre forhold. Slike forenklinger kan ha stor betydning når vi regner på nytten av nettiltak. Det kan for eksempel bety at modellen overdriver den tilgjengelige nettkapasiteten mellom ulike områder, og dermed underdriver den samfunnsøkonomiske nytten av å øke kapasiteten.

Tar utgangspunkt i dagens norske nett inkludert investeringsbesluttede tiltak

Tabell 1 viser forsterkningene vi har forutsatt i våre scenarier i LMA 2018. Det er få forsterkninger som øker kapasiteten i de delene av nettet vi ser på i denne analysen, da de fleste investeringene etter 2022 er knyttet til forsyningssikkerhet rundt Oslo og på Sør-Vestlandet (Nord-Jæren og SKL-ringen). Vi

har valgt å beholde disse tiltakene i analysen. Vi har også lagt til grunn at Aurland–Sogndal er oppgradert til 420 kV da denne har kommet langt i konsesjonsprosessen.

Tabell 1: Norske nettiltak inkludert i Langsiktig markedsanalyse 2018-2040

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)
- Nettplan Stor-Oslo
Flere prosjekter rundt Oslo blant annet forsterkning av nettet fra Lillehammer til Oslo

Den planlagte forbindelsen over Trondheimsfjorden og tilhørende spenningsoppgradering Aura/Viklandet–Surna, er tatt ut av Basis i denne analysen da noe av poenget er å se på nytten av å gjennomføre disse tiltakene. Det samme gjelder også oppgradering av nettet mellom Lillehammer og Oslo.

1.3 Scenario og modellusikkerhet

Resultatene våre er beheftet med usikkerhet, både gjennom scenariousikkerhet og modellusikkerhet. I rapporten viser og forklarer vi usikkerheten gjennom sensitivitetsanalyser. Vi drøfter også resultatene opp mot teori og historikk.

LMA gir et utgangspunkt – vi dekker viktige usikkerhetsmomenter med sensitiviteter

Analysen tar utgangspunkt i scenarioer og datasett fra LMA 2018 for utviklingen av kraftmarkedene i Europa og Norden frem til 2040. Basis er vårt forventningsscenario. I tillegg har vi scenarioene Høy og Lav for å dekke usikkerhet innen kraftpriser. Usikkerhet knyttet til volum og geografisk fordeling av produksjon og forbruk i Norge dekker vi hovedsakelig gjennom sensitiviteter.

En del av usikkerheten er knyttet til våre modeller

Når vi sammenligner våre modellsimuleringer med historiske data ser vi en bra gjengivelse av det virkelige kraftsystemet. Våre modeller har imidlertid en rekke kjente og ukjente svakheter som i sum gjør gir en viss avstand mellom modell og reelle forhold. Et eksempel på dette er at vi ikke har med revisjoner på ledninger internt i Norge i våre datasett. Dette gjør at modellsimuleringene undervurderer prisforskjeller og flaskehals i Norge. Sammen med andre forhold gir det en betydelig modellusikkerhet som kommer i tillegg til usikkerheten knyttet til den fremtidige markedsutviklingen. 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.

Vi bruker også lastflytmodellen PSS/E for å regne ut fysiske kapasiteter i nettet som vi igjen bruker som input i vår kombinerte markeds- og flytmodell Samnett. Det vil også være usikkerhet knyttet til disse kapasitetsberegningene. På resultatsiden er den største usikkerheten knyttet til de samfunnsøkonomiske verdiene når vi sammenligner to nettiltak. Det er særlig to kilder til denne usikkerheten. For det første ser vi på så mange forskjellige tiltak i denne analysen at det går trolig noe ut over det kvalitative. For eksempel kan en annen kalibrering av modellen gi andre resultater. For det andre er det en usikkerhet knyttet til at modellen ikke gir like resultater mellom ulike simuleringer. Dette har noe å si for tallene vi presenterer ettersom endringene i samfunnsøkonomisk overskudd er veldig små sammenlignet med totaltallet.

2 Oversikt over dagens kraftsystem

Før vi går videre med det analytiske rundt våre fremtidige scenarier gir vi et overblikk over sentrale egenskaper i det norske og nordiske kraftsystemet. Vi viser her utvalgte statistikker som viser både den historiske utviklingen og dagens situasjon.

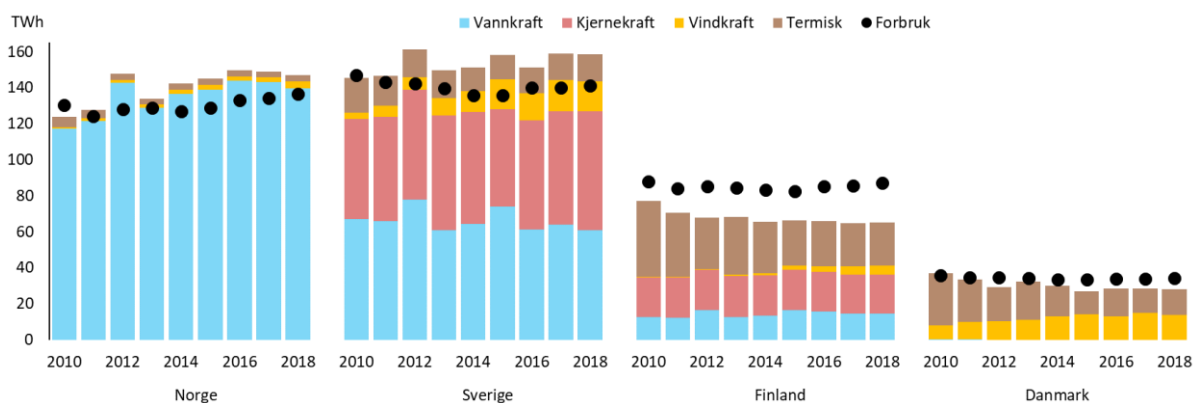
2.1 Historisk utvikling innen produksjon, forbruk og kraftpriser

I 2018 ble det produsert 147 TWh kraft i Norge, mens forbruket inkludert nettap var 137 TWh. Det vil si at det var en positiv energibalanse på 10 TWh. I løpet av året var eksporten ut av landet på 18 TWh og importen 8 TWh. Maksimalforbruket over en time var på 24,1 GW. I denne timen var produksjonen i gjennomsnitt 24,9 GW. Den høyeste målte produksjonen i 2018 over en time var 27,5 GW.

Ifølge NVE var det per juli 2019 8,6 TWh ny vindkraft og 2,3 TWh ny vannkraft under bygging.

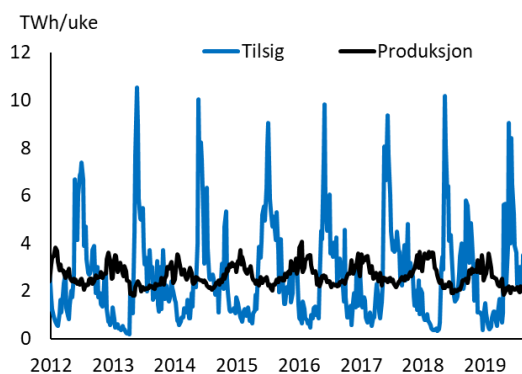
Norge har et vannkraftbasert system med store utslag på tørre og våte år

Norges kraftsystem er unikt på mange måter. Dette gjelder spesielt den store andelen vannkraft i produksjonsmiksen, som har ligget jevnt på 95-97 % over lang tid. I 2018 var den norske vannkraftproduksjonen på 140 TWh til tross for en tørr sommer. Den store lagringsevnen til vannkraftverkene gjør det mulig å tilpasse produksjonen etter behovet. Som vist i Figur 2-2 og Figur 2-3 betyr dette at produksjonen er høyest om vinteren selv om tilsiget er klart høyest i sommerhalvåret, og er relativt jevn mellom år til tross for at tilsiget varierer mye mellom ulike år.

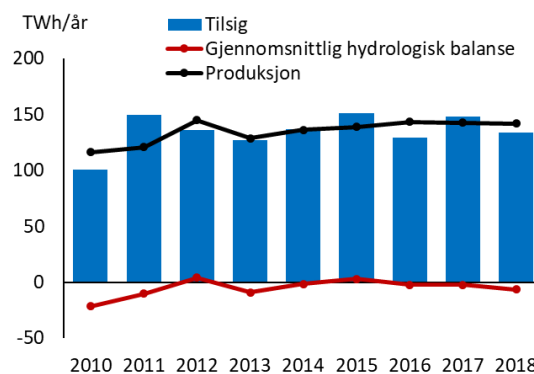


Figur 2-1: Årlig produksjon og forbruk fordelt på de nordiske landene. Datagrunnlag vedlegg A².

² Termiske kraftverk omfatter kraftproduksjon basert på gass, kull og bio. Solkraft er fremdeles en svært liten andel av historisk produksjon og er derfor utelatt i denne statistikken.

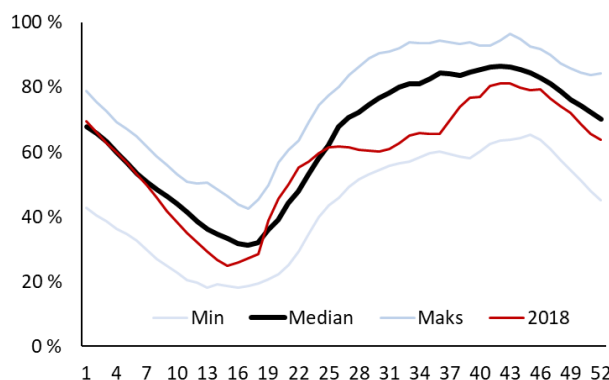


Figur 2-2: Ukentlig tilsig og produksjon i norsk vannkraft

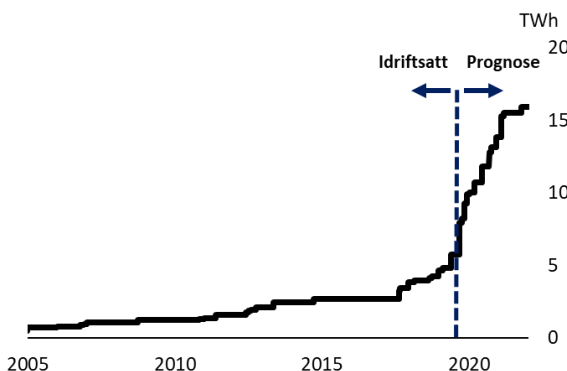


Figur 2-3: Årlig norsk tilsig, vannkraftproduksjon og gjennomsnittlig hydrologisk balanse

Ved inngangen av 2019 var den hydrologiske balansen³ i underskudd på 11 TWh. Per august 2019 er dette redusert til ca. 2 TWh. Grunnen er både at Norge hadde netto import i løpet av årets åtte første måneder og at tilsiget har vært noe over normalt utover året.



Figur 2-4: Fyllingsgrad i norske vannmagasiner ukentlig basert på NVEs statistikk for årene 1998-2018.



Figur 2-5: Normalårsproduksjon fra norsk vindkraft etter idriftsettelsesdato inkludert investeringsbesluttede vindkraftanlegg

Vindkraften er i sterk vekst (Figur 2-5). Vi regner med at investeringsbesluttede prosjekter vil øke årlig norsk vindkraftproduksjon til over 15 TWh. Norge og Sverige har nådd målet om 28,4 TWh ny fornybar innen i 2020. Sverige har utvidet sitt mål med ytterligere 18 TWh til 2030. Dette målet vil nås allerede i 2020 dersom vi tar med prosjekter under bygging i både Norge og Sverige. I tillegg til vindkraft innebærer dette utbygging av vannkraft i Norge og kraft basert på bioenergi i Sverige.

Den store veksten i sol- og vindkraft globalt har gitt et voldsomt fall i kostnadene. I Norden er for eksempel kostnaden for vindkraft på land mer enn halvert de siste ti årene. Det har ført til at vindkraft i mange tilfeller ikke er avhengig av støtteordninger slik kraftprisutsiktene har vært.

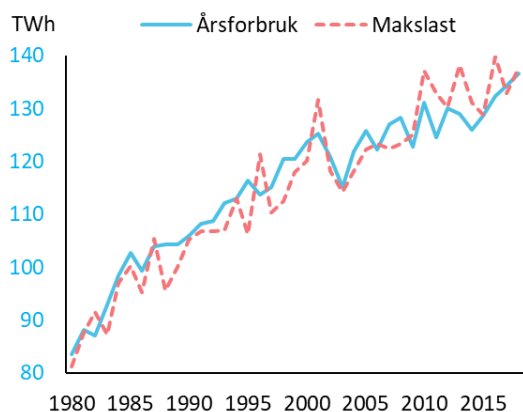
Kraftforbruket har økt jevnt over mange år

Kraftforbruket i Norge består i all hovedsak av kraftintensiv industri, husholdninger, næringsbygg og petroleumsindustri. Gjennom 2010-tallet har det vært i gjennomsnitt rundt 1 % årlig forbruksvekst, som er noe høyere enn hva det var gjennom forrige tiår. Økonomisk vekst, elektrifisering, IKT, vekst i

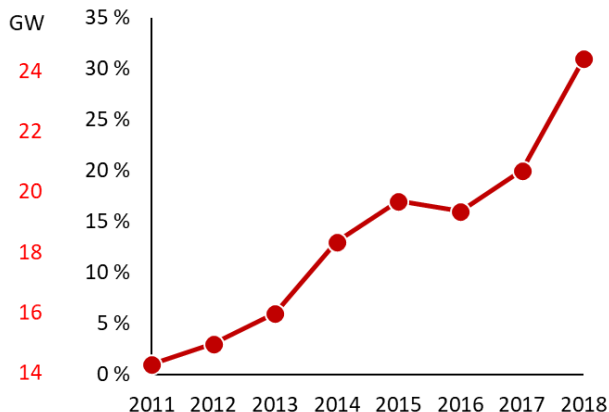
³ Summen av vann i magasiner, snø, mark- og grunnvann i forhold til normalen i samme uke tidligere år.

kraftforbruket til petroleumssektoren og befolkningsvekst er noen av de grunnleggende årsakene bak. Veksten har skjedd på tross av at de fleste sammenlignbare land i Europa i samme periode har hatt en nedgang i kraftforbruket.

Det er over en kvart million elbiler i Norge. Elbilsalget har vokst betydelig de siste årene. Transportsektoren står likevel for under 2 TWh årlig forbruk, altså en relativt liten andel av det totale forbruket. Elektrifiseringen går stadig raskere og vi forventer at dette bidrar til fortsatt vekst i det totale kraftforbruket.



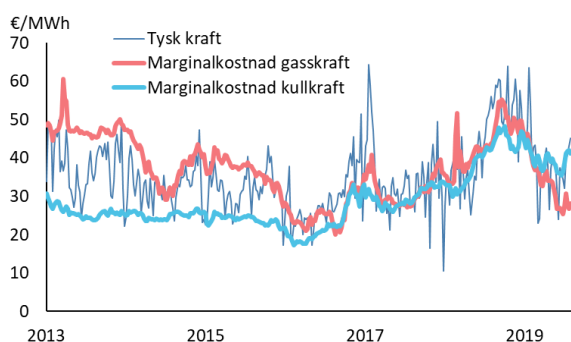
Figur 2-6: Utvikling innen maksimalt norsk forbruk sammenlignet med årsforbruk



Figur 2-7: Årlig andel elbiler av nybilsalget i Norge

Kraftprisene har variert med hydrologi, brenselspriser og CO₂-priser

Over tid er kraftprisene i Norge bestemt av kraftprisene i Nord-Europa og energibalansen i Norge og Norden. Kraftprisene i Europa er tett koblet mot marginalkostnadene for kull- og gasskraftverk (Figur 2-8). Disse er igjen bestemt av råvareprisene på naturgass og kull, i tillegg til en kvotepris på utslipp av CO₂. I løpet av de siste årene har konkurranseforholdet mellom gass- og kullkraft vært relativt likt, mens i årene før 2016 var kraft produsert fra kull langt billigere enn fra gass.



Figur 2-8: Kortsiktig marginalkostnad for termiske kraftverk⁴ ukentlig siden 2013

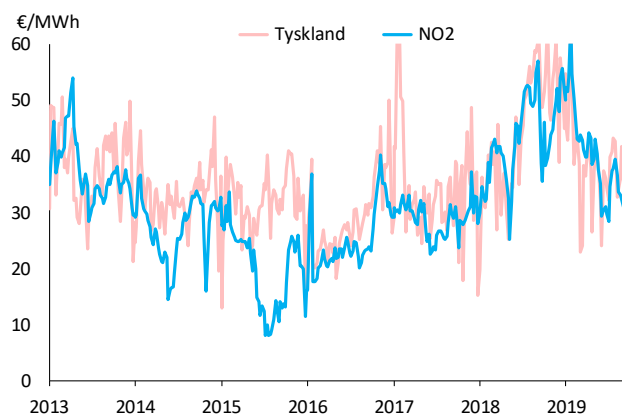


Figur 2-9: CO₂-prisen i EUs kvotemarked (EU ETS) har økt betydelig etter 2017

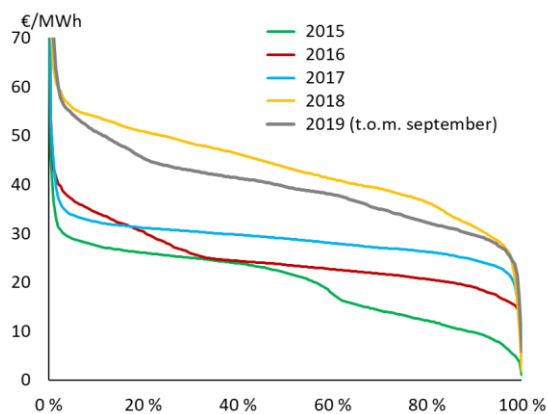
Norske priser avviker fra de rundt oss først og fremst når magasinene har en unormal fyllingsgrad for sesongen på grunn av spesielt tørt eller vått vær over tid. I Figur 2-10 ser vi at de norske prisene lå langt under de tyske i 2015 på grunn av høyt tilsig. Mellom 2015 og 2018 har både hydrologi, brensels-

⁴ Forutsetter her 59 % virkningsgrad for gasskraftverk og 42 % for kullkraftverk

priser og CO₂-priser trukket i retning av høyere priser. Spesielt i 2018 var prisene høye som en følge av høye priser på kontinentet og underskudd på den hydrologiske balansen i Norge.



Figur 2-10: Sør-norsk (NO₂) og tysk kraftpris ukentlig gjennomsnitt mellom januar 2013 og september 2019



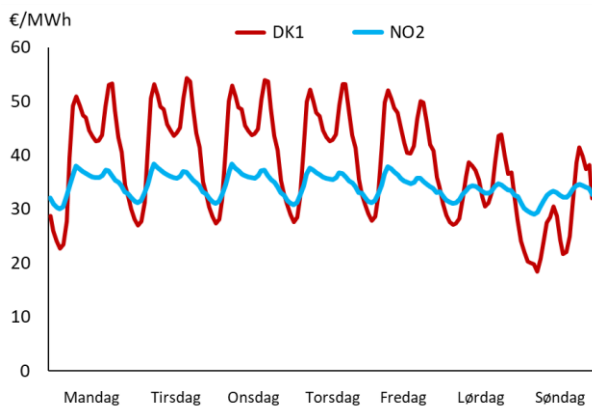
Figur 2-11: Varighetskurver for kraftpris time for time i NO₂ fordelt per år 2015-2019

I løpet av 2019 har nivået på kraftprisene falt. Hovedårsaken er at europeiske gass- og kullpriser har nådd sine laveste nivåer siden henholdsvis 2009 og 2016. Prisene har likevel ikke falt tilbake til nivået vi så i 2015 og 2016. Dette er fordi CO₂-prisen har holdt seg rundt 25-30 €/tonn. De siste månedene har også norsk pris falt noe på grunn av mye tilsig.

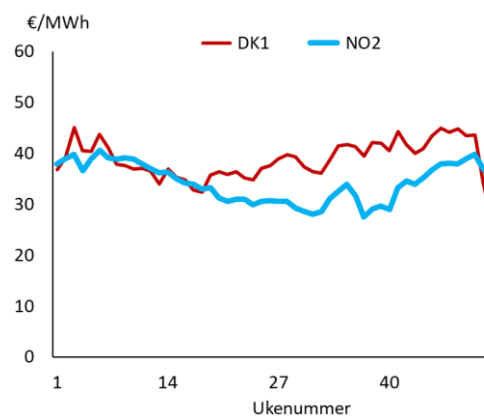
Lite variasjon i norske priser på kort sikt, men høy sesongvariasjon gir prisforskjeller mot utlandet

De norske kraftprisene skiller seg ut gjennom å være svært stabile i forhold til andre europeiske land når vi ser på en kortere tidshorisont, for eksempel innenfor døgnet og mellom dager. Grunnen til dette er den store andelen regulerbar vannkraft. Figur 2-12 viser hvordan prisene i Danmark varierer langt mer innenfor en representativ uke. Over en lengre periode følger prisene forbruket, som gir høye priser om dagen på ukedagene og lave priser om natten og i helgene. I perioden fra mars til oktober får også prisene en markant dipp midt på dagen som følge av solkraft. I tillegg ser vi at europeiske priser i stadig sterkere grad varierer mellom ulike dager på grunn av variasjon i produksjon fra sol- og vindkraft. Figur 2-12 fanger ikke opp denne type variasjon.

På den andre siden varierer norske priser mer over lengre perioder. Dette kommer av mye tilsig i sommerhalvåret kombinert med at en betydelig del av forbruket er til oppvarming, og at tilsiget og til dels forbruket varierer mye mellom år. I sum gir dette en større sesongvariasjon (Figur 2-13) og mer variasjon mellom år enn i kraftsystemer basert på stor andel termiske kraftverk og lite elektrisk oppvarming.



Figur 2-12: Gjennomsnittlige kraftpriser over uken i NO2 og Vest-Danmark (DK1) 2010-2018



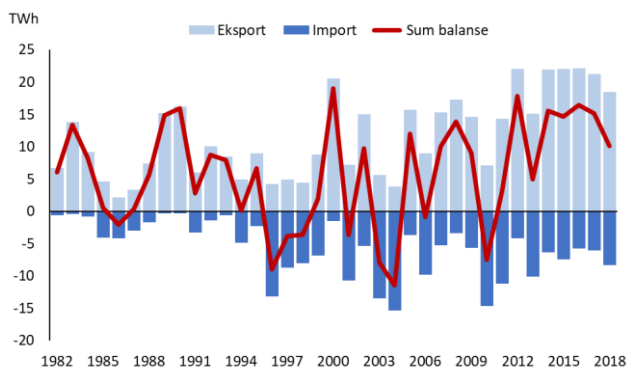
Figur 2-13: Gjennomsnittlige kraftpriser over året i NO2 og Vest-Danmark (DK1) 2010-2018

2.2 Historisk utvikling innen flyt og flaskehals

Normalt flytmønster i Norge er sørover fra Nord- og Midt-Norge. Mellom Midt-Norge og Sør-Norge er det lite kapasitet og flyt, selv om den nye ledningen mellom Sogndal og Ørskog har økt kapasiteten noe. Det norske nettet er tett integrert med det svenske nettet gjennom ledninger i Nord-, Midt- og Sør-Norge. Sverige har et mye sterkere transmisjonsnett nord-sør enn Norge fordi en stor andel av vannkraften er lokalisert i nord, mens Sør-Sverige har et stort energiunderskudd. Flyten mellom Midt-Norge og Sør-Norge er preget av den store transporten av kraft fra nord til sør gjennom Sverige.

I Sør-Norge går flyten på overordnet nivå mot sør og øst. Mer lokalt går flyten inn mot forbruket i tettbygde strøk og store industribedrifter. Energibalansen er positiv i et normalår i flere av landets regioner og også nasjonalt. Dette gir i snitt høyere eksport enn import på handelen med utlandet over tid. Det er likevel langt fra alltid slik. Importsituasjoner oppstår under tørre år, på vinteren når det er høyt forbruk i Norden, på natten eller når det er høy fornybarproduksjon på kontinentet. Vedlegg B viser samlet overføringskapasitet ut av Norge og Norden, samt historisk flyt fra Norge mot utlandet.

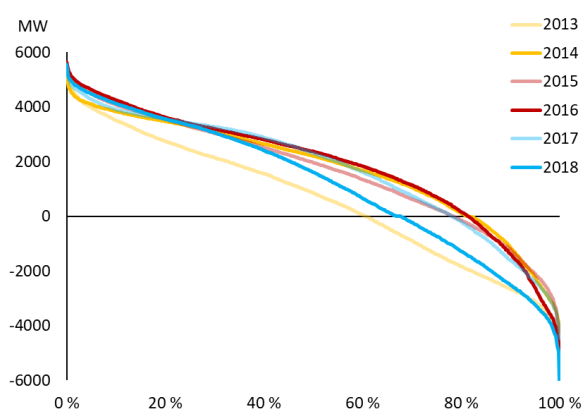
Statnett setter daglig handelskapasitetene inn og ut av de norske budområdene i kraftmarkedet. Disse blir satt av begrensninger som kan oppstå ved uventede feil i nettet for å ivareta forsyningsikkerheten. Kapasitetene gitt til markedet har påvirkning på flaskehals og prisforskjeller mellom de ulike områdene. I et masket AC-nett kan det være forskjeller mellom fysisk flyt som faktisk går gjennom ledningene og markedsflyten som er resultatet av klareringen i day-ahead-markedet. I denne rapporten ser vi på fysisk flyt.



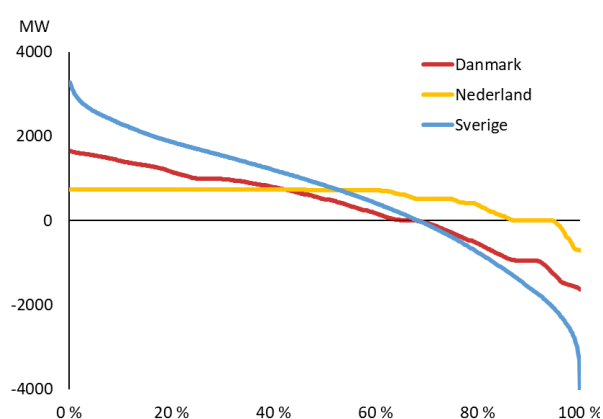
Figur 2-14: Transmisjonsnettet i Norge i dag. Røde linjer er 420 kV, blå er 300 kV og grå er 132 kV.

Figur 2-15: Historisk norsk brutto import og eksport, samt energibalanse årlig siden 1982

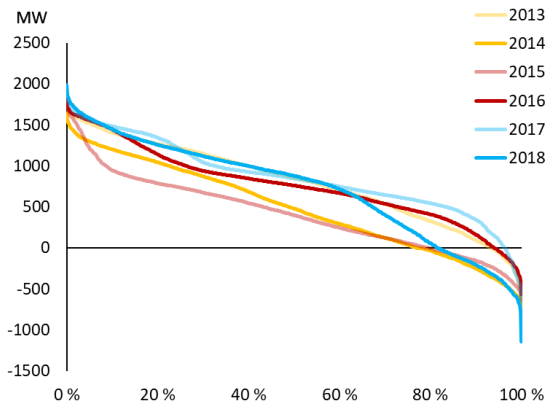
Figurene nedenfor viser varighetskurver over flyt historisk time for time over flere sentrale snitt, og historiske prisforskjeller internt i Norge og mot utlandet fra 2011. Flytkurvene gir et inntrykk av størrelsene på energitransporten og at det er stor variasjon både innad i årene og mellom år. Prisforskjellene har vært påvirket av disse variasjonene, men har i tillegg blitt påvirket av tilgjengelig kapasitet i nettet og markedsforholdene ellers i Norden og Europa. De største prisforskjellene har vært mellom Midt-Norge og Sør-Norge. I årene med størst forskjell har prisene vært lavest i Sør-Norge. I 2016 og 2017 var det også betydelige forskjeller mellom NO4 og NO3. Årsaken var lavere priser i NO4 som i stor grad skyldtes redusert nettkapasitet på grunn av arbeid med oppgraderinger av nettet. Prisforskjellene ble forsterket av mye nedbør i Nord-Norge.



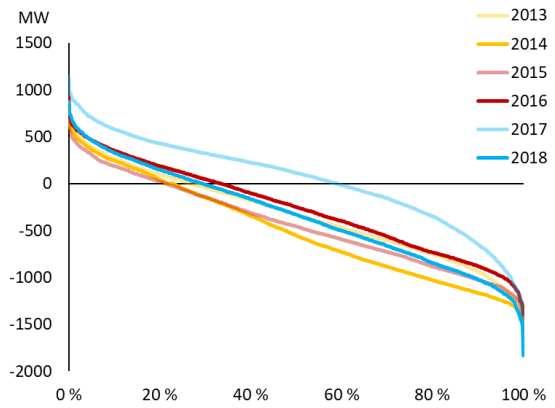
Figur 2-16: Varighetskurve for netto eksport ut av Norge hvert år 2013-2018



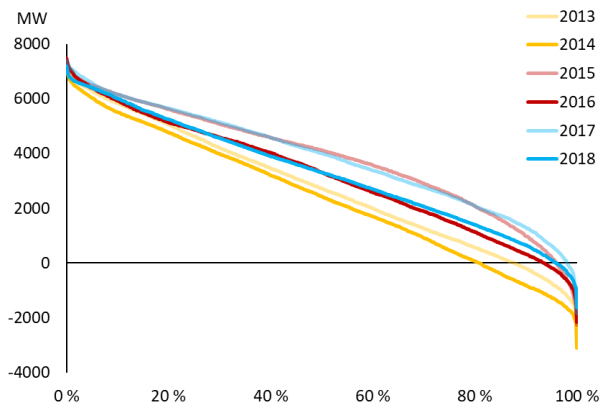
Figur 2-17: Varighetskurve for netto eksport fra Norge mot Danmark, Nederland og Sverige 2013-2018



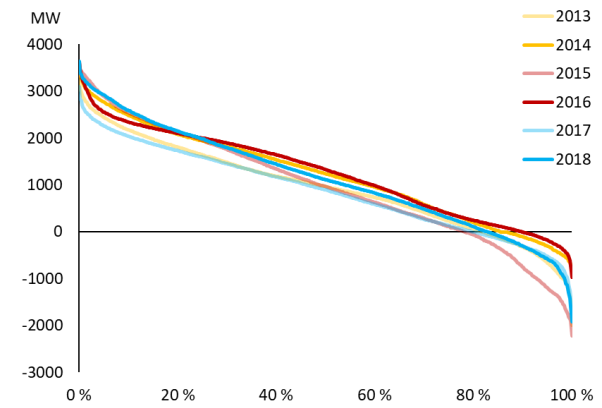
Figur 2-18: Flyt ut av NO4 historisk 2013-2018



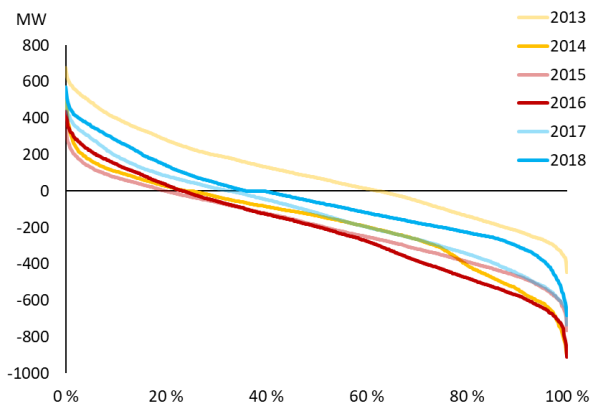
Figur 2-19: Flyt sør- og østover ut av NO3 til NO5, NO1 og SE2 historisk 2013-2018



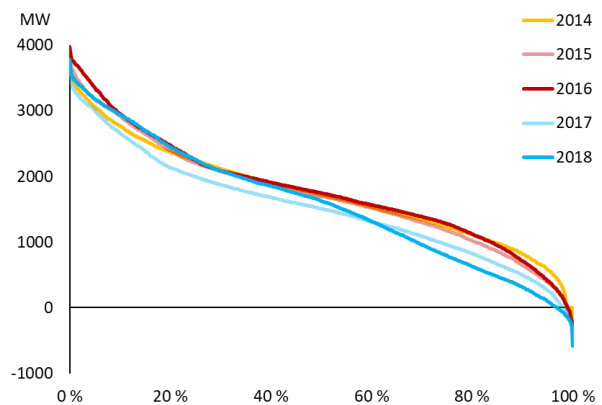
Figur 2-20: Flyt sørover i Sverige ved snitt 2 (SE2-SE3) historisk 2013-2018



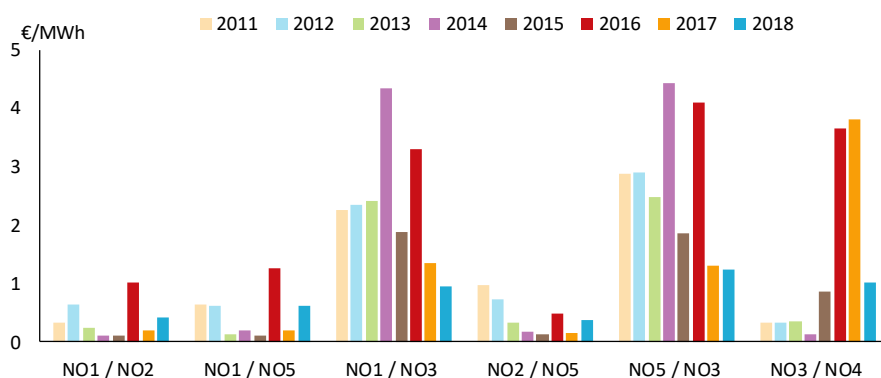
Figur 2-21: Flyt østover fra NO2 til NO1 historisk 2013-2018



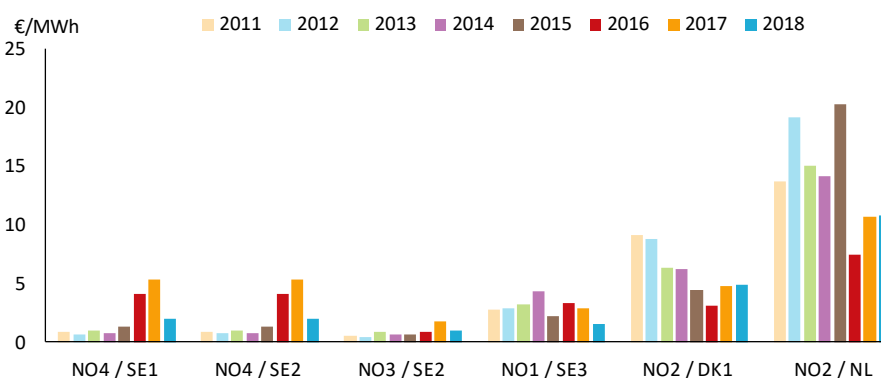
Figur 2-22: Flyt sørover fra NO5 til NO2 historisk 2013-2018



Figur 2-23: Flyt østover fra NO5 til NO1 historisk 2014-2018



Figur 2-24: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom prisområder internt i Norge⁵



Figur 2-25: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom norske og utenlandske prisområder. Merk at skalaen på Y-aksen går til 25 €/MWh mens figuren som viser norske prisforskjeller over går bare til 5 €/MWh.

2.3 Effekt- og energibalanse i normalåret 2019

Kraftsystemet er, slik vi har vist tidligere i kapittelet, påvirket av vær og klima både på produksjons- og forbrukssiden. For å fange opp disse variasjonene simulerer vi kraftsystemet over 29 historiske værår (1988-2016). Det vi kaller normalåret 2019 er definert som gjennomsnittet over alle disse værårene, ikke en prognose på hva vi faktisk kan forvente av produksjon og forbruk i 2019.

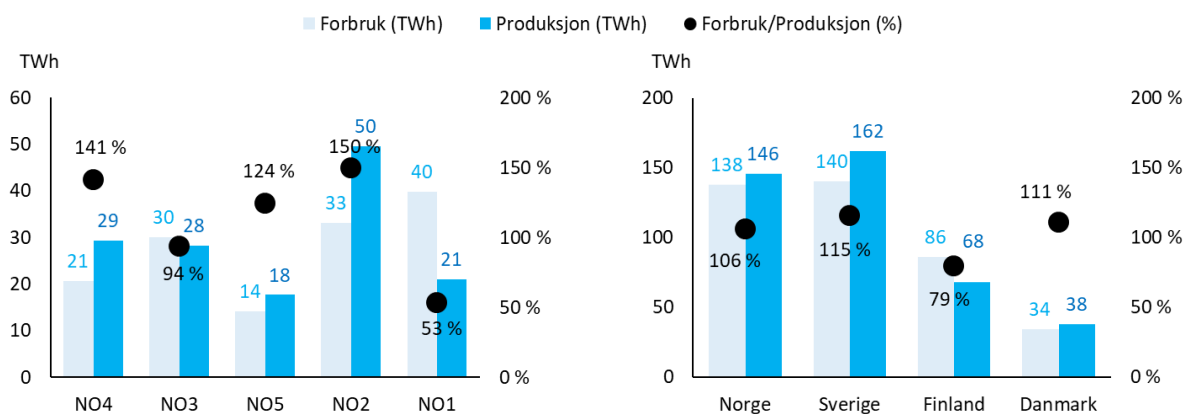
I arbeidet med å etablere årlige forbruks- og produksjonstall for normalåret 2019 har vi blant annet hentet data fra de nasjonale statistikkbyråene, Nord Pool og de andre nordiske TSO-ene. Normalåret bygger også på våre valg, forutsetninger og modellsimuleringer.

Tabell 2: Produksjon og forbruk for Norden i normalåret 2019. Alle tall i TWh.

	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Norden
Vannkraft	136	68	14		218
Vindkraft	8	23	4	19	55
Solkraft	0,2	0,6	0,0	1,1	2
Kjernekraft		58	22		80
Varmekraft	3	13	26	16	59
Samlet produksjon	148	162	66	37	413
Alminnelig forsyning	92	100	49	33	274
Industriforbruk	46	40	37	1	124
Samlet forbruk	137	140	86	34	398
Kraftbalanse	11	23	-20	3	15

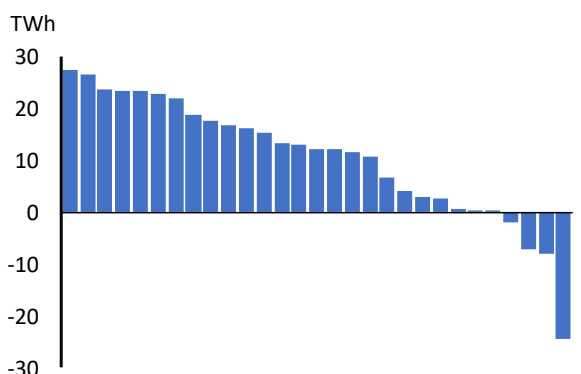
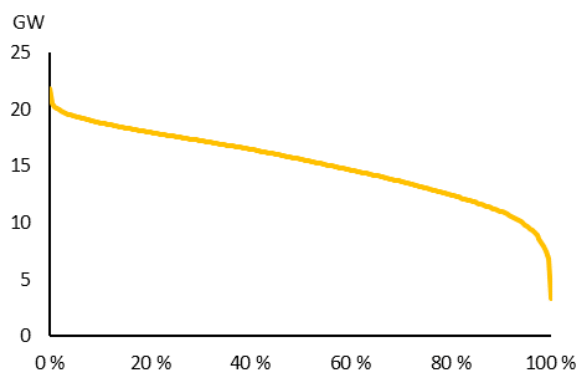
⁵ Grensene mellom prisområdene har justert seg. Tallene er gjennomsnitt for datidens prisområdeinndeling.

I normalåret 2019 er det et kraftoverskudd på 15 TWh i Norden. Dette er en kraftig økning sammenlignet med normalåret 2017 og 2018, som var på henholdsvis 0 og 6 TWh. Det økte kraftoverskuddet skyldes blant annet økt vindkraftkapasitet i alle de nordiske landene. Den samlede normalårsproduksjonen fra nordiske vindkraftprodusenter har økt fra omtrent 40 TWh i 2018 til 55 TWh i 2019. Kraftoverskuddet dempes av redusert kjernekraftproduksjon og økt forbruk. Kjernekraftproduksjonen i Norden går ned med 4 TWh som følge av nedleggelse av kjerne-kraftverket Oskarshamn 1, og det nordiske normalårsforbruket i 2019 har økt med 6 TWh sammenlignet med normalåret 2018. Økningen i forbruk skyldes hovedsakelig elektrifisering av transport og økt forbruk fra datasentre.



Figur 2-26: Forholdet mellom forbruk og produksjon i normalåret 2019 fordelt på ulike norske regioner⁶

Figur 2-27: Forholdet mellom forbruk og produksjon i normalåret 2019 fordelt på nordiske land

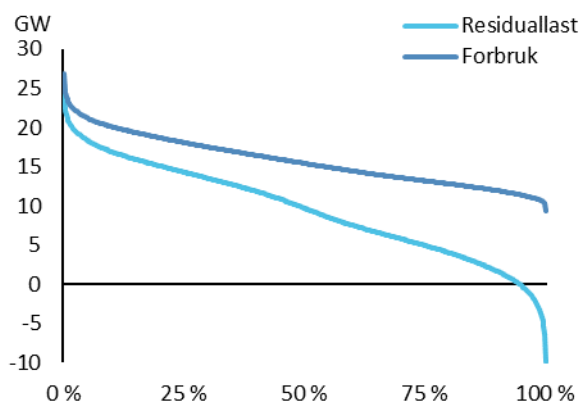


Figur 2-28: Estimert varighetskurve for norsk effektbalanse.⁷

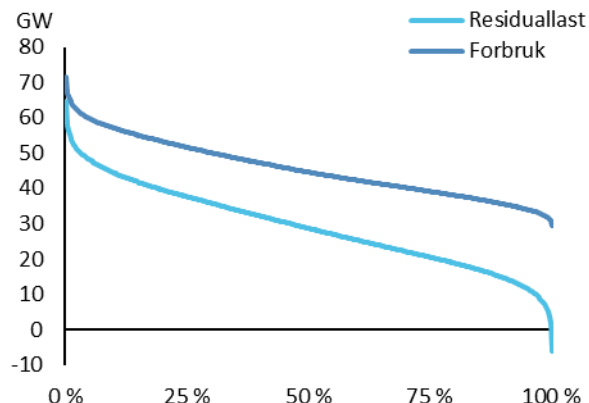
Figur 2-29: Norsk energibalanse sortert etter værår i 2019-datasettet

⁶ Tilnærming til dagens prisområdeinndeling som vist av Figur 1-2

⁷ Effektbalansen viser tilgjengelig produksjon minus forbruk (uten bidrag fra import eller eksport). Det er antatt at vannkraften samlet sett har 90 % tilgjengelighet, mens vindkraft, solkraft og forbruk er simulert time for time.



Figur 2-30: Varighetskurve over norsk forbruk og residuallast, simulert time for time i 2019-datasettet



Figur 2-31: Varighetskurve over nordisk forbruk og residuallast, simulert time for time i 2019-datasettet

Energibalansen i Norge i normalåret 2019 er positiv, men det er stor variasjon mellom værår, som vist i Figur 2-29. Effektbalansen i Norge er også positiv i alle timer fordi installert effekt i regulert vannkraft er høyere enn maksimal forbruket. I timen med lavest effektoverskudd er overskuddet ca. 3 GW⁸. Den samlede eksportkapasitet ut av Norge er 6 GW, se vedlegg B, noe som betyr at Norge i de fleste timer kan forsyne norsk forbruk og samtidig ha full eksport. Varighetskurvene over residuallast viser at bidraget fra uregulert produksjon kan bli høyere enn forbruket på sommeren, både i Norge og Norden.

⁸ Tilgjengelig effekt fra regulert vannkraft synker noe gjennom vinteren ettersom magasinene tappes ned. I tørre år kan derfor effektbalansen bli noe lavere på sen vinteren. Likevel er det positiv effektbalanse selv om vi tar hensyn til dette fordi maksimalforbruket også avtar i mars/april.

3 Utviklingen av flyt, flaskehals og prisforskjeller mot 2040

Denne analysen tar utgangspunkt i forutsetningene og datasettene som er presentert i vår Langsiktige markedsanalyse (LMA) fra høsten 2018⁹. Vi vil her kort repetere noen sentrale forutsetninger og resultater fra den rapporten. For øvrig henviser vi til LMA-rapporten for en mer utførlig diskusjon av både forutsetninger og resultater. Basis er vårt forventningsscenario, og vi legger derfor mest vekt på forutsetningene og resultatene derfra. I tillegg forklarer vi kort om våre scenarier Høy og Lav.

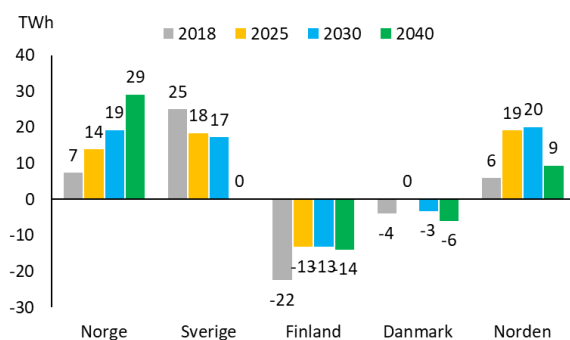
3.1 Produksjon og forbruk i Norge og Norden mot 2040 i vårt Basis-scenario

Forbruk, produksjon og energibalanse i Norden frem mot 2040

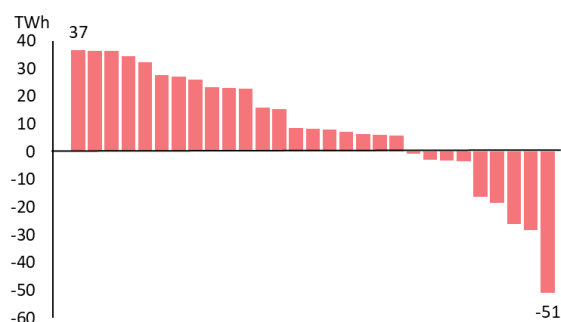
Vi forventer en vekst i både forbruk og produksjon i alle de nordiske landene. Elektrifisering, befolkningsvekst og økt industriaktivitet fra blant annet datasentre fører til at kraftforbruket går opp. Samtidig blir det bygget ut vindkraft uten behov for subsidier og i Finland kommer et nytt kjerne-kraftverk i drift. Den nordiske energibalansen er derfor økende frem mot 2025, men faller igjen mot 2040 på grunn av nedleggelse av svensk kjernekraft.

I Basis er det som forklart i delkapittel 1.2 få nettførsterkninger som ligger til grunn i Norge. Dette er nettopp fordi vi ønsker å bruke scenarioet som utgangspunkt for å analysere nytten av nett. Plasseringen og mengden norsk vindkraft i Basis er til en viss grad preget av dette. Flaskehalsen som oppstår fra Nord-Norge til Sør-Norge gjør at det med våre forutsetninger ikke blir lønnsomt å bygge ut større mengder vindkraft i Midt- og Nord-Norge enn det vi har lagt til grunn. Mesteparten av vindkraftutbyggingen etter 2025 er derfor lagt til i Sør-Norge på grunn av høyere lønnsomhet.

Det er åpenbart usikkerhet knyttet til våre scenarier på lang sikt. For eksempel kan motstand mot vindkraftutbygging på land kan føre til mindre ny kraftproduksjon, eller forbruksveksten kan bli større enn det vi her har lagt til grunn.



Figur 3-1: Kraftbalanser i Norden i Basis



Figur 3-2: Nordisk balanse i 2040 sortert etter værår

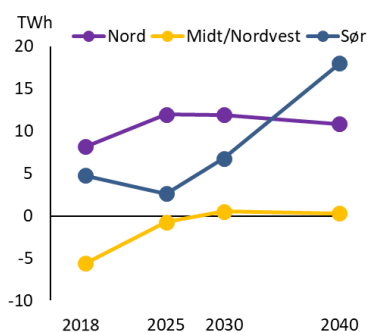
Forbruk, produksjon og energibalanse i norske regioner frem mot 2040

Produksjonsveksten er i stor grad drevet av vindkraft på land i vårt forventningsscenario. I Sør-Norge ligger kraftprisene i Basis høyere enn vår forventning til utbyggingskostnaden for vindkraft på land. Vannkraften øker både som følge av noe utbygging, samt at tilsiget øker på grunn av et våtere klima. Vi har ikke lagt til grunn effektutvidelser i store vannkraftverk.

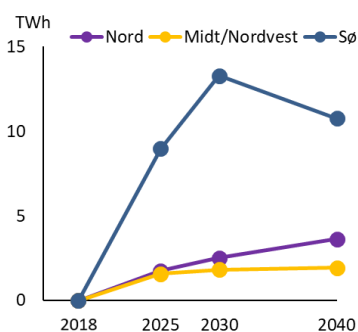
⁹ Rapporten kan lastes ned gjennom våre nettsider: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>

I våre scenarier øker kraftoverskuddet i Sør-Norge kraftig fra 2030 til 2040. I tillegg til mer vind- og vannkraft skyldes dette nedgang i forbruket knyttet til petroleumssektoren og energieffektivisering. En annen utvikling mot videre vekst i forbruket etter 2030 er noe vi dekker gjennom sensitivitetsanalyser.

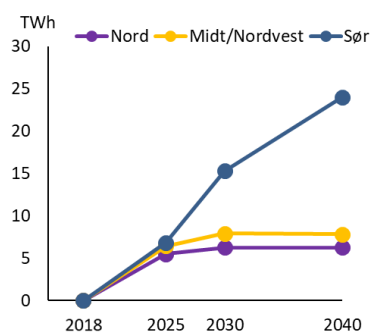
På lang sikt vil forbrukerfleksibilitet gjennom mer samspill mot varme- og transportsektoren føre til smartere energibruk og sparte investeringer i infrastruktur. Vi har tidligere gjort analyser som viser at økt forbrukerfleksibilitet kan gi noe utslag i flyt- og prismønstre. I modelleringen har vi lagt til grunn forbruksreduksjon i industri ved korte perioder med høye priser. I tillegg er det noe prisfølsomhet i alminnelig forbruk.



Figur 3-3: Balanse i norske regioner



Figur 3-4: Forbruksvekst målt mot normalåret 2018 i norske regioner

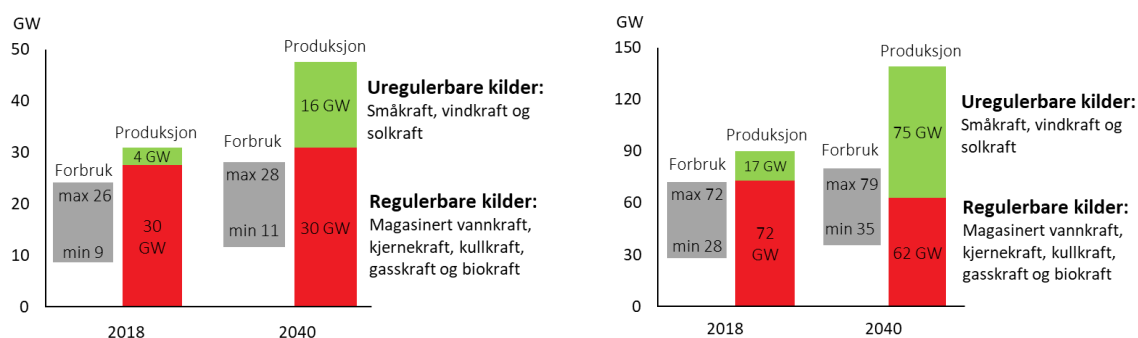


Figur 3-5: Produksjonsvekst målt mot normalåret 2018 i norske regioner

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

Basis 2040 utgjør vind-, sol- og småkraft over halvparten av produksjonskapasiteten i Norden. Kombinert med lavere kapasitet innen kjernekraft og annen termisk produksjon, får vi dermed en situasjon der uregulerbar produksjon dominerer. Dette gir mye større svingninger i den løpende effektbalansen, som på mange måter er et viktigere utviklingstrekk enn energibalansen over året.

Figur 3-6 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 langt 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. På den andre siden ser vi at visse perioder dekker uregulerbar produksjon hele det nordiske forbruket. I Norge ser vi en lignende utvikling selv om den er mer dempet. Likevel blir vi påvirket av det vi skjer rundt oss gjennom at vi har omtrent 10 GW med kapasitet til landene rundt oss.

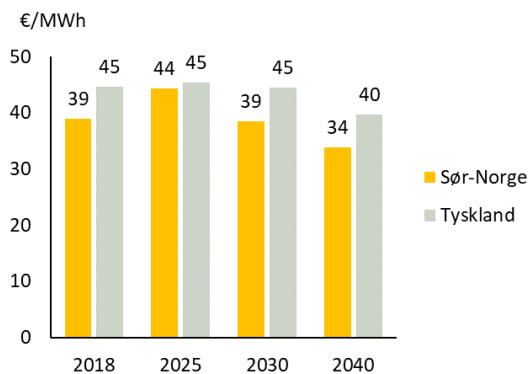


Figur 3-6: Maksimal effekt fra regulerbare og uregulerbare kraftverk i Norge (til venstre) og Norden (til høyre) i 2018 og 2040, samt minimum og maksimum forbruk.

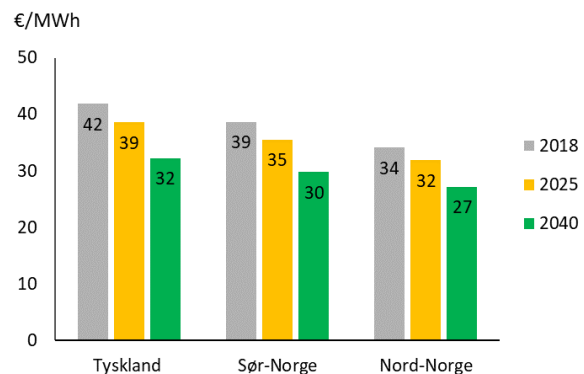
3.2 Utviklingen i kraftprisene mot 2040

Vi forventer at mer vind- og solkraft presser prisene nedover på lang sikt

Figur 3-7 viser gjennomsnittlige kraftpriser for Sør-Norge og Tyskland i Basis. Vi forventer at norske kraftpriser ligger rundt 40 €/MWh til 2030. Etter 2030 presses prisene ned både som følge av lavere europeiske kraftpriser etter hvert som andelen sol og vindkraft stadig øker, og mer lokalt overskudd. Samtidig er det betydelige regionale forskjeller på grunn av flaskehals (se 3.3).



Figur 3-7: Gjennomsnittspriser for Sør-Norge og Tyskland i Basis fra LMA 2018

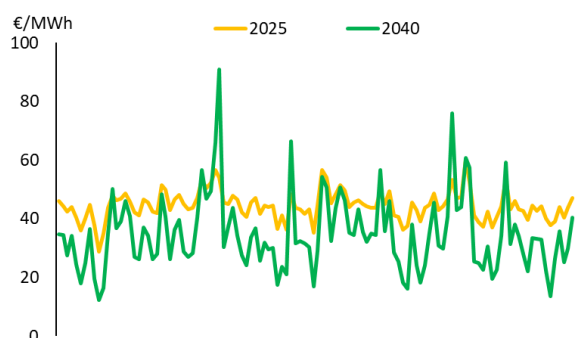


Figur 3-8: Utvikling i kostnad over levetiden (LCOE) for vindkraft på land fra LMA 2018¹⁰

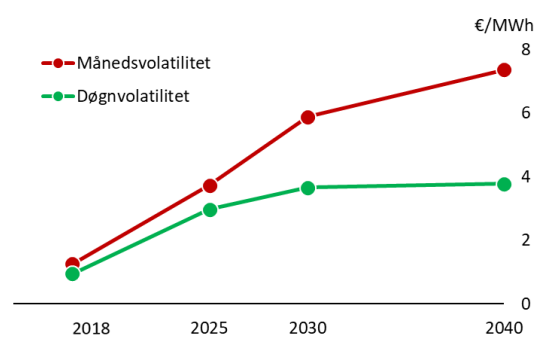
Mer volatile priser rundt oss og mer fornybar i Norge gir økt prisvariasjon

Gjennomsnittsprisene sier noe om normalsituasjonen og typiske flytmønstre mellom markedsområder. Det sier derimot lite om prisvariasjonen og prisforskjellene time for time. I Sør-Norge vil økt forbindelsene til Tyskland og Storbritannia i første omgang gjøre at kraftprisene svinger mindre som følge av variasjoner i tilsig og temperatur, men på den andre siden vil det også føre til høyere prisvolatilitet innad i døgnet.

Mot 2040 vil det være store mengder fornybarproduksjon som gjør at kraftprisene vil svinge raskt i takt med variasjoner i sol og vind. Dette gir stor variasjon i kraftprisene både mellom døgnet, uker og måneder. Samtidig vil fleksibilitet fra batterier, forbrukere og andre dempe den kortsiktige prisvolatiliteten innad i døgnet.



Figur 3-9: Snittpriser per kvartal over alle værår i Sør-Norge i Basis 2025 og 2040



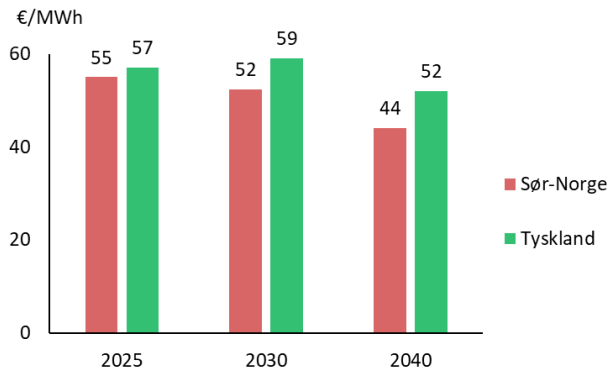
Figur 3-10: To mål på volatilitet¹¹ for sør-norsk pris

¹⁰ Kostnadene er en forventningsverdi og vil variere stort mellom ulike prosjekter.

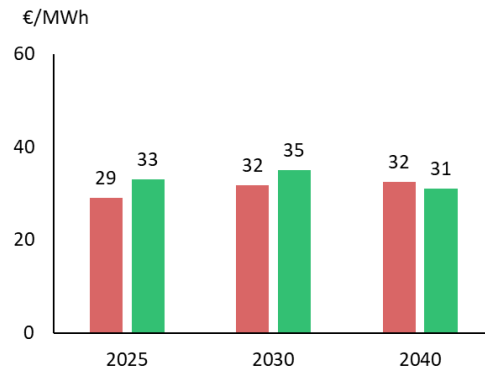
¹¹ Volatilitet er her definert som gjennomsnittsavviket time for time innenfor måneden eller døgnet

Betydelig usikkerhet knyttet til fremtidig kraftpris – Høy- og Lav-scenarier gir et utfallsrom

I tillegg til Basis som viser vår kraftprisutvikling i forventning har vi to alternative baner for henholdsvis vedvarende høye og lave priser: Høy og Lav. Disse skal gi et realistisk utfallsrom for kraftpriser og ikke fange midlertidige perioder med høye/lave priser som for eksempel skyldes perioder med unormale brenselpriser eller hydrologi.



Figur 3-11: Snittpriser i Sør-Norge og Tyskland i Høy



Figur 3-12: Snittpriser i Sør-Norge og Tyskland i Lav

Bakgrunnen for våre høye og lave scenarier for kraftpris er primært ulik utvikling i gass-, kull- og CO₂-priser, da disse er de viktigste faktorene for kraftprisene i våre scenarier frem til 2040. I Høy og Lav, som vi presenterte i Langsiktig markedsanalyse 2018, gjorde vi også tilpasninger på norsk og nordisk side. I denne analysen har vi imidlertid valgt å beholde nordiske forutsetninger som i Basis. Årsaken er at vi vil få frem den isolerte effekten prisene i det europeiske markedet har på prisforskjeller internt.

Tilpasninger på norsk side som skyldes høye og lave brensel- og CO₂-priser vil trolig dempe utfallsrommet på norske priser. Dette er spesielt tilfellet i et høyprisscenario der prisene kommer på et nivå som er langt over utbyggingskostnaden for vindkraft for land. Da vil økt utbygging, gitt at det blir tildelt konsesjoner, presse ned prisene. Slik vi viste i vår Langsiktige markedsanalyse og i delrapporten til Nasjonal ramme for vindkraft vil områdene nord for Sognefjorden og Dovre, og spesielt Nord-Norge raskt få lavere priser ved en større utbygging av vindkraft. Disse langsiktige tilpasningene kan bidra til å forsterke prisforskjellene i et høyprisscenario, og dempe de i et lavprisscenario.

3.3 Utvikling i flyt, flaskehals og prisforskjeller i det norske nettet

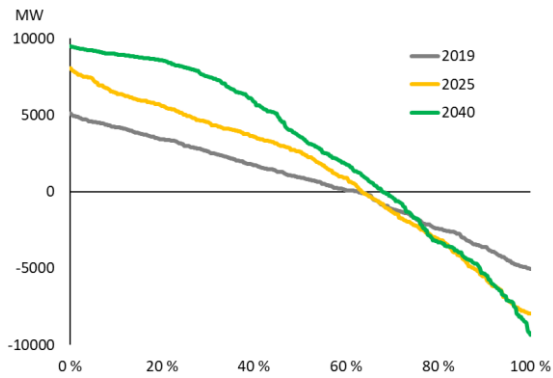
Overføringen av kraft i det norske og nordiske systemet er i ferd med å øke som følge av mer kraftutbygging. De neste årene vil denne trenden forsterkes betydelig ettersom mer vindkraft og de nye forbindelsene til Tyskland og Storbritannia kommer på drift. Utfasing av tre svenske kjernekraftreaktorer, mens en ny på 1600 MW kommer på drift i Finland bidrar også til mer flyt. Dette gir flere timer flaskehals og større prisforskjell prisområdene internt i Norge.

Hva skjer med flyt og flaskehals etter 2025 er mer usikkert avhengig av hvor ny produksjon og forbruk kommer. I vår forventning fortsetter flaskehalsene å øke noe mellom de fleste store områder. En annen utviklingen enn det vi har i forventning kan imidlertid både dempe og forsterke flaskehalsene.

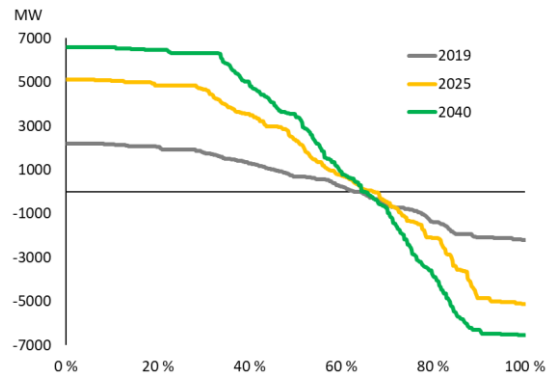
Utbygging av nett er også sentralt når vi lager scenarier for flyt og flaskehals. I tillegg vil det også være med på å påvirke samspill og plassering av produksjon og forbruk. Interne forbindelser vil jevne ut prisforskjellene innad i landet. Ofte vil det likevel gjenstå prisforskjeller fordi kapasiteten ikke øker nok, andre flaskehals fremdeles består eller fordi det fører til økt lønnsomhet av produksjon.

Flyten øker på flere sentrale snitt og ledninger

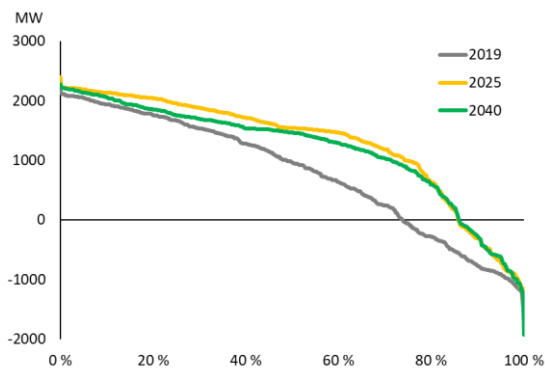
Varighetskurvene som følger gir en illustrasjon på hvordan flyten mellom regionene varierer i dagens system (2019) og for vårt Basis-scenario 2025 og 2040. Figurene viser simulerte resultater og dekker deler av usikkerheten som vi beskriver i delkapittel 1.3. I tillegg til dette er det et betydelig utfallsrom knyttet til blant annet geografisk fordeling av fremtidig vekst innen forbruk og produksjon. Dette forklarer vi nærmere gjennom sensitivitetsanalyser i kapittel 6 og 8.



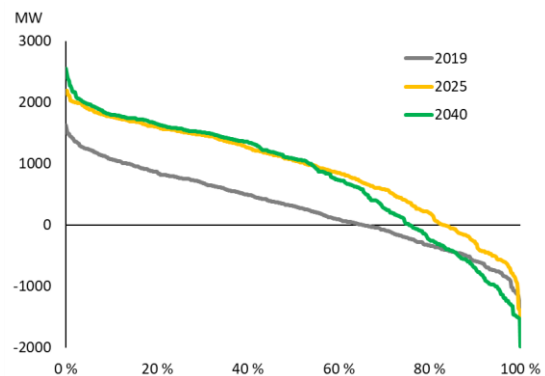
Figur 3-13: Flyt ut av Norge



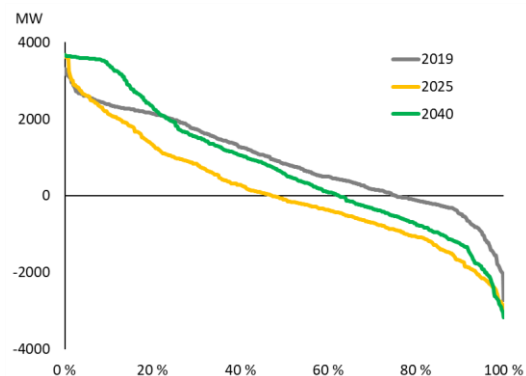
Figur 3-14: Flyt ut av HVDC-kablene til utlandet



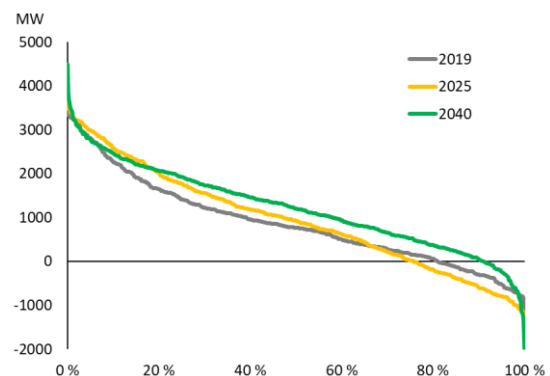
Figur 3-15: Flyt ut av NO4



Figur 3-16: Flyt sørover fra NO3 til NO1 og NO5

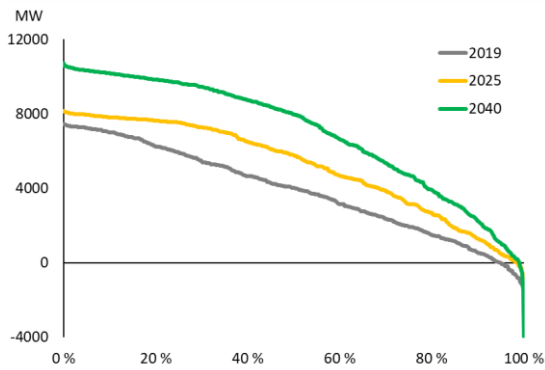


Figur 3-17: Flyt østover på Flesakersnittet (NO1-NO2)

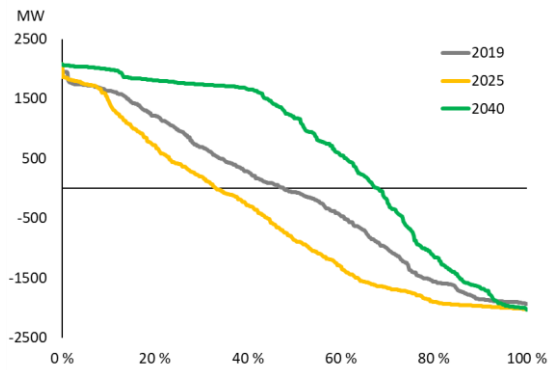


Figur 3-18: Flyt sør-østover fra Hallingdal til NO1¹²

¹² Her vist ved 300 kV Hemsil–Sogn, 300 kV Nes–Sogn, 420 kV Dagali–Ringerike, 420 kV Usta–Ådal, 420 kV Dagali–Nore og 132 kV Nes–Flå. Dagens prisområdegrense går på østsiden av Nore.



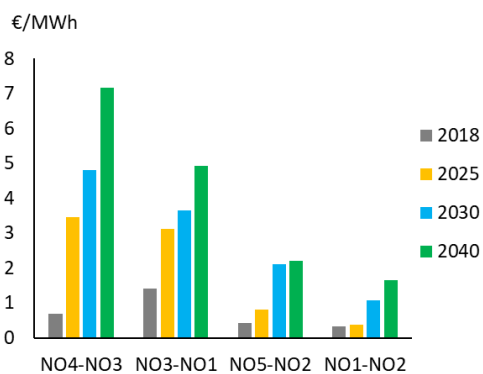
Figur 3-19: Flyt sørover i Sverige ved snitt 2 (SE2-SE3)



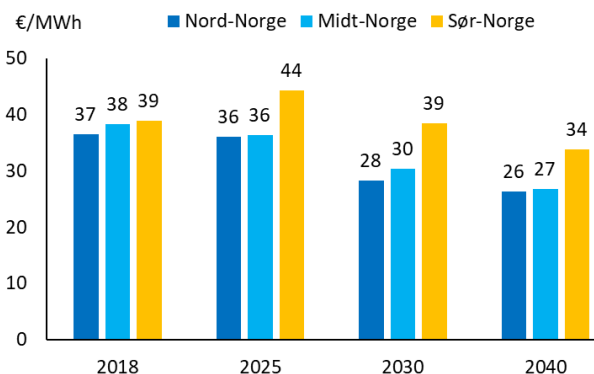
Figur 3-20: Flyt østover på Haslesnippet (NO1-SE3)

Prisforskjellene i Norge øker mot 2040 - hvor mye avhenger blant annet av utviklingen i Europa

Figur 3-21 viser hvordan simulerte prisforskjeller i vår markedsmodell mellom dagens prisområder øker mot 2040. Merk at vi her forutsetter at nettet i Norge er uforandret etter 2025. Den største strukturelle flaskehalsen blir i overføringen nord-sør. Slik vi ser av Figur 3-22 fører dette til at Nord- og Midt-Norge får lavere priser enn Sør-Norge. Internt i Sør-Norge øker prisforskjellene, men økningen er liten.

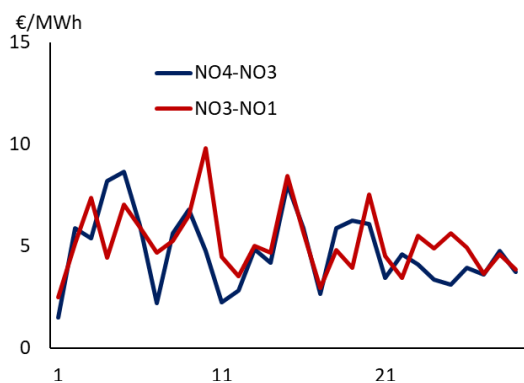


Figur 3-21: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom ulike prisområder i Norge i Basis

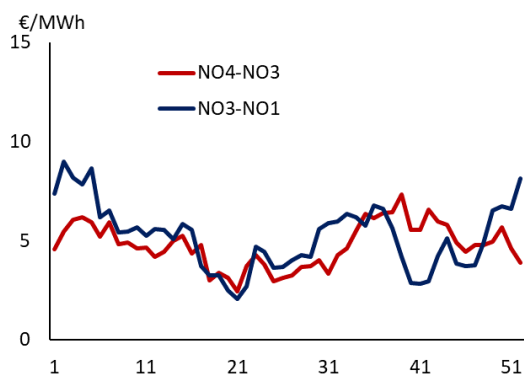


Figur 3-22: Gjennomsnittlig simulert årspris over alle simulerte værår

I Norge er overføringsbehovet avhengig av tilsig og temperatur. For eksempel er nedbør i Nord- og Sør-Norge i mange år lite korrelert. Bidraget fra vindkraft blir dessuten stadig viktigere selv om responsen i regulert vannkraft ofte er med på å dempe effekten. Konsekvensen er at flaskehalsene varierer mellom sesonger og mellom ulike år, men de kan også endre seg time for time innenfor samme dag. Figur 3-21 og Figur 3-24 viser på to ulike måter hvordan prisforskjellene mellom NO4-NO3 og NO3-NO1 i vårt Basis-scenario for 2025 er sterkt avhengig av været mellom år og innad i år.



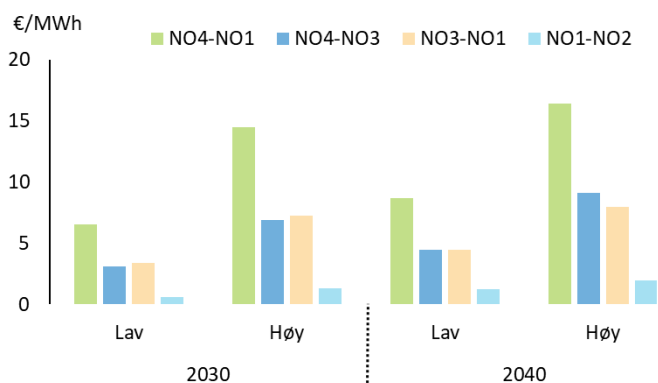
Figur 3-23: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time i snitt for hvert simulerte værår i Basis 2030



Figur 3-24: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time i snitt per uke over året i Basis 2030

Hvor store prisforskjeller som oppstår som følge av en flaskehals er avhengig også av markedsutviklingen ellers i Norden og Europa. Generelt øker prisforskjellene i Norge hvis kraftprisene i Europa stiger som følge av høyere CO₂-priser og brenselpriser. Mer prisvariasjon som følge av mer fornybar og mindre termisk produksjon fører også til noe større prisforskjeller internt. Effekten av mer prisvariasjon er likevel sterkere på prisforskjellene mot utlandet.

Figur 3-23 og Figur 3-24 viser prisforskjellene internt i Norge i våre scenarier for høye og lave kraftpriser. Produksjonspark og forbruk i Norge og Norden er her identisk med Basis i begge scenarioene. Vi ser at prisforskjellene er vesentlig større i Høy enn i Lav selv om overføringen av kraft internt i Norge altså er lik i de to scenarioene. Slik vi forklarer under betyr det også at de realøkonomiske kostnadene med en flaskehals vil være avhengig av prisene på gass, kull og CO₂.



Figur 3-25: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell internt i Norge i Høy og Lav 2030 og 2040

4 Teoretisk underlag for nytten av å bygge ned interne flaskehalsar

I dette kapitlet redegjør vi kort for teorien bak den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår i kraftmarkedet av ny kapasitet mellom større regioner. I disse nyttevirkningene inngår følgende elementer:

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

Vi fokuserer på de fundamentale sammenhengene bak den direkte nyttevirkningen blant aktørene i kraftmarkedet. Med dette mener vi nytten som oppstår når vi øker nettkapasiteten uten noen andre endringer. I tillegg til dette forklarer vi nærmere hvordan en utbygging av nettet internt i Norge også gir samfunnsøkonomisk nytte utenfor Norge, og hva som styrer fordelingen mellom norsk og utenlandsk nytte. I kapittel 6.7 ser vi nærmere på hvordan en nett-forsterkning kan bidra til samfunnsøkonomisk nytte mer indirekte gjennom dynamiske virkninger, og da spesielt ved å legge til rette for utbygging av mer produksjon.

Det å forsterke nettet gir flere andre nytteeffekter som vi ikke drøfter eller analyserer i denne rapporten. Eksempler på dette er bedret forsyningssikkerhet, verdien av å nå klimamål og verdier skapt gjennom å knytte til ny lønnsom industri eller næringsvirksomhet.

4.1 Flaskehalsar 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 nesten ikke er 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 nettbegrensningen.

Siden forbruket nesten ikke påvirkes av kraftprisen vil det det aller meste av nytten komme gjennom bedre utnyttelse av den samlede kraftverksparken. Mer kapasitet i nettet fører til at et kraftverk med relativt lave produksjonskostnader produserer mer på bekostning av et kraftverk med høyere kostnader, og dermed blir forbruket dekket til en lavere kostnad. Dette kan også skje ved 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.

Flaskehalsar i nettet kan løses på forskjellige måter. I denne analysen bruker vi modellsimuleringer der flaskehalsar utelukkende blir håndtert ved hjelp av prisområder. 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.¹³ Om en flaskehals blir løst ved bruk av prisområder eller spesialregulering

¹³ I en del tilfeller kan det også være aktuelt å gjøre grep i driften som øker utnyttelsen utover klassisk N-1-drift. Eksempler på dette er bruk av systemer for automatisk produksjonsfrakobling ved feil (PFK) og deling av nettet.

betyr lite for den direkte samfunnsøkonomiske kostnaden med flaskehalsen¹⁴, men betyr mye for fordelingseffektene mellom produsenter, konsumenter og netteier.

4.2 **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. Prisforskjellene er igjen et resultat av 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 relativt store trinn i økt kapasitet. Et tiltak gir derfor ofte en kraftig reduksjon i prisforskjellene, og kan i noen tilfeller også fjerne hele. Når tiltaket reduserer prisforskjellene vil nytten av den nye kapasiteten være avtagende. Nyttens av den siste MW tiltaket gir i kapasitet er da lavere enn den første. Dette reduserer den samlede nytten av tiltaket i forhold til hva man intuitivt skulle trodd ved å se på prisforskjeller før tiltak er på plass.

Motsatt vil en situasjon der prisforskjellen blir opprettholdt etter at vi har forsterket nettet gi en situasjon med like stor nytte av første og siste MW. Dette gir, alt annet likt, en høyere samlet nytte. Internt i Norge ser vi at ny kapasitet relativt raskt reduserer prisforskjellene.

4.3 **Nytten av å redusere flaskehals i Norge kommer som økt verdi av utenlandshandel**

Hovedforklaringen bak nytten av å redusere eller fjerne en intern flaskehals i Norge ligger i at vi får bedre utnyttelse av samspillet mellom vannkraftsystemet Norge og de termisk dominerte markedene¹⁵ rundt oss. Dette gir igjen økt verdi av handelen med utlandet. Det er gjennom denne mekanismen det meste av den direkte norske andelen av nytten ved en intern nettforsterkning oppstår. Som nevnt innledningsvis kommer lokale nyttegevinster og indirekte nytte gjennom eksempelvis å legge til rette for ny produksjon i tillegg. Sistnevnte kommer vi tilbake til i kapittel 7.

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 et effektivt kullkraftverk erstatter et som er mindre effektivt oppstår det eksempelvis en gevinst i form av lavere kullforbruk og dermed lavere innkjøpskostnader. 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 realøkonomiske gevinsten av å bygge ned prisforskjeller internt i Norge består av.

Mange vannkraftprodusenter med magasin har betydelig fleksibilitet til å velge når de skal produsere kraft av vannet de har på lager. Hvor mye fleksibilitet et vannkraftverk har til å omdisponere egen produksjon varierer blant annet med magasin størrelse, generatorkapasitet og tilsig over tid. Mer

¹⁴ På sikt vil forskjellene være større da prisområder gir mer riktige investeringssignaler til lokalisering av forbruk og produksjon

¹⁵ Disse markedene får stadig mer innslag av vind- og solkraft. Siden vi i denne analysen ser på perioden 2025-2040 fanger vi opp dette.

intern nettkapasitet frigjør mer av denne 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 i utlandet. Bedre utnyttelse av fleksibiliteten i vannkraftsystemet kan også gi mindre tap av energi i form av spill i Norge. Den isolerte virkningen av dette er økt eksport eller mindre import og dermed mindre termisk produksjon og sparte brenselkostnader i utlandet. Norge sitter i de fleste tilfeller igjen med en betydelig andel av denne gevinsten i form av mer lønnsom handel.

Verdien av handel med utlandet 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 utlandet. De to første komponentene referer vi til gjennom rapporten også som bytteforholdet mot utlandet.

Flaskehalsinntektene mellom Norge og utlandet deles i dag likt med den aktuelle handelspartneren. Dette gjelder på alle forbindelser. Når vi bygger bort en intern flaskehals får Norge økt nytteverdi enten ved at inntektene fra eksport øker, kostnadene med import synker eller flaskehalsinntektene øker. I de fleste tilfeller vil det være en kombinasjon. Merk at verdien av utenlandshandelen godt kan være negativ. Dette vil være tilfelle hvis vi har et betydelig underskudd på kraftbalansen. Verdien av å bygge bort en intern flaskehals vil i dette tilfellet være at utenlandshandelen blir mindre negativ. Det er altså endringen i verdien av handel med utlandet som forklarer nyttevirkingen.

Verdien av utenlandshandelen er stor og vil øke, men stor usikkerhet knyttet til hvor mye

Tabellen under viser verdien av handelen med utlandet fordelt på de tre komponentene for årene 2010-2018. Samlet for hele perioden har Norge eksportert kraft for over 5 milliarder euro, importert for om lag 2,5 milliarder euro, mens samlede flaskehalsinntekter har vært på om lag 0,7 milliarder euro. Dette gir en nettogevinst på om lag 3,2 milliarder euro, med et snitt på nesten 4 milliarder euro årlig. Årsaken til at verdien har vært så stor er sammensatt, men den klart viktigste er at Norge i denne perioden har hatt et stort kraftoverskudd.

Tabell 3: Historiske inntekter og kostnader til norsk utenlandshandel av kraft 2010-2018 i millioner euro

(M€)	Inntekt eksport	Kostnad import	Flaskehalsinntekt	Sum
2010	237	-560	54	-269
2011	480	-550	85	15
2012	600	-60	100	640
2013	597	-360	70	307
2014	670	-182	88	576
2015	480	-143	98	434
2016	607	-123	55	540
2017	633	-149	74	558
2018	886	-301	61	646
Sum	5192	-2429	685	3447
Snitt	577	-270	76	383

Vi forventer at verdien av utenlandshandelen øker fremover. Frem til 2025 skyldes mye av økningen

at NordLink og NSL kommer på drift¹⁶. På sikt fortsetter verdien av handelen med utlandet å stige som følge av mer overskudd i Norge. Utviklingen mot mer variable priser på kontinentet gjør at økningen på sikt kommer mer og mer i form av reduserte kostnader med kraftkjøp fra utlandet og økte flaskehalsinntekter.

Tabell 4: Simulerte inntekter og kostnader til norsk utenlandshandel i Basis-scenarioene i millioner euro

	2018	2025	2030
Inntekter fra kraftsalg til utlandet	758	1 458	1 534
Kostnader med kraftkjøp fra utlandet	-519	-860	-748
Norsk andel av flaskehalsinntekt mot utlandet	86	198	300
Totalverdi av handel	325	796	1 086

Verdien av utenlandshandelen er avhengig av nivået på kraftprisene i Europa. Generelt fører høyere og mer variable priser til at verdien øker. For å illustrere dette sammenlikner vi verdien av utenlandshandelen i Basis 2030 med verdien i scenarioene for Høy og Lav kraftpris. Alle forutsetninger for Norge og Norden når det gjelder forbruk, produksjonskapasitet og nett er altså like. Verdien av utenlandshandelen er nesten dobbelt så stor i Høy som i Lav. Naturlig nok øker både norsk andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og nettoverdien i kjøp og salg av kraft (bytteforholdet).

Tabell 5: Simulerte inntekter og kostnader til norsk utenlandshandel i scenarioene for 2030 i millioner euro

	Lav	Basis	Høy
Norsk andel av flaskehalsinntekt mot utlandet	180	300	484
Inntekter fra kraftsalg til utlandet	1 143	1 534	1 972
Kostnader med kraftkjøp fra utlandet	-539	-748	-973
Totalverdi av handel	784	1 086	1 483

4.4 En del av nytten av en intern nettførsterkning tilfaller utlandet

Nytten av en intern nettførsterkning i Norge oppstår som beskrevet over i første omgang ved at vi får utnyttet den samlede kraftverksparken i Nord-Europa bedre. Normalt realiseres noe av denne gevinsten som økt flaskehalsinntekt mot utlandet. Denne deles med våre partnere. Det betyr at en andel av nytten tilfaller utlandet. Hvor mye dette utgjør av samlet nytte varierer. Hvis mye nytte 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, kan mesteparten av nytten tilfalle utlandet.

Simuleringer der vi har bygd ned så å si alle prisforskjeller internt i Norge viser at en vesentlig andel av den direkte nytten havner i utlandet. I neste omgang kan dette gi langsiktige tilpasninger i Norge, spesielt på produksjonssiden. Disse tilpasningene øker normalt sett andelen av nytten som havner i Norge. Slik vi diskuterer i kapittel 7 kan slike langsiktige tilpasninger også øke den samlede nytten av nettiltaket. 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.

Det norske og svenske nettet er også tett sammenvevd. Det betyr at nettførsterkninger i begge land vil påvirke priser og flaskehals i det andre landet. Dette er også med på å spre nyttevirksomheter ut over landegrensene.

¹⁶ Nyttene av disse ligger, akkurat som en intern forsterkning, i at verdien av utenlandshandelen øker, men effekten er langt større.

5 Effekten av en tenkt utbygging av HVDC-kapasitet fra nord til sør

I dette kapitlet viser vi den direkte samfunnsøkonomiske markedsnytten av å legge til en eller flere hypotetiske HVDC-forbindelser fra Nordland til Østlandet. Dette gjør vi for å få frem et stilisert bilde av potensialet for nytten av å bygge ned flaskehalsene og de tilhørende prisforskjellene vi har i våre scenarier. I neste kapittel ser vi nærmere på nytten av det mer realistiske alternativet å oppgradere dagens AC-nett.

Direkte nytte betyr her en sammenligning med og uten forbindelsen isolert sett, altså uten noen som helst form for dynamisk markedstilpasning. Det betyr, som forklart i forrige kapittel, at nytten ligger i å kunne utnytte eksisterende produksjonspark bedre. Å øke kapasiteten nord-sør vil føre til økte kraftpriser i Nord- og Midt-Norge. Dette øker også verdien av de utbygde fornybarressursene i disse områdene. I kapittel 6.7 drøfter vi nytten som kommer i tillegg gjennom å legge til rette for mer utbygging av fornybar i Nord- og Midt-Norge.



Figur 5-1: HVDC-alternativet innebærer en direkte forbindelse mellom Svartisen og Rød i Telemark

5.1 Vi bruker HVDC-link som et analytisk grep for å få frem potensialet for markedsnytte

Poenget med å analysere økt nettkapasitet nord-sør i form av HVDC-forbindelser er å bedre få frem potensialet for samfunnsøkonomisk nytte av å redusere flaskehalsene og prisforskjellen nord-sør i våre datasett. Dette er ikke ment som noe realistisk forslag til en konkret utbygging. Til det er trolig både kostnadene målt i kroner og miljøinngrep for høye. Analytisk har det derimot flere fordeler:

- Kapasiteten er styrbar og gir dermed potensialet for markedsnytte ved en gitt kapasitetsøkning basert på de flaskehalsene og prisforskjellene vi ser i våre datasett.
- Det er enklere å gjøre sensitivitetsanalyser av blant annet endret kapasitet.
- Med AC-forsterkninger i et masket nett med mange ulike begrensninger er det vanskeligere å vise hvor mye kapasitet vi får av et tiltak. Ved å også analysere effekten av en HVDC-forbindelse får vi en god referanse å sammenligne mer realistiske tiltak i AC-nettet med.

I vårt regneeksempel har vi antatt at forbindelsen går mellom Svartisen stasjon midt i Nordland til Rød stasjon i Telemark. Stasjonene er til dels tilfeldig valgt, men begge er sterke punkt i nettet. Svartisen er også gunstig fordi en HVDC-forbindelse herfra demper flaskehalsene som oppstår på ledningene fra

Nord-Norge til Sverige. Dermed reduseres prisforskjellene mellom NO4 og NO3 mer effektivt enn om vi hadde valgt et punkt lenger sør i Nordland.

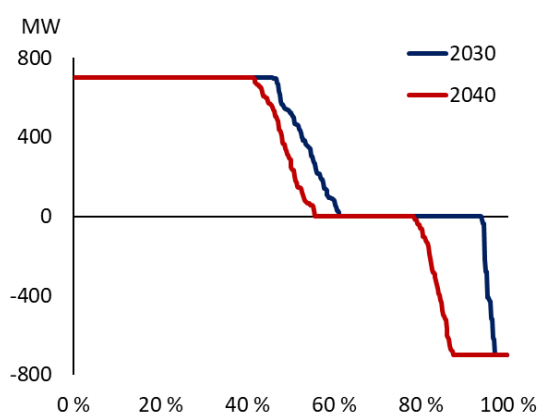
Vi ser her på ulike trinn som gir opp til 2000 MW i reell økt overføringskapasitet nord-sør i Norge, med 700 og 1400 MW som tilfeldig valgte som hovedalternativer. I dette regneeksempelet ser vi helt bort fra mer praktiske og tekniske utfordringer med å eventuelt få til dette. Eksempelvis vil en slik forbindelse gi behov for nettførsterkninger i AC-nettet rundt omformerstasjonen i hver ende. Ved høy kapasitet, som jo er naturlig hvis det skal være noe poeng å bygge ut en HVDC-forbindelse, vil det også bli utfordringer med å opprettholde N-1-kapasitet. Dermed kunne det kanskje vært mer aktuelt å bygge to separate HVDC-forbindelser, noe som igjen øker kostnadene.

Vi har ikke gjort noe arbeid med å estimere konkrete kostnader, men et grovt anslag på rene anleggskostnader for én enkelt 1400 MW forbindelse fra Svartisen til Sør-Norge kan være om lag 10 milliarder NOK eller mer. En dublering for å få et internt N-1-system, samt oppgraderinger av AC-nettet i hver ende kommer i tillegg. På toppen av dette vil det komme store miljøkostnader i form av en ny kraftledning i ny trasé på rundt 1 000 km.

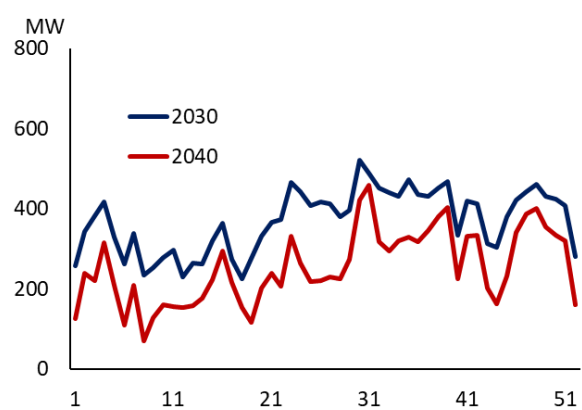
5.2 Nesten utelukkende sørgående flyt i 2030 – i 2040 er det også timer med flyt nordover

Figur 5-2 og Figur 5-3 viser simulert flyt på den antatte HVDC-forbindelsen i 2030 og 2040¹⁷. Vi har her valgt å vise simuleringene der forbindelsen har en kapasitet på 700 MW. I 2030 går det nesten utelukkende flyt sørover, fordi Nord-Norge har lavere eller lik pris med Sør-Norge i alle timer. I mange timer er det null flyt. I disse timene er prisforskjellene for små til å dekke overføringstapet på forbindelsen. Flyten sørover er jevnt stor over året, men størst om sommeren.

I 2040 ser vi at det også flyter nordover i ca. 20 % av tiden. Denne utviklingen er drevet av at det oppstår flere timer med nullpriser i Sør-Norge, mens regulerte vannkraftverk med positiv vannverdi fortsatt er prissettende i Nord-Norge. Dette gir flyt mot nord i disse timene. Grunnen til at Sør-Norge får flere timer med kraftpriser lik eller nært null er todelt. For det første har vi lagt til grunn mer vindkraft, samt en del solkraft, i Sør-Norge til 2040 i vårt Basis-scenarior. For det andre forventer vi stadig flere timer med meget lave priser på kontinentet, i Danmark og Sverige. Via mellomlandsforbindelsene smitter disse inn i Sør-Norge.



Figur 5-2: Flyt på HVDC-forbindelse nord-sør i Norge i 2030 og 2040

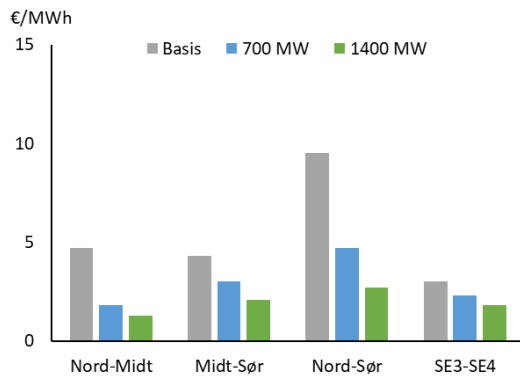


Figur 5-3: Gjennomsnittlig flyt over året på HVDC-forbindelse nord-sør i Norge i 2030 og 2040

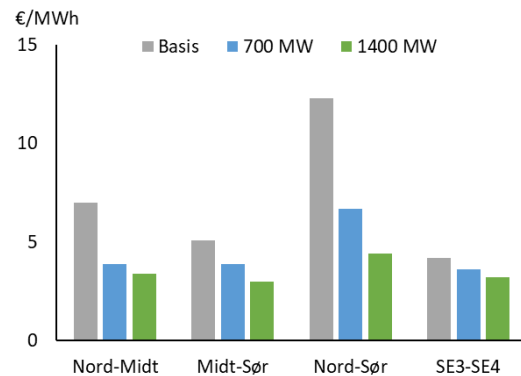
¹⁷ Årsaken til at flyten ikke alltid er på maks i en av retningene eller null, er fordi det ligger et tap i overføringen.

5.3 Ny kapasitet reduserer prisforskjellene, men selv 1400 MW er ikke nok til å gi lik pris

I vårt Basis-scenario for perioden frem til 2040 er det i hovedsak tre områder med ulik pris, Nord-Norge, Midt-Norge (inkludert Nord-Vestlandet) og Sør-Norge sør for Dovre. Figur 5-4 og Figur 5-5 oppsummerer hvordan en forbindelse med kapasitet på henholdsvis 700 MW og 1400 MW demper prisforskjellene i Basis 2030 og 2040. Merk at vi her ikke tar hensyn til at økt overføringskapasitet kan gi langsiktige tilpasninger på produksjon og forbruk.



Figur 5-4: Prisforskjell mellom ulike områder i Norge og Sverige i 2030 Basis og med en HVDC-ledning



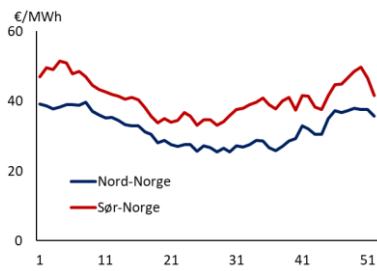
Figur 5-5: Prisforskjell mellom ulike områder i Norge og Sverige i 2040 Basis og med en HVDC-ledning

I Basis 2030 er gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom Nord- og Midt-Norge ca. 5 €/MWh. En 700 MW HVDC-forbindelse reduserer prisforskjellen til ca. 2 €/MWh, mens med 1400 MW blir forskjellen redusert til i overkant av 1 €/MWh. Med våre forutsetninger i Basis 2030 vil altså en kapasitetsøkning på 700 MW redusere mye av prisforskjellen, mens kapasitet utover dette har mindre effekt.

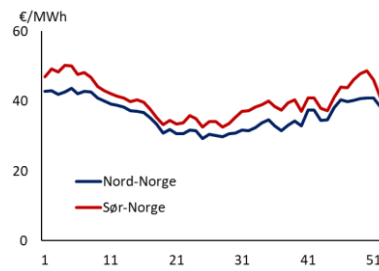
Prisforskjellen mellom Midt- og Sør-Norge er i snitt rett over 4 €/MWh og kommer hovedsakelig av lavere priser i Midt-Norge i sommerhalvåret. Forskjellene reduseres til 3 €/MWh med en 700 MW forbindelse og til 2 €/MWh med en 1400 MW forbindelse. Her er altså nedgangen i prisforskjellen med mer kapasitet mindre avtakende enn mellom Nord og Midt-Norge.

Prisforskjellen mellom Nord- og Sør-Norge er nesten 10 €/MWh i 2030 og over 12 €/MWh i 2040. Som vi var inne på over er prisforskjellene nesten utelukkende drevet av lavere priser i Nord-Norge i 2030, mens i 2040 skyldes også noe av prisforskjellen timer med lavere pris i Sør-Norge. 1400 MW kapasitet reduserer prisforskjellen til om lag 3 €/MWh i 2030 og i underkant av 5 €/MWh i 2040.

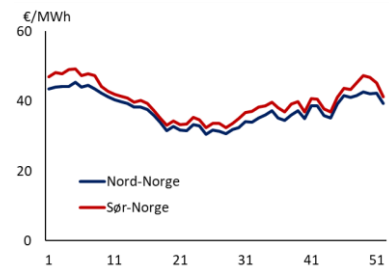
Mye av nord-sør-transporten av kraft på nordisk nivå går gjennom Sverige. Mer kapasitet fører til at noe av denne transporten flyttes til Norge, slik at det svenske nettet blir avlastet. Det vil likevel være gjenstående prisforskjeller internt i Sverige. Disse smitter inn i Norge, da Sør-Norge har en tendens til å ha like priser med de to sørligste svenske prisområdene (SE3 og SE4), mens Nord- og Midt-Norge priskobler med de to nordligste prisområdene (SE1 og SE2) med lavest pris. Dette bidrar til at selv en HVDC-forbindelse med høy kapasitet ikke fjerner alle flaskehalsene nord-sør i Norge.



Figur 5-6: Gjenomsnittlig pris over året i Basis 2030



Figur 5-7: Gjenomsnittlig pris over året med 700 MW DC i 2030



Figur 5-8: Gjenomsnittlig pris over året med 1400 MW DC i 2030

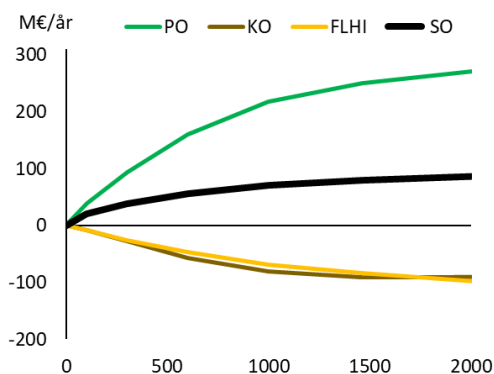
5.4 Betydelig norsk nytte av mer nettkapasitet i Basis 2030

Figur 5-9 viser samlet direkte markedsnytte fra våre modellsimuleringer når vi gradvis øker kapasiteten på den skisserte HVDC-forbindelsen fra 100 til 2000 MW i Basis 2030. Marginalnyttens av kapasitet er høy i starten før den gradvis faller mer og mer ettersom kapasiteten øker. Årsaken er slik vi diskuterte i kapittel 4 at nytten avtar når prisforskjellene blir mindre.

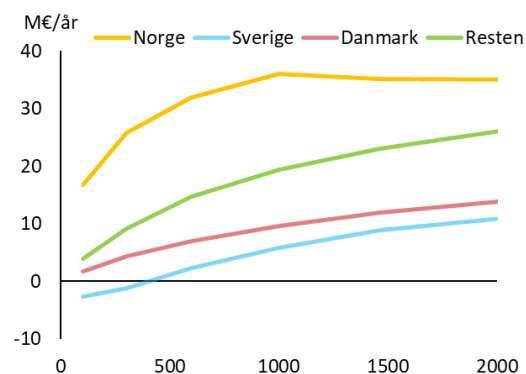
Hvis vi tenker oss at vi bygger en 1400 MW forbindelse i to skritt på 700 MW ser vi dette tydelig. Samlet nytte av de første 700 MW-ene er på ca. 60 M€ per år i 2030. Denne forbindelsen mer enn halverer imidlertid prisforskjellen mellom Nord- og Sør-Norge. Det betyr også at potensialet for nytte ved en ytterligere økning i kapasitet mer enn halveres. Når vi øker kapasiteten på kabelen fra 700 MW til 1400 MW øker samlet nytte til ca. 80 M€ per år. Det betyr at nytten av de siste 700 MW-ene er rundt 20 M€ mot 60 M€ av de 700 første.

De første 100-200 MW med ny kapasitet har i vårt forventningsscenario ekstra høy nytte fordi denne økningen gjør at man unngår noe spill av vann- og vindkraft. Dette gjør også at det er mer usikkerhet knyttet til marginalnyttens i starten. Når vi ser på en betydelig økning i kapasitet, for eksempel mer enn 700 MW, utgjør usikkerheten knyttet til redusert spill en relativt liten andel av den totale nytte.

Figur 5-10 viser hvordan nytten fordeles mellom ulike land i Basis 2030. For små økninger i kapasitet på 100-200 MW havner mye av nytten i Norge. Etter hvert spres nytteeffektene stadig mer til utlandet. Etter 700-800 MW kommer hele økningen i nytte i utlandet med våre forutsetninger.



Figur 5-9: Avtagende total nytte med høyere HVDC-kapasitet nord-sør i 2030



Figur 5-10: Avtagende total nytte med høyere HVDC-kapasitet nord-sør i 2030

I kapittel 4 forklarer vi hvordan økt norsk nytte av innenlandske forsterkninger hovedsakelig oppstår som følge av en mer effektiv og lønnsom handel med utlandet. Her illustrerer vi dette gjennom å

sammenligne økt verdi av handelen med utlandet med norsk samfunnsøkonomisk nytte i tilfellene med 700 og 1400 MW kapasitet (Tabell 6). Beregnet norsk andel av nytten fra modellsimuleringene er ca. 35 M€ i disse to tilfellene. Økning i verdien av utenlandshandel er på 33 M€ i begge tilfellene. Den lille forskjellen skyldes at fysiske tap og sluttmagasinene i de to simuleringene vi sammenligner ikke er helt like. Det er også noe priselastisitet i forbruket som ikke blir fanget opp med metoden der vi beregner verdi av utenlandshandel.

Regnskapet for utenlandshandel forklarer delvis hvorfor norsk andel av nytten avtar når kapasiteten på forbindelsen øker. Etter hvert som kapasiteten øker så kommer mer av nytten som flaskehalsinntekt mot utlandet og mindre som bedret bytteforhold. Siden flaskehalsinntektene deles med våre handelspartnere bidrar dette til at andelen av nytte som tilfaller Norge avtar.

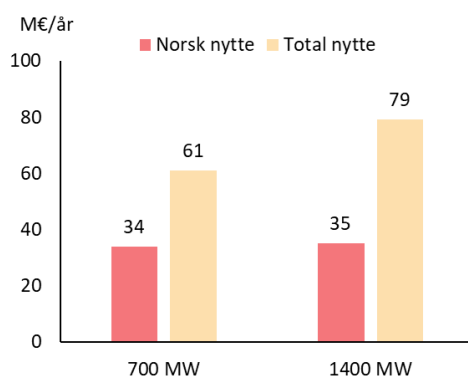
Tabell 6: Endring i inntekter og kostnader gjennom norsk utenlandshandel i Basis 2030 med 700 eller 1400 MW HVDC-forbindelse nord-sør i Norge og sammenlignet med total norsk nytte i millioner euro

	700 MW	1400 MW
Faktisk simulert norsk nytte	34	35
Norsk andel av flaskehalsinntekt mot utlandet	4	10
Inntekter fra kraftsalg til utlandet	33	34
Kostnader med kraftkjøp fra utlandet	-4	-11
Økt verdi av handel med utlandet	33	33

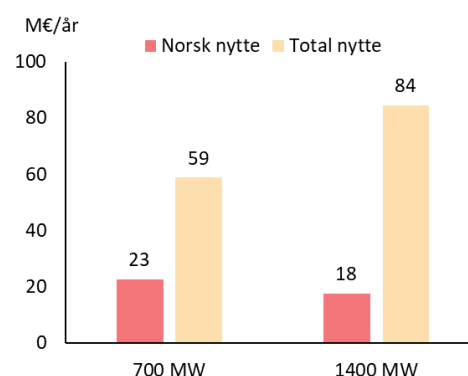
Selv om den direkte simulerte markedsnyttens av økt nettkapasitet nord-sør er betydelig i vårt Basis-scenarier for 2030, er den ikke høy nok til å dekke de skisserte investeringskostnadene for å bygge ut ny HVDC-kapasitet.

5.5 Norsk andel av den direkte kraftmarkedsnyttens synker til 2040

Figur 5-11 sammenlikner markedsnyttens av 700 og 1400 MW HVDC i 2030 med 2040. Totalnyttens er omtrent den samme i 2030 og 2040, men norsk andel av nytten synker til 2040.



Figur 5-11: Nyttens av 700 og 1400 MW HVDC i 2030



Figur 5-12: Nyttens av 700 og 1400 MW HVDC i 2040

Forklaringen på at norsk andel av nytten synker til 2040 er sammensatt. Utviklingen i kraftbalanse internt i Norge er en årsak. Lavere overskudd i Nord- og Midt-Norge kombinert med økt overskudd i Sør-Norge bidrar til at effekten på bytteforholdet mot utlandet er mindre gunstig i 2040. Våre analyser indikerer også at utviklingen mot mer solkraft i Sør-Norge bidrar ekstra til dette. Årsaken er at økt import nordfra om sommeren kommer mer i konkurranse med uregulert produksjon i Sør-Norge.

I Europa blir kraftprisene mer volatile mot 2040. Hovedgrunnen er flere timer med meget lave priser om vinteren. Om sommeren synker prisene og de blir ofte mer stabile som følge av stor vekst i batterikapasitet. Våre simuleringer til nå tyder på at denne utviklingen reduserer nytten av å bygge ned prisforskjeller i Norge noe. Blant annet synker verdien av å unngå flomtap om sommeren når prisene synker.

Tabell 7 sammenstiller tilsvarende som Tabell 6 økning i handelsgevinsten med utlandet med norsk kraftmarkedsnytte i 2040. Sammenlignet med 2030 ser vi at mer av kraftmarkedsnyttens realiseres som flaskehalsinntekt på forbindelsene til utlandet og mindre som bedret bytteforhold. For eksempel øker norsk andel av flaskehalsinntektene mot utlandet med 10 M€ per år for 1400 MW kapasitet i 2030, mens tilsvarende tall i 2040 er 35 M€. Dermed faller norsk andel av nytten. Prisendringene i Europa beskrevet over er med å forklare denne utviklingen.

Tabell 7: Endring i inntekter og kostnader gjennom norsk utenlandshandel i Basis 2040 med 700 eller 1400 MW HVDC-forbindelse nord-sør i Norge og sammenlignet med total norsk nytte i millioner euro

	700 MW	1400 MW
Faktisk simulert norsk nytte	23	18
Norsk andel av flaskehalsinntekt mot utlandet	17	35
Inntekter fra kraftsalg til utlandet	18	9
Kostnader med kraftkjøp fra utlandet	-16	-29
Økt verdi av handel med utlandet	19	15

Vi må her bemerke at usikkerheten knyttet til en del modelltekniske forhold også øker til 2040. Systemet vi prøver å gjenskape er da veldig ulik det vi har i dag. Trendene vi ser i denne analysen er reelle, men mer utfyllende analyser kan nyansere bildet.

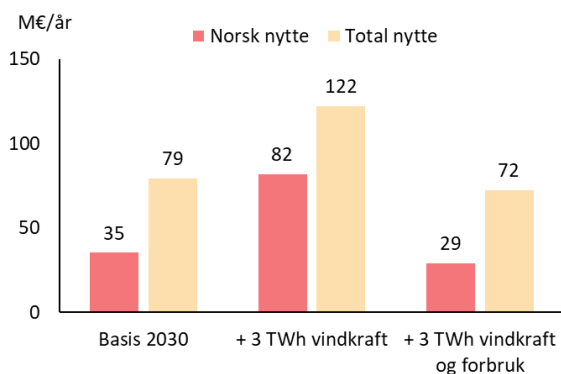
5.6 Kraftbalanser lokalt i Norge og europeiske priser påvirker nytten

Vi vil her vise hvordan nytten påvirkes av at vi endrer på noen sentrale forutsetninger om produksjon og forbruk i Norge, samt kraftprisene i Europa. Mer utfyllende sensitivitetsanalyser er gitt i kapittel 6.7. I kapittel 7 kommer vi tilbake til tilleggsnyttens av at en slik ny forbindelse gir markedsmessig plass til mer produksjon i Nord-Norge.

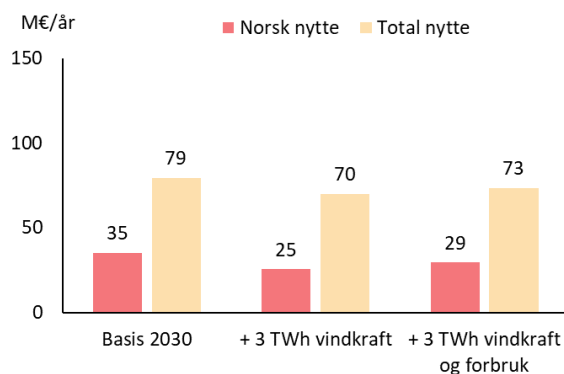
Utviklingen av kraftbalansen i Nord-Norge før tiltak er en usikkerhetsfaktor

Figur 5-13 og Figur 5-14 viser endring i samfunnsøkonomisk nytte der vi har endret på forutsetningene i henholdsvis Nord- og Sør-Norge. Nyttens generelt følsom for endringer i Nord- og Midt-Norge, men lite for endringer i Sør-Norge. Sammenlignet med Basis halveres omtrent norsk nytte hvis vi øker forbruket i Nord-Norge med 3 TWh¹⁸. Når vi øker vindkraftproduksjonen med 3 TWh mer enn dobler nytten seg. Øker vi forbruk og produksjon like mye er nytten omtrent uforandret. Dette kommer av at kraftprisene er følsomme for kraftbalansen internt i disse områdene, mens i Sør-Norge skal det store endringer til for å gi en betydelig påvirkning.

¹⁸ Denne sensitiviteten er ikke vist i Figur 5-13. I kapittel 6.7 viser vi et bredt utvalg sensitiviteter når vi ser på alternativet med å oppgradere AC-nettet.



Figur 5-13: Norsk og total samfunnsøkonomiske nytte av HVDC-forbindelsen i 2030 steg for steg med mer vindkraft og forbruk i nord

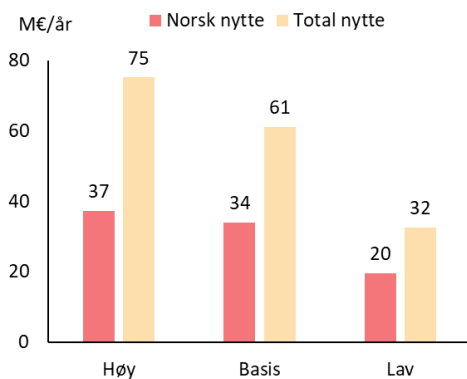


Figur 5-14: Norsk og total samfunnsøkonomiske nytte av HVDC-forbindelsen i 2030 steg for steg med mer vindkraft og forbruk i sør

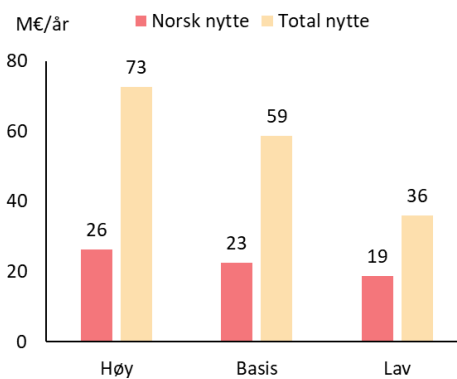
Når vi tolker resultatene fra sensitivitetene er det viktig å huske at selv om våre forutsetninger om er usikre er de ikke tilfeldig valgt. Dette gjelder særlig kraftbalansen i Nord-Norge og til dels Midt-Norge. Våre simuleringer indikerer at med produksjonen som nå er under bygging, og andre utviklingstrekk, vil vi få betydelig lavere kraftpriser i Nord-Norge. I våre scenarier er derfor kraftprisen omtrent på nivå med utbyggingskostnaden for vindkraft på land allerede til 2030. Vi har tidligere vist at hvis vi øker produksjonen ytterligere uten tilsvarende vekst i forbruket synker prisene mye, og havner under utbyggingskostnaden for vindkraften. Sensitiviteten der vi kun øker mengden vindkraft i Nord-Norge er derfor ikke helt realistisk og må tolkes deretter. Så lave kraftpriser vil også gi et intensiv til etablering av nytt forbruk i området. Som Figur 5-13 viser vil dette redusere nytten igjen.

Høy- og lavprisscenarioene for 2030 viser noe av utfallsrommet for nytten

Interne prisforskjeller varierer med kraftprisene i landene rundt oss. Figur 5-15 sammenligner nytten i Basis med våre to scenarier for Høy og Lav kraftpris i Europa. Det er en klar sammenheng mellom nytte og nivået på kraftprisene. Samlet nytte er over dobbelt så høy i høypris-scenariet som i lavpris-scenariet i både 2030 og 2040. Med våre forutsetninger er nedsiden i det lave scenariet større enn oppsiden i det høye. For norsk nytte ser vi den samme trenden, selv om den er svakere. Her må vi igjen minne om at fordelingen av nytte mellom land er en usikkerhetsfaktor og at det kan være en del støy i våre simuleringer. Sammenhengene kan også være noe annerledes for andre forutsetninger på norsk og nordisk side.



Figur 5-15: Norsk og total nytte av en 700 MW HVDC-forbindelse i Høy, Basis og Lav 2030



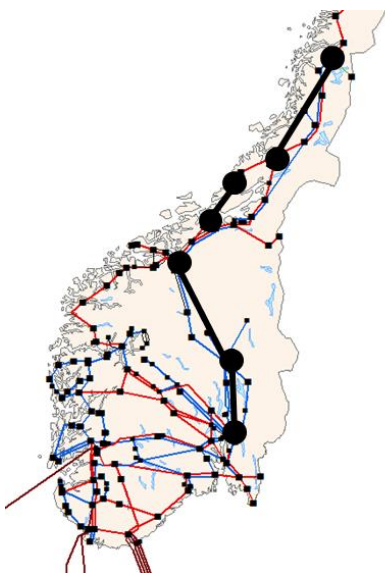
Figur 5-16: Norsk og total nytte av en 700 MW HVDC-forbindelse i Høy, Basis og Lav 2040

6 Priseffekt og nytte av gjennomgående AC-forbindelse nord-sør

Med en ny 420 kV mellom Sogndal og Aurland vil vi i praksis ha én 420 kV-ledning i parallell med én 300 kV-ledning mellom Nedre Røssåga, sør i Nordland, og Oslo og Aurland, i Sør-Norge. I dette kapitlet ser vi på de direkte nyttevirkningene i markedet, uten andre endringer, av å oppgradere nettet slik at vi får en ny gjennomgående 420 kV-ledning fra Nedre Røssåga til Oslo. En nettoppgradering av denne størrelsen vil ta lang tid å bygge ut og vi ser derfor kun på 2030- og 2040-scenarioene. Tiltaket består i praksis av mange delstrekninger som i stor grad vil være selvstendige prosjekter. Disse er beskrevet i Figur 6-1.

I kapittel 7 ser vi på hva dette tiltaket gir av tilleggsnytte gjennom å legge til rette for økt produksjon i Nord og Midt-Norge. I kapittel 8 ser vi nærmere på virkningene av å forsterke de ulike delstrekningene, i tillegg til å oppgradere nettet på Vestlandet til 420 kV.

Oppgradering og erstatning av den gjenværende 300 kV-ledningen, slik at vi får en ledning nummer to nord-sør på 420 kV¹⁹, er et mer realistisk alternativ for å øke kapasiteten nord-sør sammenlignet med en HVDC-forbindelse. For det første er det over tid behov for reinvesteringer i dagens 300 kV-nett. Utbyggingen kan dessuten gjøres i flere trinn, som gir mer lokale nytteeffekter og koster mindre. Naturinngrepene med å oppgradere dagens nett kontra en ny ledning i ny trasé er også langt lavere.



Figur 6-1: AC-alternativet innebærer oppgradering av nettet mellom Oslo og Nedre Røssåga. Dette omfatter delstrekningene:

- **420 kV Nedre Røssåga–Namsos**
Sanerer dagens 300 kV Tunnsjødal–Verdal
- **420 kV Storheia–Snilldal og Surna–Viklandet**
Ny ledning over Trondheimsfjorden
Erstatter dagens 300 kV Surna–Viklandet
- **420 kV Aura/Viklandet–Fåberg**
Erstatter dagens 300 kV Aura–Vågåmo–Øvre Vinstra–Fåberg
- **420 kV Fåberg–Ulven/Røykås**
Sanerer dagens 300 kV Fåberg–Vardal–Roa–Ulven og 300 kV Fåberg–Røykås

6.1 Faktisk kapasitetsøkning er lavere enn termisk kapasitet på selve ledningen

Den nye ledningen vi legger inn har en termisk kapasitet på over 2000 MW²⁰. Likevel er den reelle kapasitetsøkningen mindre. Årsaken er enkelt sagt at vi har et masket nett som vi drifter etter N-1-prinsippet. I og med at vi ikke forsterker alle ledninger vil begrensninger knyttet til termisk kapasitet på andre ledninger, spenning og dynamikk gjøre at den faktiske kapasitetsøkningen er betydelig mindre. I tillegg får vi ikke utnyttet N-1-kapasiteten fullt ut da det norske nettet er koblet i parallell med nettet i Sverige. Eksempelvis ser vi ofte i våre simuleringer at det oppstår flaskehals fra Norge til

¹⁹ Gjennom Trøndelag innebærer dette å bygge sammen ledningene til Fosen og Snilldal med en kabel over Trondheimsfjorden istedenfor å oppgradere den indre ledningen mellom Tunnsjødal og Surna.

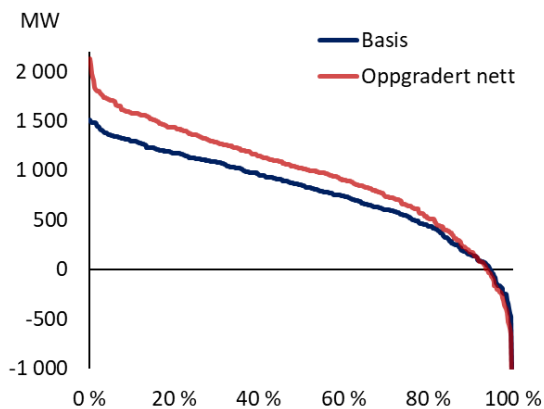
²⁰ Alle nye ledninger er for enkelhets skyld valgt å gi kapasitet tilsvarende en triplex-line Grackle (380 mm²)

Sverige på ledningen Ofoten–Ritsem før N-1-kapasiteten mellom Nordland og Trøndelag blir begrensende.

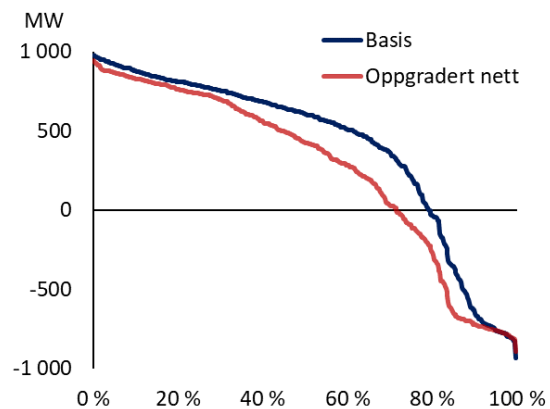
Vi har gjort et sett med utvalgte forenklede kapasitetsberegninger med nettmodellen PSS/E for å finne nye snittkapasiteter. På enkelte snitt øker kapasiteten mye, men samlet sett indikerer simuleringer med den kombinerte markeds- og nettmodellen Samnett at det gir en reell kapasitetsøkning nord-sør i Norge på rundt 300-600 MW i timer med høy utnyttelse av nettet. Det er naturlig nok en del usikkerhet forbundet med hvordan kapasiteten til en del begrensninger blir påvirket. Videre er det mulig at mindre tilleggsinvesteringer kan øke kapasiteten noe mer.

6.2 Flyten nord-sør i Norge øker vesentlig med oppgradering av nettet

Til tross for en relativt moderat økning i reell overføringskapasitet nord-sør, sammenlignet med den nye ledningens termiske kapasitet, bidrar oppgraderingen til en vesentlig økt flyt i Norge. Figur 6-2 viser samlet flyt på de to AC-forbindelsene fra Nord-Norge til Midt-Norge i Basis 2030 både med uendret nett og i alternativet med ny 420 kV helt fra Røssåga til Oslo. Når nettet er høyt presset øker flyten sørover i Norge med 300-600 MW. Figur 6-3 viser hvordan dette avlaste flyten på de to ledningene fra Nord-Norge til Sverige. Likevel vil det i mange timer være flaskehals på disse ledningene.

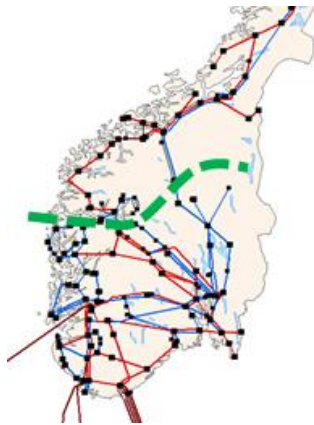


Figur 6-2: Flyt fra Nord- til Midt-Norge i 2030

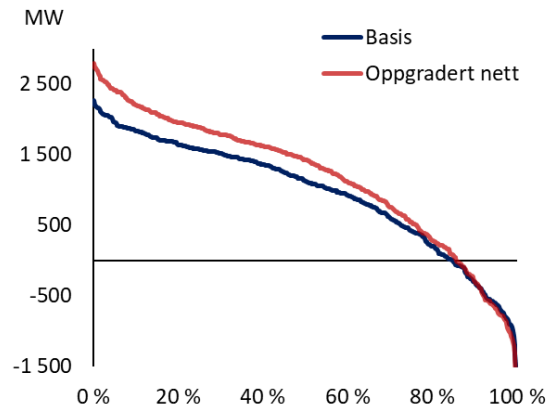


Figur 6-3: Flyt fra Nord-Norge til Sverige i 2030

Oppgraderingen til to gjennomgående 420 kV-ledninger gir vesentlig høyere flyt gjennom Midt-Norge og videre mot Sør-Norge. Figur 6-5 viser varighetskurver for simulert flyt på ledningene som går over det stiplede snittet i kartet i Figur 6-4. Dette tilsvarer omtrent den samlede flyten fra dagens NO3 til NO1 og NO5. Her øker flyten med rundt 500 MW i de fleste timer der flyten er høy. Spesielt øker flyten på den oppgraderte ledningen gjennom Gudbrandsdalen og videre mot Oslo (se også 8.3).



Figur 6-4: Nettmessig skille mellom Midt- og Sør-Norge



Figur 6-5: Flyt fra Midt-Norge til Sør-Norge i 2030

Hoveddelen av den nordiske nord-sør-flyten går gjennom Sverige (se for eksempel Figur 3-19). Den økte flyten i Norge betyr også at flyten i det svenske nettet avlastes noe. Dette fører isolert sett til en moderat reduksjon i prisforskjellen mellom de nordlige og de sørlige prisområdene i Sverige, noe som også bidrar til å redusere prisforskjellene internt i Norge (se under).

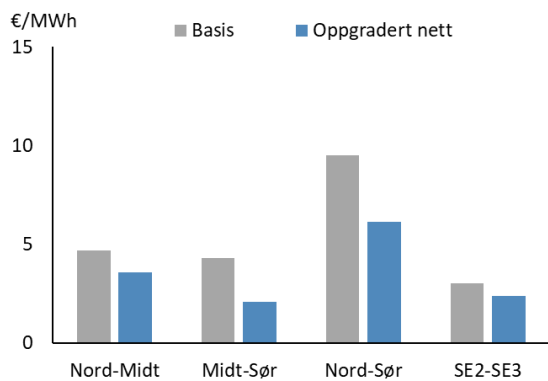
I andre deler av Sør-Norge har oppgraderingen liten påvirkning på flyt og flaskehals. Den største virkningen er på Vestlandet der flaskehals over Sognefjorden reduseres. Lenger sør på Vestlandet er det lite endringer i flyt mellom dagens NO5 og NO2. Over Flesakersnittet (NO2-NO1) øker flyten marginalt vestover om sommeren. Flyten over Hallingdalsnittet, grensen mellom NO5 og NO1, påvirkes lite.

6.3 Flaskehalsene blir mindre, men det vil fortsatt være betydelige prisforskjeller

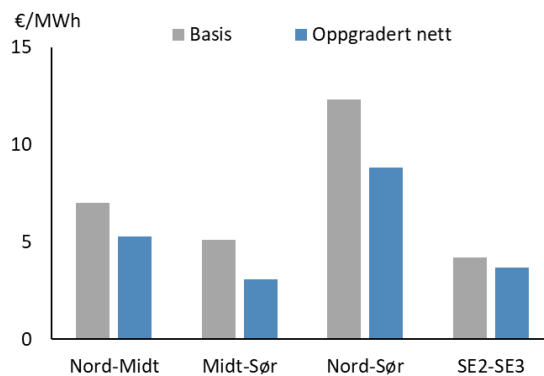
Figur 6-6 og Figur 6-7 viser hvordan etableringen av en andre 420 kV nord-sør demper prisforskjellene mellom Nord- og Midt-Norge og Midt- og Sør-Norge. Mellom Nord og Midt-Norge er det liten reduksjon i prisforskjell. Årsaken er at det relativt ofte vil være flaskehals på ledningene til Sverige, i tillegg til at begrensninger knyttet til dynamikk og spenning fortsatt begrenser hvor stor overskuddet kan bli. Dette gir prisforskjell også mot Midt-Norge, selv om flyten her isolert sett er under den nye N-1-grensen. Her er det vesentlig usikkerhet rundt resultatene. Det er både knyttet en del usikkert til hvor mye den faktiske kapasiteten øker med den antatte oppgraderingen, i tillegg til at resultatene er følsomme for relativt små endringer i kapasitet.

Mellom Midt-Norge og Sør-Norge blir flaskehalsen redusert noe mer. Hovedgrunnen er at tiltaket gir økt kapasitet i Gudbrandsdalen. Dette reduserer flaskehalsen både direkte og indirekte. Den indirekte virkningen kommer av at flaskehalsen over Sognefjorden blir mindre. Årsaken er at mer av produksjonen i Sogn og Fjordane og på Møre flyter sørover i Gudbrandsdalen heller enn sørover på Vestlandet. Samlet sett reduseres prisforskjellen mellom Nord-Norge og Sør-Norge med i underkant av 4 €/MWh i både 2030 og 2040.

Slik som vi viste med HVDC-alternativet vil det være flaskehals i Sverige, spesielt over snitt 2. Dette vil gi prisforskjell internt i Norge i de timene Nord- og Midt-Norge priskobler mot de to nordligste prisområdene i Sverige, mens Sør-Norge priskobler mot de to sørligste områdene i Sverige som har høyere pris. Oppgradering av det norske nettet reduserer prisforskjellene i Sverige med ca. 0.5 €/MWh i våre simuleringer.



Figur 6-6: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom ulike områder i Norge/Sverige i 2030

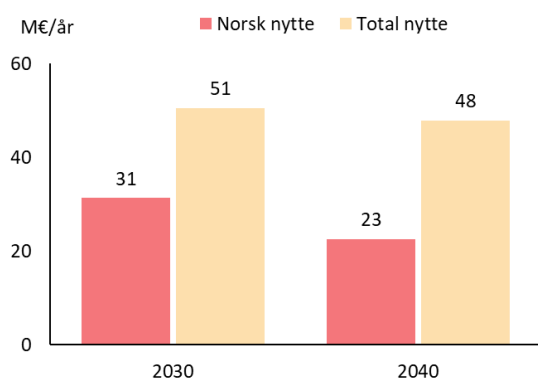


Figur 6-7: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom ulike områder i Norge/Sverige i 2040

6.4 AC-oppgadering gir betydelig direkte samfunnsøkonomisk nytte i markedet

Med de store prisforskjellene vi har i vårt Basis-scenario indikerer våre modellsimuleringer en betydelig nytte av å få inn en 420 kV nummer to nord-sør i Norge. Samlet ligger den direkte samfunnsøkonomiske markedsnytten på om lag 50 M€ per år i 2030 og rett under 50 M€ per år i 2040. Norsk andel ligger på ca. 30 M€ i 2030 og i overkant av 20 M€ i 2040. Det er hovedsakelig de samme grunnene som ble diskutert under kapittel 5.4 som gjør at norsk nytte faller til 2040.

Det er knyttet usikkerhet til fordelingen av nyttevirkningene mellom Norge og utlandet. Dynamiske virkninger som følge av at tiltaket legger til rette for utbyggingen av vindkraft kan også påvirke disse fordelingseffektene selv om det nødvendigvis ikke øker lønnsomheten av tiltaket samlet sett (se kapittel 7). En forenklet nåverdiberegning gir at nåverdien av norsk andel av nytten, i vår forventning, ligger i intervallet 3-5 milliarder NOK²¹.



Figur 6-8: Samlet nytte og norsk andel av å oppgradere nettet fra Røssåga til Oslo i Basis 2030 og 2040

I kapittel 5 så vi hvordan nytten utviklet seg når vi økte markedskapasiteten gradvis ved hjelp av en HVDC-forbindelse. Virkningen av å oppgradere dagens AC-nett er ikke direkte sammenlignbar med en hypotetisk HVDC-forbindelse. På overordnet nivå indikerer likevel resultatene at AC-tiltaket er sammenlignbart med en HVDC-forbindelse på ca. 500 MW. Eksempelet med HVDC viste at norsk nytte av å øke kapasiteten utover 600-700 MW var sterkt avtakende med våre forutsetninger i Basis. Dette

²¹ Dersom vi forutsetter idriftsettelse i år 2030 med 40 års levetid, 4 % diskonteringsrente og 10 NOK = 1 EUR får vi en total nytte over levetiden på 4,1 milliarder 2019-kroner.

indikerer at AC-tiltaket henter ut ganske mye av den norske gevinsten av å redusere prisforskjellene i Norge. Slik vi kommer tilbake til i kapittel 8 vil for eksempel noe mer kapasitet ut av Nord-Norge enn det vi legger til grunn at tiltaket gir her, trolig kunne øke norsk nytte noe.

6.5 Om markedsnytten er stor nok til å dekke investeringskostnadene er usikkert

Hensikten med rapporten er å skissere de direkte nytteeffektene i kraftmarkedet av å øke kapasiteten i nettet gitt de prisforskjellene vi ser i våre fremtidsscenarioer. Da vi ikke har kostnadsestimater for konkrete tiltak, er det vanskelig å se dette opp mot kostnadene av de ulike tiltakene. For å få et bedre grep om hvor stor nytten er, sammenlignet med investeringene som skal til, har vi som en hypotetisk referanse satt opp et grovt estimat på hva det vil koste å bygge ny ledning på 420 kV hele veien fra Røssåga i Nordland og til Oslo (unntatt Surna–Snilldal og Åfjord–Namsos som allerede er i drift). Gjennom Statnetts kostnadsmodell med estimatklasse 5, og en antatt middels vanskelighetsgrad, tilsier dette 8-9 milliarder kroner i nybyggingskostnader. I tillegg kommer kostnader for riving av eksisterende anlegg.

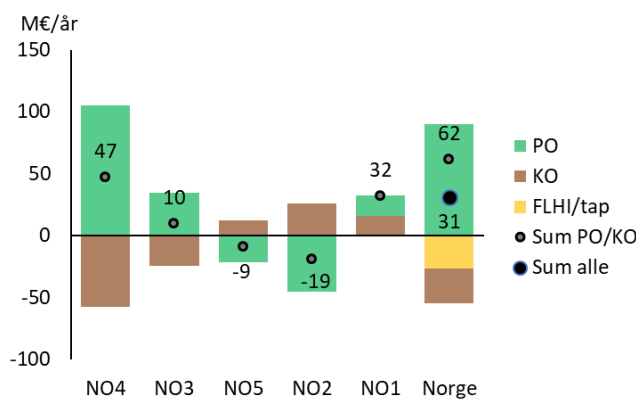
Gitt den beregnede nåverdien av nytten ved tiltakene på 3-5 milliarder kroner tilsier dette at den direkte markedsnytten ikke er nok til å dekke en helt ny ledning. Her er det imidlertid andre nytteeffekter vi ikke har tatt med. I tillegg er det et betydelig reinvesteringsbehov på de eksisterende ledningene på denne strekningen. Dette demper i praksis investeringskostnadene. I sum er det dermed mulig at det kan være positiv samfunnsøkonomi i å gjennomføre denne oppgraderingen.

6.6 Fordeling av nytte internt i Norge

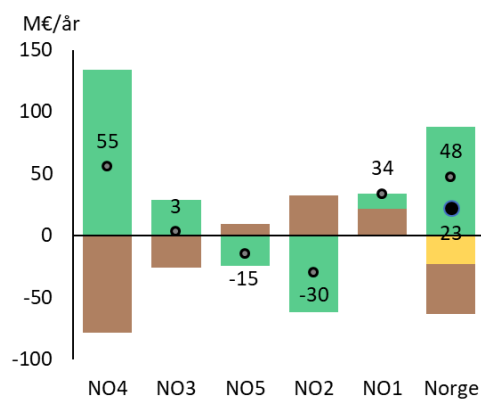
Det er store forskjeller i hvordan ulike aktører i Norge blir påvirket av en oppgradering av nettet nord-sør. I tabellen under har vi summert virkningene for produsenter og konsumenter basert på dagens prisområder, i tilfellet med oppgradering av AC-nettet i 2030 og 2040. Vi har valgt å legge endringen i totale norske flaskehalsinntekter under en egen post (se diskusjon under).

Prisene øker både i NO4 og NO3. I NO4, som har et overskudd på rundt 12 TWh, tjener produsentene langt mer enn konsumentene taper. Det blir også høyere pris i NO3, men siden området har balanse mellom forbruk og produksjon er konsumenttapet omtrent like stort som økningen i produsentoverskudd.

I Sør-Norge varierer virkningene mellom prisområdene. NO5 og NO2 kommer dårligere ut på grunn av at mer nord-sør-kapasitet reduserer prisene. Dette reduserer verdien av de store overskuddene i områdene. I dagens NO1 tjener både produsentene og konsumentene. Årsaken er at tiltaket også løser en intern flaskehals i NO1 (se delkapittel 8.2). I sum bidrar derfor tiltaket til høyere pris nord i NO1 som har et produksjonsoverskudd om sommeren, mens prisene går ned i områdene rundt Oslofjorden som har et stort underskudd.



Figur 6-9: Samfunnsøkonomiske virkninger per elspotområde i Basis 2030 av hele oppgraderingen



Figur 6-10: Samfunnsøkonomiske virkninger per elspotområde i Basis 2040 av hele oppgraderingen

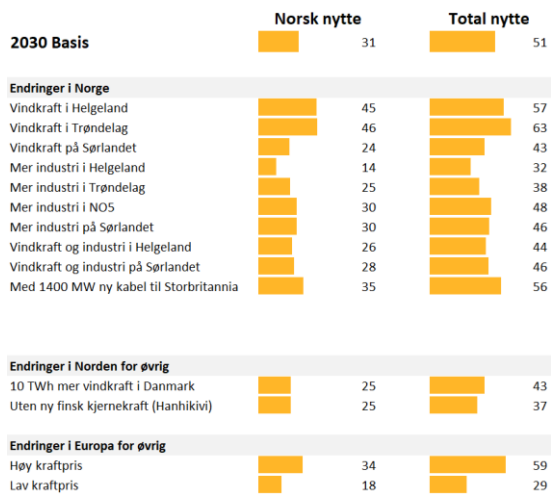
Virkingen på norske flaskehalsinntekter er ikke entydig. På interne forbindelser demper reduserte prisforskjeller inntektene, mens mer flyt virker motsatt. I våre simuleringer er den første effekten sterkest. På forbindelsene mot utlandet minker inntektene fra Nord-Norge til Sverige, mens de øker på forbindelsene ut av Sør-Norge. Den siste effekten er normalt sterkest. Samlet sett indikerer våre simuleringer at nedgangen på interne flaskehalsinntekter er noe større enn norsk andel av oppgangen på eksterne.

Slik vi forklarer i kapittel 1.3 løser modellen vi bruker flaskehals ved hjelp av 16 prisområder i Norge. En konsekvens er at modellen trolig overvurderer nedgangen i interne flaskehalsinntekter. Selv om noen flaskehals i virkeligheten blir løst ved spesialregulering endres ikke hovedbildet når det gjelder fordelingsvirkninger, men det nyanserer bildet noe. Det er også viktig at dynamiske virkninger som følge av selve nettinvesteringene påvirker fordelingsvirkningene.

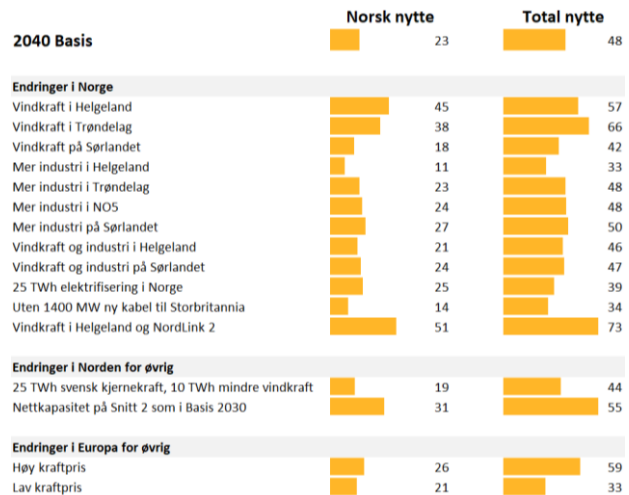
6.7 Utvalgte sensitiviteter

Det er mye usikkerhet knyttet til fremtidig markedsutvikling. Her ser vi på endringer i produksjon og forbruk i Norge og Norden sammenlignet med det vi har i basisforutsetninger i Basis-scenariet fra LMA 2018. Tabellene under oppsummerer hvordan nytten av noen av tiltakene varierer med utvalgte sensitiviteter. Dersom ikke noe annet er nevnt er hver endring på forbruk eller produksjon justert med 3 TWh ekstra. Merk også at simuleringsresultatene inneholder noe støy, og derfor kan vi ikke tolke små utslag som signifikante forskjeller.

Vi har også sett på den direkte effekten av å kun endre kraftprisene i Europa. Scenarioene Høy og Lav gir et stort utfallsrom for samlet nytte, men effektene i Norge er mer dempet, spesielt i 2040. Med andre forutsetninger i Norge kan trolig norsk nytte være noe mer sensitiv for kraftprisene i Europa.



Figur 6-11: Årlig nytte av AC-nettet mellom Oslo og Røssåga i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2030



Figur 6-12: Årlig nytte av AC-nettet mellom Oslo og Røssåga i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2040

Den største usikkerheten knyttet til nytten er utviklingen i kraftbalansen i Nord- og Midt-Norge

Slik vi viste i kapittel 5.6 er nytten av mer kapasitet i nettet klart mest følsom for endringer i kraftbalansen i Nord- og Midt-Norge. Mer forbruk reduserer prisforskjellene og nytten, mens mer utbygging har motsatt effekt.

I Sør-Norge vil isolerte endringer i produksjon og forbruk ha langt mindre virkning på nytten. Effektene vil også i de fleste tilfeller ha motsatt fortegn fra Nord- og Midt-Norge. Mer produksjon tender mot å redusere nytten, mens mer forbruk øker den noe. Våre simuleringer indikerer også at solkraft i Sør-Norge reduserer nytten mer enn vindkraft.

Virkningene av å endre isolert på produksjon og forbruk i ulike deler av landet er ganske lik i 2030 og 2040. Eventuelt nye forbindelser fra Sør-Norge vil øke nytten av å oppgradere nettet nord-sør.

Hvis både forbruk og produksjon øker innenfor et område får det liten effekt på nytten. I Nord- og Midt-Norge er det imidlertid viktig med geografisk nærhet mellom ny produksjon og forbruk fordi avstandene er store og nettet relativt svakt. Uten dette kan flaskehalsene i, og ut av områdene øke betydelig.

I Sør-Norge øker overskuddet med nesten 10 TWh fra 2030 til 2040. Dette skyldes hovedsakelig at produksjonen øker, men også noe nedgang i forbruket. I Nord- og Midt-Norge øker forbruket med ca. 1 TWh mens produksjonen er stabil i samme periode. Samlet sett øker overskuddet i Norge fra ca. 20 TWh til rundt 30 TWh i 2040. Hvis vi tenker oss at forbruket etter 2030 vokser relativt sett like mye over hele landet uten at det kommer ny produksjon vil dette i liten grad endre nytten. Mer forbruk i sør vil øke nytten mens mer forbruk i nord vil dempe nytten.

Utviklingen i Sverige påvirker nytten av nett i Norge, men effekten er trolig begrenset

Av utviklingen i resten av Norden er det som skjer i Sverige viktigst fordi det norske og svenske kraftsystemet er så tett integrert. Generelt vil økt flaskehals internt i Sverige²² øke nytten av nett i Norge. Likevel tyder våre analyser til nå på at effekten relativt svak. For å få signifikante forskjeller fra nytten i basis må vi gjøre store endringer i kraftbalansene nord og sør i Sverige. Dessuten er det slik at

²² Her kan vi nevne at bedre kraftbalanse i Finland øker flaskehalsene nord-sør i Sverige fordi mer av overskuddet flytter sørover i Sverige når eksporten til Finland avtar.

nettutviklingen i Sverige henger sammen med disse endringene og vil dempe effektene. I vårt basisscenario har vi tatt bort all svensk kjernekraft til 2040. Våre simuleringer tyder på at om deler av kjernekraften produserer lenger, vil dette trolig redusere nytten av nett nord-sør i Norge noe. Samtidig har vi optimistiske forutsetninger på kapasiteten i det svenske nettet. Vi antar at denne øker til over 10 GW frem mot 2040 og at all kapasiteten er tilgjengelig hele tiden. Tilgjengeligheten vil være lavere i praksis. Dette vil øke nytten.

7 Markedstilpasninger og verdi av å legge til rette for økt produksjon

Endringer i det gjennomsnittlige kraftprisnivået og regionale prisforskjeller gir grunnlag for langsiktige markedstilpasninger, både innen produksjon og forbruk. Slike markedstilpasninger påvirker nytten av å bygge nett på flere måter. I dette kapitlet drøfter vi først mulighetene for langsiktige tilpasninger overordnet. Deretter ser vi på hva ekstra produksjon i Nord- og Midt-Norge, utløst av en antatt nettutbygging nord-sør, kan gi av samfunnsøkonomisk verdi utover den mer direkte markedsnytt vi har drøftet i de to foregående kapitlene.

7.1 Markedstilpasninger kan komme, men usikkert omfang

En prisforskjell nord-sør i Norge, slik vi har i Basis fra LMA 2018, vil innebære et insentiv til plassering av industri eller andre nye forbruksenheter i Nord- og Midt-Norge. Dette vil i så fall trekke opp kraftprisene i Nord- og Midt-Norge og jevne ut prisforskjellene mellom nord og sør. Dette reduserer nytten av økt nettkapasitet mellom Sør- og Nord-Norge, slik vi blant annet viser i kapittel 6.7.

Men som vi skisserer i LMA gir etablering av mer forbruk også et insentiv til utbygging av enda mer produksjon, og da er vi tilbake til der vi startet. Tilsvarende vil en økning i nettkapasitet, i det omfanget vi har skissert i de to foregående kapitlene, øke kraftprisene lokalt og gi insentiv for enda mer produksjon i Nord- og Midt-Norge. Også dette vil bidra til å opprettholde prisforskjellene.

Hva som blir omfanget av langsiktige markedstilpasninger er usikkert. På forbrukssiden er det mange andre faktorer som påvirker om og hvor det blir forbruksvekst. Eksempelvis har kraftpriser mindre å si for alminnelig forsyning, transportsektoren og petroleumsindustrien, enn for ny kraftproduksjon.

Når det gjelder ny produksjon er det enklere å estimere markedsresponsen ved å sammenligne samlede kostnader for ny produksjon med simulert oppnådd kraftpris for den nye produksjonen, enten dette er vind- eller vannkraft. I Basis-scenariot synker lokal oppnådd kraftpris for vindkraft gjennom analyseperioden slik at den etter 2030 ligger på nivå med forventet utbyggingskostnad. Dette gjør en videre vindkraftutbygging lite bedriftsøkonomisk lønnsomt. For vannkraftutbygging vil kostnadsnivået variere mye og de billigste prosjektene kan være lønnsomme.

I tilfellet med ny gjennomgående nettforsterkning fra nord til sør i Norge vil en rimelig antagelse være at det kommer inn nok ny produksjon til å bringe de lokale kraftprisene i Nord- og Midt-Norge tilbake til samme nivå som før vi la inn nettforsterkningen. En vesentlig forutsetning for en slik logikk er at det blir gitt tilstrekkelig med konsesjoner for videre utbygging. Med økende motstand mot vindkraft på land er dette en faktor som har blitt mer usikker gjennom det siste årets arbeid med å etablere Nasjonal ramme for vindkraft. Det er imidlertid fortsatt vindkraftprosjekter på til sammen 1100 MW / 3,7 TWh i Nord- og Midt-Norge som har konsesjon, men som ennå ikke er utbygd. Tilsvarende tall for vannkraft er 550 MW / 1,6 TWh.

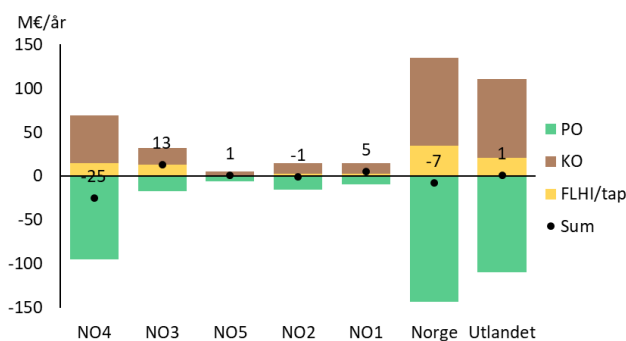
7.2 Vindkraft utløst av oppgradert AC-nett gir trolig moderat bidrag til samlet nytte

Hvor mye mer vindkraft det kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge ut som resultat av en gjennomgående AC-ledning nord-sør slik vi har skissert i kapittel 6, er avhengig av en rekke usikre faktorer. Våre beregninger tilsier et mulig anslag på 500 MW. Gitt at dette er tilfellet blir da neste spørsmål hva det gir av samfunnsøkonomisk verdi, utover estimatene på direkte markedsnytte vi viser i det foregående kapitlet.

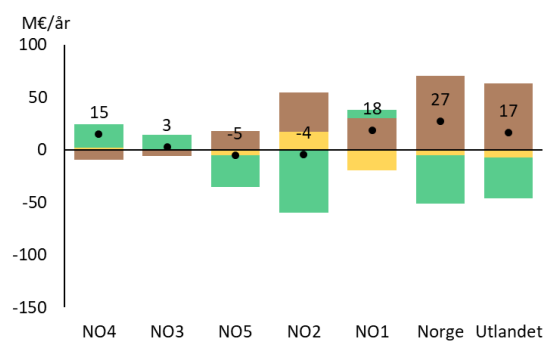
For å svare på dette ser vi først på den direkte effekten av å legge til ny produksjon, i dette tilfellet vindkraft, inn i systemet uten å anta noen endringer i nettkapasiteten. Figur 7-1 viser endringen i norsk

samfunnsøkonomi av 500 MW ekstra vindkraft i Nordland, sammenlignet med Basis 2030, der inntekter og kostnader for vindkraftaktøren selv er utelatt fra regnestykket. Tallene gir altså en indikasjon på de direkte virkningene for resten av det norske systemet - for alle andre produsenter, forbrukere og netteier. Isolert sett betyr den ekstra vindkraften lavere pris i Nord- og Midt-Norge, samt en liten virkning også i Sør-Norge. I sum vil en ny vindkraftaktør alltid medføre et tap for alle øvrige produsenter og en gevinst for forbrukerne, slik vi også ser av figuren. Hva som gir størst utslag avhenger av energibalansen og i hvilken grad ny kraftproduksjon produserer ved høye priser.

Når vi legger inn mer vindkraft i Nord-Norge i våre basisdatasett blir den samlede endringen i netto produsent- og konsumentoverskudd negativ. Flaskehalsinntektene øker noe, men ikke nok til å kompensere for redusert netto produsent- og konsumentoverskudd, samt de økte nettapene. Våre modellsimuleringer indikerer dermed at uten nytt nett tilfører ikke ny produksjon en positiv samfunnsøkonomisk nytte, isolert sett. Dette er imidlertid forutsatt at den nye vindkraftproduksjonen akkurat dekker sine egne bedriftsøkonomiske kostnader, som er en usikker forutsetning. Det er fullt mulig at inntektene fra gode vindkraftprosjekter dekker mer enn kostnadene ved selve vindparken og nødvendig bedriftsøkonomisk avkastning. I tillegg utelater vi omfordeling av verdier, altså skatter og avgifter, i en samfunnsøkonomisk betraktning av bedriftsøkonomiske kostnader. Dette vil variere mellom ulike prosjekter, men kan bety en reduksjon på ca. 10 % av kostnadene over levetiden. Dette gir et bidrag i positiv retning, men forandrer ikke hovedbildet.



Figur 7-1: Samfunnsøkonomisk nytte av 500 MW vindkraft i NO4 i Basis 2030



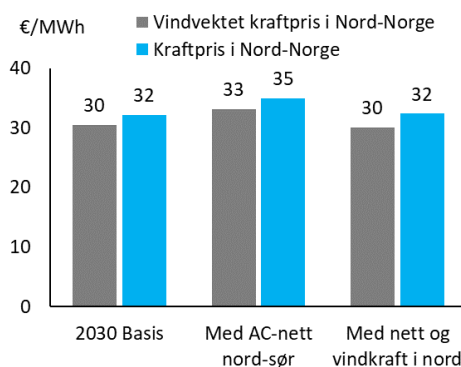
Figur 7-2: Samfunnsøkonomisk nytte av kombinasjonen 500 MW vindkraft i NO4 og AC-forbindelse nord-sør i Basis 2030

Figur 7-2 viser beregnet norsk nytte av å kombinere vindkraft og nett, sammenlignet med Basis i 2030. Som nevnt i kapittel 6 er norsk andel av den direkte markedsnytten på 31 M€/år, ved å oppgradere til en 420 kV nummer to nord-sør. I tillegg til nettforsterkningen har vi i dette tilfellet lagt til 500 MW vindkraft slik at oppnådd kraftpris for vindkraft går tilbake til prisnivået som i Basis (ca. 30 €/MWh), altså omkring et antatt nivå på LCOE for vindkraft på land i 2030 i Nord-Norge. Prisbildet i Nord-Norge er derfor ganske likt som i Basis, men med litt større prisvariasjon. Også her er den bedriftsøkonomiske nettoinntjeningen fra den nye vindkraften holdt utenfor. Denne er imidlertid nært null i dette regneeksempelet i og med at vi har lagt til grunn en utbygging som bringer lokal oppnådd kraftpris tilbake til nivået der det ikke er lønnsomt med videre utbygging. Som figuren viser er samlet nytte av nettutbyggingen og den ekstra vindkraften utløst av økt nettkapasitet omtrent på samme nivå som beregningene der vi kun tar med nett og ikke ny produksjon. I realiteten vil det trolig likevel være et visst bidrag i positiv retning når vi trekker ut skatt og avgifter.

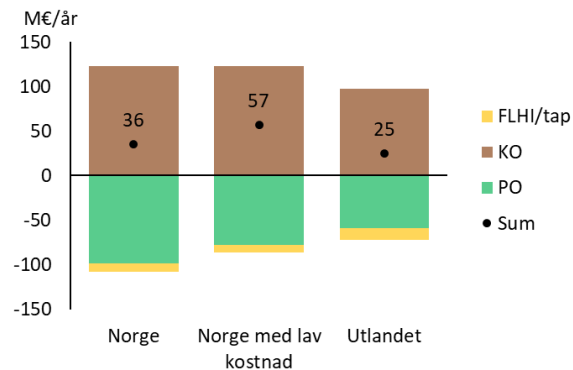
Det er to hovedgrunner til at ny vindkraft utløst av en eventuell nettutbygging gir så lite bidrag til den samfunnsøkonomiske nytten i våre modellberegninger. Den første er at lokale kraftpriser er nært

utbyggingskostnadene for ny vindkraft i utgangspunktet. Den andre er at kapasitetsgevinsten av å oppgradere nettet er begrenset til ca. 500 MW. Konsekvensen er at ny vindkraft utløst av nytt nett raskt fører til de lokale kraftprisene tilbake til utbyggingskostnadene.

Disse forutsetningene er til dels usikre og det er mulig å se for seg en situasjon der ny produksjon gir et større bidrag. Eksempelvis kan prosjekter med lavere LCOE for ny vindkraft, gjerne kombinert med et høyere kontinentalt prisnivå enn forutsatt, gjøre at ny produksjon bidrar med større nytte. Dette er vist i Figur 7-4 med vårt scenario for høy kraftpris og en antagelse om vindkraft med lav LCOE fratrukket skatter og avgifter slik at kostnaden er på kun 20 €/MWh. I dette eksempelet øker norsk nytte fra 35 M€/år (nytten av nett uten ekstra vindkraft i Høy) til 57 M€/år (nytte av ny vindkraft og nett i Høy). Det er imidlertid mindre trolig at en slik situasjon kan vedvare over tid, da stadig mer fornybar produksjon i hele Europa over tid demper prisene, både på kontinentet og i Nord- og Midt-Norge.



Figur 7-3: Vindvektet og gjennomsnittlig kraftpris stegvis med nett og vindkraft



Figur 7-4: Samfunnsøkonomisk nytte av kombinasjonen 500 MW vindkraft i NO4 og AC-forbindelse nord-sør i Høy 2030

7.3 Store nettinvesteringer kun for langtransport av vindkraft er trolig ikke lønnsomt

Med vår prognose for markedsutviklingen vil det å legge til rette for mer produksjon i Nord- og Midt-Norge gi et beskjedent ekstra bidrag til den samfunnsøkonomiske nytten ved en eventuell utbygging av nettet nord-sør i Norge. Den relative fordelingen av gode vindressurser er ikke stor nok, og vindkraftverkene som nå er under utbygging gir lokale kraftpriser nært kostnadsnivået for ny produksjon. I tillegg til dette vil ny produksjon uten tilsvarende forbruksvekst gi store overføringstap og dermed spise opp mye av den relative fordelingen gitt av gode vindforhold og høy brukstid.

Det at en 420 kV-ledning nummer to gir såpass lav kapasitet til ny produksjon begrenser potensialet for ekstra nytte. En antatt nettutbygging for å legge til rette for vindkraft vil derfor trolig innebære en vesentlig oppskalering slik vi har skissert med en direkte HVDC-forbindelse. Dette gir imidlertid større investeringskostnader, også i AC-nettet i hver ende. I tillegg vil det gi store naturinngrep. Og selv om vi i en periode skulle få høye kontinentale kraftpriser og lavere utbyggingskostnader for ny produksjon enn forutsatt, er det etter vår vurdering lite sannsynlig at dette alene kan dekke en større nettutbygging nord-sør.

Samlet sett mener vi at ny produksjon utløst av oppgradert nett nord-sør kan gi et bidrag til den samfunnsøkonomiske nytten, men ikke bære investeringer alene. Det å bygge ut nettet i større skala for å legge til rette for langtransport av ny produksjon virker derfor å være lite rasjonelt. På denne måten kan vi si at analysene forsterker ideen om en balansert kraftsystemutvikling der produksjon og forbruk utvikler seg rimelig balansert regionalt.

8 Økt kapasitet på delstrekninger og oversikt over konsekvenser

I dette kapittelet ser vi på effekten av å forsterke ulike delstrekninger i det norske nettet isolert sett. Vi minner om at det vi her presenterer er delanalyser med fokus på flyt, flaskehals og direkte samfunnsøkonomisk markedsnytte av å redusere disse og ikke komplette investeringsanalyser:

1. Kabel over Trondheimsfjorden (Storheia–Snilldal) og tilhørende spenningsoppgradering
2. Oppgradering av nettet i Gudbrandsdalen fra Aura til Fåberg
3. Oppgradering av Fåberg–Ulven og sanering av Fåberg–Røykås
4. Oppgradering av 300 kV-nettet på Vestlandet mellom Sogndal til Sauda til 400 kV

De tre første tiltakene inngår som en del av å oppgradere nettet hele veien fra Røssåga til Oslo. Merk at vi her ikke ser på tiltak nord for Namsos enkeltvis selv om dette inngår i den gjennomgående nord-sør-forbindelsen som vi viser i kapittel 6.

Når vi ser på mindre tiltak er også de direkte nyttevirkningene av mer optimal utnyttelse av produksjonsparken også mindre. Det betyr at usikkerheten knyttet til modelloppsettet og støy blir høyere. For eksempel kan en økning i nytte fra 4 M€ til 8 M€ av et tiltak virke mye, men slike endringer kan også i stor grad skyldes støy. Da vi i denne analysen har sett på en mengde ulike tiltak, har vi heller ikke hatt tid til inngående analyser av alle.

Vi har ikke mulighet til å simulere spesialregulering i våre modellsimuleringer. Alle flaskehals internt i dagens prisområder blir derfor løst ved hjelp av en finere områdeinndeling enn den vi har i det virkelige kraftsystemet. Dette gjør vi for å kunne beregne nytten av økt nettkapasitet. Det at vi har finere områdeinndeling i modellen enn i det virkelige systemet må ikke tolkes som noe forslag til endret områdeinndeling da dette også kan representere spesialregulering. Det samfunnsøkonomiske tapet som oppstår ved spesialregulering er trolig på samme nivå som ved bruk av prisområder²³. Nytten av ny kapasitet er derfor lik uavhengig om hvordan flaskehalsen blir løst, men fordelingsvirkningene av tiltaket vil imidlertid være annerledes.

8.1 Forsterkning av nettet nord-sør gjennom Trøndelag

Statnett har konsesjon på å bygge sammen nettet ut til vindkraften nord og sør for Trondheimsfjorden via en kabel. Tiltaket vil også innebære å erstatte dagens 300 kV-ledningen fra Surna til Aura med en ny 420 kV. Et naturlig påfølgende tiltak på sikt vil være å også bygge ny 420 kV-ledning mellom Namsos og Nedre Røssåga. Denne delstrekningen er ikke med i beregningene i dette kapittelet, men er en del av den mer helhetlige oppgraderingen mellom Røssåga og Oslo som vi går gjennom i kapittel 6.

Da flaskehalsen denne nettforsterkningen løser ligger midt i dagens NO3 blir denne i utgangspunktet hovedsakelig løst gjennom spesialregulering. Siden vi ikke har mulighet til å modellere spesialregulering i våre modellsimuleringer blir denne løst ved bruk av en finere inndeling i budområder. Det betyr at internt i NO3 ligger Trøndelag nord for flaskehalsen, mens Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane er sør for flaskehalsen.

Vi forventer flaskehals i nettet mellom Trøndelag og Nordmøre

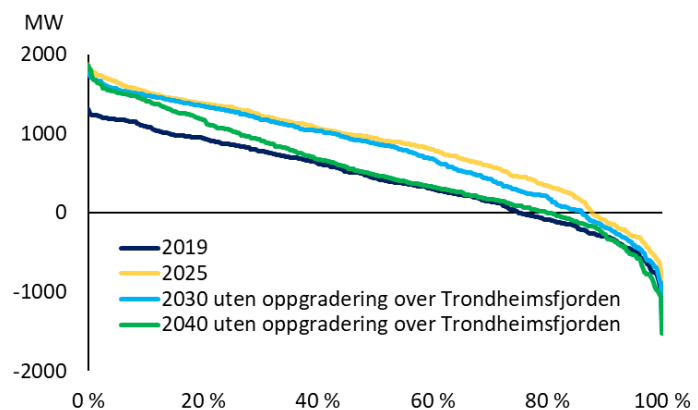
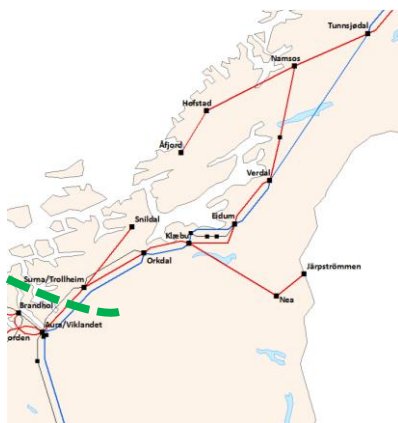
Statnett har i løpet av de siste ti årene spenningsoppgradert den ene 300 kV-ledningen fra Klæbu til Nedre Røssåga til 420 kV. Det betyr at det nå er en 420 kV-ledning i parallell med en 300 kV fra Nedre

²³ I noen tilfeller kan spesialregulering være mer effektivt enn bruk av prisområder, men vi regner ikke med at dette har mye å si for resultatene i denne rapporten.

Røssåga til Aura via Klæbu. Fra Klæbu går det en 420 kV-ledning til Sverige. Videre fra Aura går det en 420 kV-ledning vestover mot Sogndal og en 300 kV gjennom Gudbrandsdalen til Fåberg.

Historisk har det vært relativt få timer med flaskehals gjennom Trøndelag. Grunnen er at flaskehalsen har vært på Tunnsjødalsnittet på grensen til Nord-Norge. Sjørover herfra har flyten vært avtakende fordi forbruket har vært større enn produksjonen. Fremover vil dette endre seg. En viktig grunn er den store vindkraftutbyggingen på Fosen og i Snillfjord. Dessuten ser vi at mer kraftproduksjon i Nord-Norge, Nord-Sverige og Finland sammen med de nye mellomlandsforbindelsene fra Sør-Norge forsterker flyten gjennom Midt-Norge ytterligere.

Våre simuleringer indikerer at det vil oppstå flere timer med flaskehals i nettet mellom Surna og Viklandet/Aura. Grunnen til at flaskehalsen oppstår her er at vindkraft i Snillfjord kommer inn i transmisjonsnettet i Surna. Vi er klar over at våre simuleringer trolig overdriver flyten her noe, men basert på økningen mener vi flaskehalsproblematikken er reell. Størrelsen på flaskehalsen vil bli dempet hvis produksjonen på Snillfjord legges på PFK, som er forutsatt i denne analysen.



Figur 8-1: Nettkart for nordlige NO3 og hvor snittet Trøndelag–Møre går

Figur 8-2: Varighetskurve av flyten fra Trøndelag til Møre²⁴ for Basis-datasettene

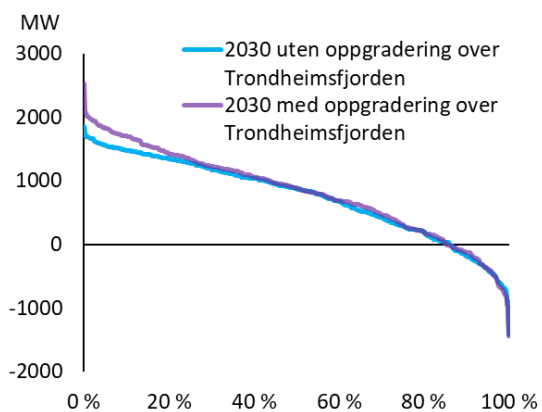
Sterkere nett gjennom Midt-Norge øker prisene i Nord-Norge mest

I modellen vil tiltaket øke kapasiteten mellom modellområdene Trøndelag og Møre (se kartutsnitt). Figur 8-3 viser konsekvensene for flyt på snittet som utgjør grensen mellom disse to områdene i 2030. Flyten øker hovedsakelig i timer med høy overføring. Økningen er på mellom 100-500 MW.

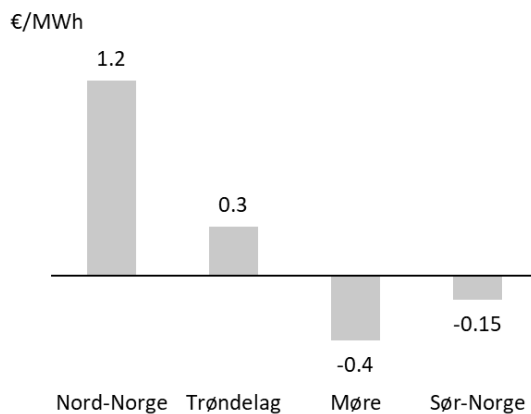
Figur 8-4 viser hvordan dette slår ut på snittprisen i ulike modellområder. Prisene øker i Nord-Norge, det er en svak prisøkning i Trøndelag, mens de synker på Nord-Vestlandet. I Sør-Norge er det liten virkning. Tiltaket reduserer gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom Trøndelag og Møre fra 2,2 til 1,6 €/MWh.

Det kan virke ulogisk at prisvirkningen er sterkest i Nord-Norge, og at prisforskjellen mellom Nord-Norge og Trøndelag minker, all den tid kapasiteten mellom Trøndelag og Nord-Norge ikke øker direkte. Grunnen er at nettendringene fører til at ledningene fra Nord-Norge til Sverige avlastes, mens det flyter mer fra Nord-Norge mot Midt-Norge. Konsekvensene er at den samlede kapasitet ut av Nord-Norge utnyttes bedre i timer med stort overskudd fordi flaskehalsene mot Sverige er størst i utgangspunktet.

²⁴ Gitt av 300 kV Orkdal–Aura, 420 kV Surna–Viklandet, 132 kV Hemne–Trollheim og 132 kV Orkdal–Trollheim.



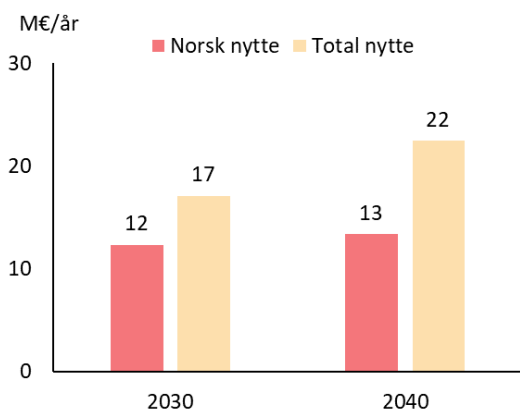
Figur 8-3: Flyt fra Trøndelag til Møre i 2030 med og uten tiltaket over Trondheimsfjorden



Figur 8-4: Prisendring i ulike modellområder som følge av oppgradering over Trondheimsfjorden i Basis 2030

Betydelig markedsnytte i forventning – kraftbalansen i Trøndelag og nordover er usikker

Figur 8-5 viser markedsnyttens av tiltakene i våre forventningsdatasett for 2030 og 2040. Norsk nytte ligger i våre simuleringer i forventning i intervallet 10-15 M€ for begge årstall. Samlet nytte ligger på rundt 17 M€ i 2030 og litt over 20 M€ i 2040. I Norge havner nytten primært i Nord-Norge, da høyere priser øker verdien av kraftoverskuddet i regionen.



Figur 8-5: Norsk og total nytte av oppgraderingen gjennom Trøndelag i Basis 2030 og 2040

Med utgangspunkt i Basis 2030 og 2040 har vi sett på følgende sensitiviteter:

- 3 TWh mer vindkraft i Nordland eller Nord-Trøndelag
- Mer forbruk i Nord-Norge
- Høye og lave kraftpriser

Hvis det bygges ut mer vindkraft nord for Surna øker flaskehalsen gjennom Midt-Norge, men også på ledningene fra Nord-Norge til Sverige. Resultatet er at mer kapasitet gjennom Midt-Norge i enda større grad avlaste ledningene mot Sverige. Dette doubler nesten norsk nytte. Samlet nytte øker også betydelig. Mer vindkraft i Nord-Norge har tilsvarende effekt selv om økningen i nytte er noe svakere.

Mer forbruk i Nord-Norge vil på den andre siden dempe flaskehalsene både internt i Norge og mot Sverige. Konsekvensen er at både norsk og samlet nytte synker med om lag 6 M€ årlig. Vi får omtrent

de samme resultatene uavhengig av om vi bruker Basis 2030 eller 2040 som utgangspunkt for sensitivitetene. Våre scenarier for lave og høye kraftpriser gir isolert sett et utfallsrom for samlet nytte på mellom 10-28 M€, mens norsk nytte ligger i intervallet 7-17 M€.

2030 Basis			2040 Basis		
	Norsk nytte	Total nytte		Norsk nytte	Total nytte
Endringer i Norge			Endringer i Norge		
Vindkraft i Helgeland	19	21	Vindkraft i Helgeland	24	32
Vindkraft i Trøndelag	23	28	Vindkraft i Trøndelag	24	34
Mer industri i Helgeland	5	11	Mer industri i Helgeland	8	13
Endringer i Europa for øvrig			Endringer i Europa for øvrig		
Høy kraftpris	16	20	Høy kraftpris	17	28
Lav kraftpris	7	10	Lav kraftpris	9	16

Figur 8-6: Årlig nytte av oppgradering gjennom Trøndelag i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2030

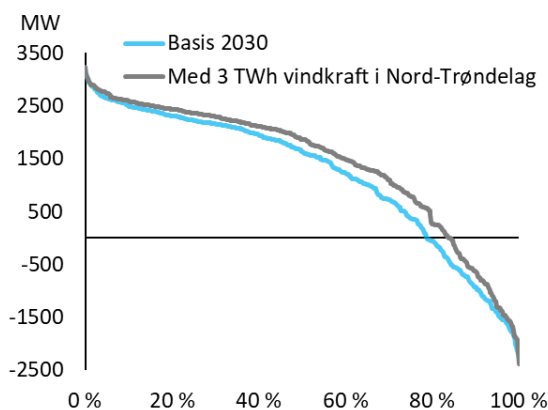
Figur 8-7: Årlig nytte av oppgradering gjennom Trøndelag i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2040

Tiltakene øker ikke markedspotensialet for lønnsom vindkraft, men flere kraftverk kan få tilknytning

I kapittel 7 drøfter vi om nettførsterkninger kan gi økt nytte utover den direkte virkningen av å utnytte dagens kraftverkspark bedre, spesifikt ved å legge til rette for utbygging av lønnsom vind- og vannkraft. Med økt kapasitet gjennom Midt-Norge øker ikke markedspotensialet for mer produksjon i Trøndelag. Grunnen er at flaskehalsene i Gudbrandsdalen, over Sognefjorden og mot Sverige over Nea øker slik at prisene i Trøndelag er omtrent de samme før og etter tiltaket. Prisene øker derimot mer i Nord-Norge. Likevel er økningen relativt liten og ny produksjon der vil raskt støte på nye flaskehals. Tiltakene kan likevel gi en tilleggsgevinst ved å legge til rette for ny vindkraft i områder rundt Trondheimsfjorden der det ikke er kapasitet i nettet til ny produksjon i dag.



Figur 8-8: Nettkart som viser flytretning ut av NO3 mot NO5, NO1 og SE3



Figur 8-9: Flyt sør- og østover ut av NO3 (som vist i Figur 8-8) i Basis 2030 og med 3 TWh vindkraft i Nord-Trøndelag

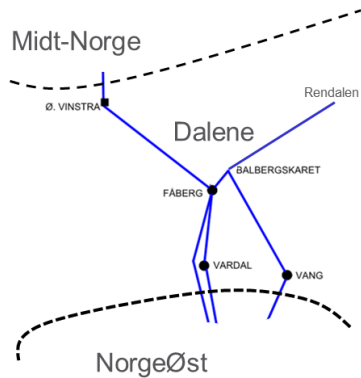
8.2 Oppgradering av Fåberg–Ulven

Det går i dag tre 300 kV-ledninger i parallell mellom Fåberg ved Lillehammer og Oslo: Fåberg–Vardal–Roa–Ulven, Fåberg–Røykås og Fåberg–Balbergskaret–Vang–Minne–Frogner–Røykås. Vi ser her på å øke kapasiteten gjennom å erstatte de to førstnevnte som har lav kapasitet med en ny ledning, mens den sterke 300 kV-ledningen med høy kapasitet beholdes som i dag.

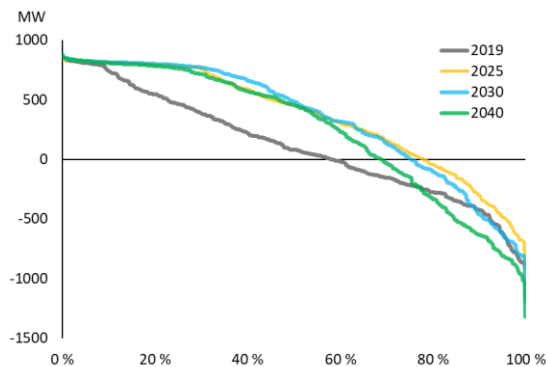
Den flaskehalsen vi beskriver her vil ligge midt inne i dagens NO1. For å få frem den samfunnsøkonomiske nytten av økt kapasitet er derfor dagens NO1 delt inn i to områder i Samnett: Dalene og NorgeØst. Vi presiserer at dette ikke er et forslag om et nytt prisområde, men noe vi gjør for å kunne

beregne nytten. Som vi forklarer i kapittel 1 er dette en av grunnene til at vi har flere områder i vår marked-nett-modell Samnett enn det er prisområder i dagens marked. Det ekstra prisområdet vi har lagt inn i NO1 kan altså også representere spesialregulering.

Området Dalene dekker området fra Gjøvik-Hamar og opp til Vinstra. Da produksjonen består av mye elvekraft med lite reguleringssevne er det ofte underskudd om vinteren og et stort overskudd i sommerhalvåret. NorgeØst dekker de store forbruksområdene sentralt på Østlandet og har et stort underskudd gjennom hele året. Det er imidlertid ikke et problem å dekke dette energiunderskuddet, da overføringskapasiteten inn til området er meget høy fra Hallingdal, Telemark og Sverige.



Figur 8-10: Forenklet oversikt som viser dagens transmisjonsnett nord i NO1



Figur 8-11: Flyt fra Dalene til NorgeØst²⁵ simulert i 2019, 2025, 2030 og 2040

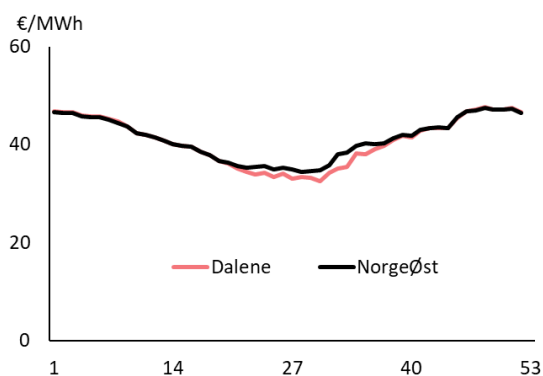
Liten flaskehals mellom Lillehammer og Oslo i dag, men vi forventer at denne øker betydelig

Flyten er høyest om sommeren når det er lokalt overskudd i Dalene. Da er også kapasiteten på ledningene lavest. Samlet på de tre ledningene er overføringskapasiteten ca. 900 MW. Den lave kapasiteten skyldes spesielt den eldste ledningen som går innom Vardal og Roa. Ved en utetemperatur på 20 grader er den termiske kapasiteten på denne 300 MW. Ved 25 grader synker den til under 250 MW. Historisk har kapasiteten likevel vært høy nok til å unngå flaskehals i de fleste timer. Utviklingen fremover vil imidlertid gi betydelig høyere flyt allerede til 2025 (Figur 8-11):

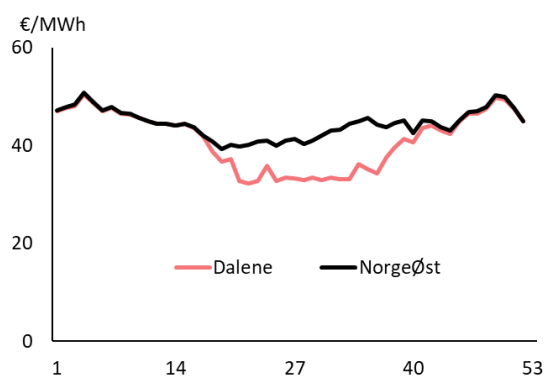
- Mer produksjon i Midt- og Nord-Norge gir mer flyt sørover fra Midt-Norge til Østlandet.
- Det kommer inn noe mer produksjon nord for flaskehalsen lokalt.
- NordLink og NSL øker generelt nord-sør-flyten i det norske nettet.
- Mer vindkraft i Sverige og ny kjernekraft i Finland gir mer nord-sør-flyt i Norden. Selv om påvirkningen på Norge er relativt liten gir dette også et bidrag.

Figur 8-12 og Figur 8-13 viser hvordan dette gir vesentlig økt prisforskjell mellom Dalene og NorgeØst fra 2019 til 2025 i sommerhalvåret, gitt at flaskehalsen skulle vært løst med prisområder og ikke med spesialreguleringer.

²⁵ Snittgrensen er gitt av Roa–Ulven, Fåberg–Røykås, Minne–Frogner og Hadeland–Aslakrud



Figur 8-12: Gjennomsnittlige simulerte kraftpriser i Dalene og NorgeØst i 2019 over året

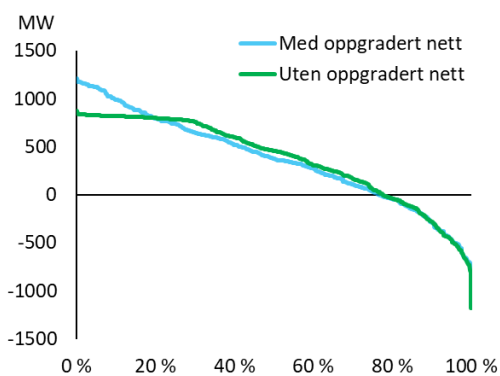


Figur 8-13: Gjennomsnittlige simulerte kraftpriser i Dalene og NorgeØst i Basis 2025 over året

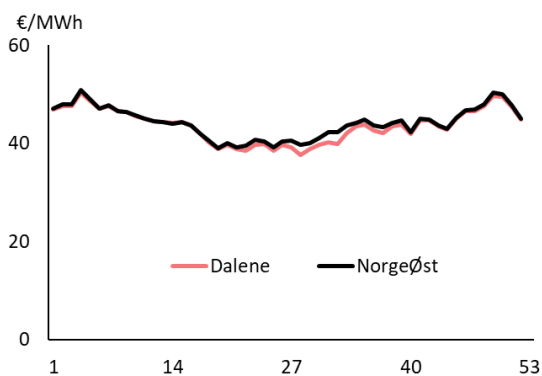
Etter 2025 vil forhold innenfor NO1 påvirke utviklingen i overføringsbehovet, men hva som skjer utenfor vil ha mindre betydning. Grunnen til at overføringsbehovet i vårt forventningsscenario er stabilt etter 2025 (se Figur 8-11), er nettopp fordi vi har gjort lite med balansen internt i NO1. Spesielt vil flaskehalsen øke med mer produksjon internt i det skisserte området Dalene. Selv om forhold utenfor området i mindre grad påvirker den fysiske flaskehalsen kan imidlertid forhold i det nordiske og europeiske kraftmarkedet påvirke prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalsen.

Oppgradering øker kapasiteten med om lag 500 MW og fjerner flaskehalsen

Figur 8-14 viser varighetskurver over det begrensende snittet med og uten oppgradering av nettet i 2025. Tiltaket øker kapasiteten med om lag 500 MW. Figur 8-15 viser at dette er nok til å fjerne så å si hele den simulerte prisforskjellen mellom modellområdene Dalene og NorgeØst. Dette skjer hovedsakelig gjennom å løfte prisene i Dalene.



Figur 8-14: Varighetskurve på flyt fra Dalene til NorgeØst i Basis 2025 med og uten oppgradering



Figur 8-15: Gjennomsnittlige kraftpriser i Dalene og NorgeØst i Basis 2025 over året med oppgradert nett

Den direkte kraftmarkedsnyttens ligger på om lag 5 M€ i 2025, stiger til 2030 for så å synke igjen

I 2025 ligger både norsk og samlet nytte på ca. 5-6 M€ årlig. Til 2030 øker norsk andel til 10 M€ av en total nytte på 13 M€. Til 2040 indikerer våre simuleringer at nytten faller tilbake mot nivået i 2025.

En god del av nytten av tiltaket er knyttet til redusert spill av vann- og vindkraft i Dalene. Dette gjør at modellusikkerheten er ganske stor. Samtidig vet vi at kapasiteten er meget lav i perioder i dagens nett og at det er mye produksjon med lav reguleringssevne nord for flaskehalsen. Dermed er muligheten for at det oppstår spill reell. Redusert nytte til 2040 skyldes trolig at verdien av å få ut uregulert vannkraft

i Dalene om sommeren avtar med økt sol- og vindkraft i Norden, spesielt solkraft som kommer i Sør-Norge utenom Dalene, og lavere sommerpriser i Europa. Ut fra en totalvurdering der vi blant annet ser på resultatene fra Høy- og Lav-scenarioene virker også nyttetallene i Basis 2030 noe høye.

Vi gjør igjen oppmerksom på at når tallene på nytte er såpass små kan modelloppsettet kunne påvirke resultatene en god del. Derfor burde små endringer i tallene ikke overtolkes. Det samme gjelder fordelingen av nytte mellom Norge og utlandet.



Figur 8-16: Årlig nytte av AC-nettet mellom Oslo og Fåberg i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2030



Figur 8-17: Årlig nytte av AC-nettet mellom Oslo og Fåberg i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2040

Tiltaket legger til rette for mer vindkraft nord på Østlandet

I vår fagrapport til NVEs arbeid med Nasjonal ramme for vindkraft signaliserte at det ikke var plass til mer produksjon i denne delen av NO1 på grunn av flaskehalsen beskrevet over. Vi ser her at tiltaket vi har sett på fjerner flaskehalsen og legger til rette for at det kan bygges ut flere TWh ny produksjon i områdene nord i NO1 før det oppstår vesentlige nye flaskehals. Dette kan gi en tilleggsverdi av nett utover den direkte kraftmarkedsnyttens av å fjerne eksisterende flaskehals. Kapasiteten kan også trolig økes utover det vi har sett på her til en relativt lav kostnad ved å oppgradere den gjenværende 300 kV duplex-ledningen, som går via Frogner til Oslo, til 420 kV.

Stort reinvesteringsbehov gjør beregnet markedsnytte mindre sentralt

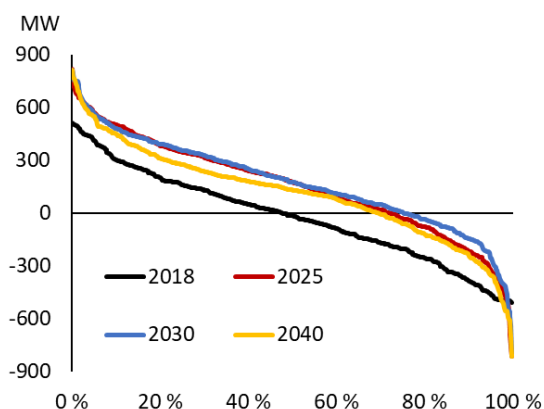
Det er stort reinvesteringsbehov på ledningene mellom Fåberg/Lillehammer og Oslo. En oppgradering av denne strekningen vil derfor primært være et reinvesteringsprosjekt som samtidig gir betydelig økt kapasitet. Med flaskehalsen vi forventer ser vi at den økte kapasiteten også gir markedsnytte i form av reduserte flaskehalskostnader og legger til rette for eventuelt ny produksjon nord i NO1.

I Nettplan Stor-Oslo ble det skissert at én ny 420 kV-ledning kan erstatte de to eksisterende ledningene vest for Mjøsa. Høsten 2019 vil vi vurdere om det opprinnelige konseptet fortsatt er riktig ut fra forventet utvikling. Når konseptet er bekreftet tar vi sikte på å sende melding til NVE i løpet av 2020.

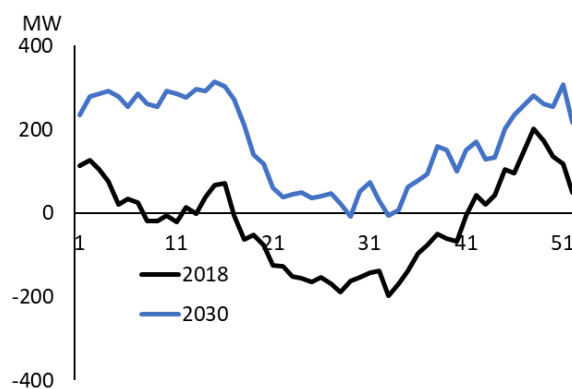
8.3 Oppgradering av nettet mellom Midt- og Nord-Norge og mellom Nord- og Midt-Norge

Her ser vi nærmere på å oppgradere i nettet i Gudbrandsdalen mellom Aura/Viklandet og Fåberg til 420 kV og mellom Røssåga og Namsos. Da dette er gamle simplex-ledninger innebærer tiltakene å rive eksisterende nett og erstatte med ny ledning. Når vi ser på Gudbrandsdalen har vi lagt til grunn at nettet mellom Fåberg og Oslo er forsterket i tillegg til over Trondheimsfjorden. Årsaken er at dette tiltaket trolig først er aktuelt etter at disse to tiltakene er på plass. Å oppgradere Fåberg–Oslo er dessuten en forutsetning da oppgradering i Gudbrandsdalen uten å forsterke nettet videre sørover innebærer å bygge seg inn i en stor flaskehals. Når vi har sett på den siste strekningen fra Namsos til Røssåga har vi lagt til grunn at de andre forsterkningene sørover er på plass. Bakgrunnen er den samme som i Gudbrandsdalen. Forsterker vi nettet sørover fra Nord-Norge uten å forsterke gjennom Midt-Norge bygger vi oss inn i en større flaskehals lenger sør.

Oppgradering av Gudbrandsdalen gir mye økt flyt og demper prisforskjellene, men fjerner de ikke
 Flyten sørover i Gudbrandsdalen øker de neste årene. Dette kommer av mer produksjon i Midt-Norge, mer overskudd nord i Norden og de nye forbindelsene til Tyskland og Storbritannia. Etter 2025 er flyten stabil i Basis til 2030 før den går ned til 2040. Nedgangen skyldes blant annet at svakere energibalanse i Sverige gjør at mer av overskuddet nord for Dovre flyter mot Sverige. Flyten sørover er normalt sett høyest om vinteren (Figur 8-19).



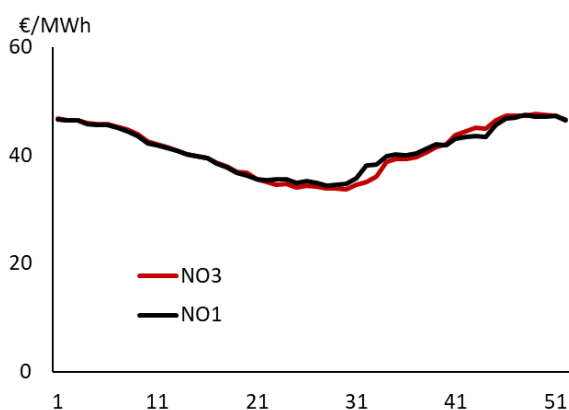
Figur 8-18: Varighetskurve for flyt sørover i Gudbrandsdalen²⁶ i Basis



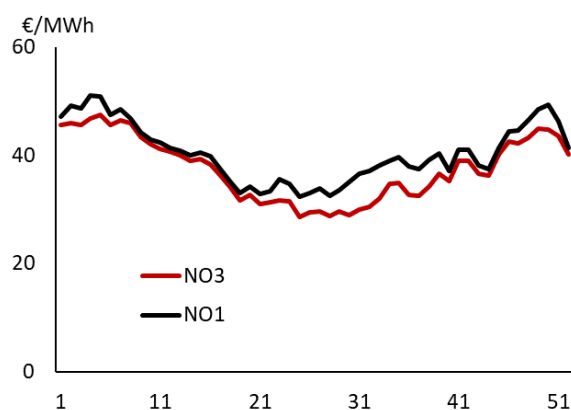
Figur 8-19: Gjennomsnittlig flyt per uke i Gudbrandsdalen over året i Basis 2018 og 2030

I vårt datasett for 2018 er det relativt små prisforskjeller mellom NO3 og NO1, og prisforskjellene oppstår begge veier. Mot 2025 og 2030 fører økt flyt sørover både i Norge og Norden til at det oppstår flere flaskehals:

- I Gudbrandsdalen fra NO3 (Møre) til NO1 (NorgeØst)
- Over snitt 2 i Sverige fra SE2 til SE3
- Flyt fra NO3 (Trøndelag) til SE2
- Flyt fra NO3 (Nordvest) til NO5



Figur 8-20: Simulert snittpris over året i NO3 og NO1 i 2018

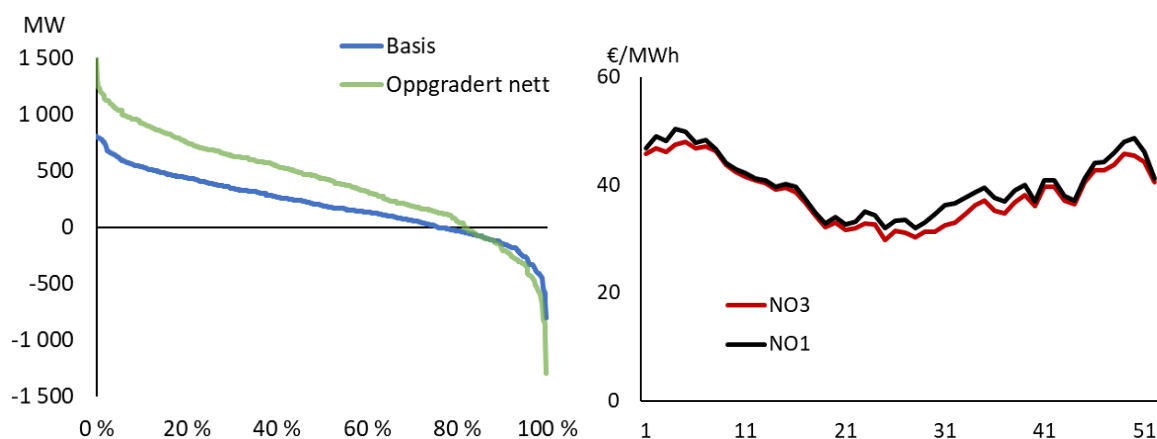


Figur 8-21: Simulert snittpris over året i NO3 og NO1 i Basis 2030 (uten oppgradert nett)

²⁶ Områdegrensene er gitt av 300 kV Aura–Vågåmo og 132 kV Osbu–Vågåmo.

Figur 8-21 viser hvordan dette gir økt prisforskjell i 2030 gjennom å presse ned prisene i NO3. I 2040 ser vi at den dominerende flaskehalsen fortsatt vil være sørover, men noe av prisforskjellen skyldes også timer der NO1 har lavere pris enn NO3 (se også Figur 5-4 og Figur 5-5).

Flyten i Gudbrandsdalen øker med 400-600 MW med oppgradering av nettet. Dette avlaster flaskehalsene i punktlisten over. Prisforskjellene mellom NO3 og NO1 blir mindre, men gjenstående flaskehals mot Sverige, i Sverige og på Vestlandet gjør at det fortsatt vil være prisforskjeller. Disse vil være størst i år med mye tilsig og i perioder med mye vindkraft i Midt-Norge.



Figur 8-22: Varighetskurve for flyt i Gudbrandsdalen i 2030 Basis og med oppgradert nett

Figur 8-23: Gjennomsnittlig pris per uke over året i Basis 2030 med oppgradert nett

Moderat norsk nytte av de to siste trinnene i pakken med å oppgradere nettet nord-sør til 420 kV

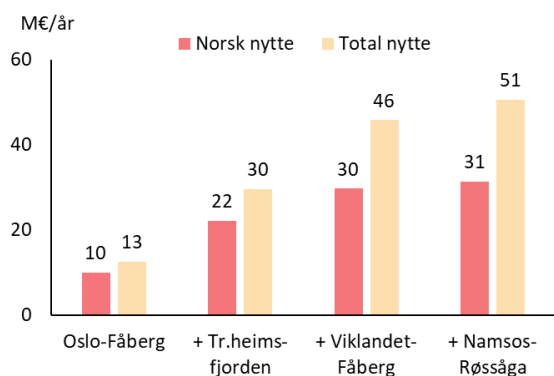
Figur 8-24 og Figur 8-25 viser trinnvis økning i nytten av de fire tiltakene vi har sett på nord-sør, gitt samme rekkefølge på utbyggingen som i figuren²⁷. Norsk nytte av å oppgradere Gudbrandsdalen ligger i Basis på 8 M€ per år i 2030 og 4 M€ per år i 2040. Tilsvarende tall for totalnyttens er 16 M€ og 14 M€. Vi har her også tatt med nytten av å få dobbel 420 kV på den siste strekningen fra Namsos til Nedre Røssåga gitt at denne kommer til slutt.

Vi påpeker igjen at usikkerheten knyttet til nytten av hvert enkelt tiltak vil være høyere enn for hele pakken av tiltak. Da tiltakene er gjensidig avhengig av hverandre kan også andre forutsetninger på for eksempel bruken av PFK eller andre mindre tiltak i nettet påvirke fordelingen av nytte mellom de ulike tiltakene.

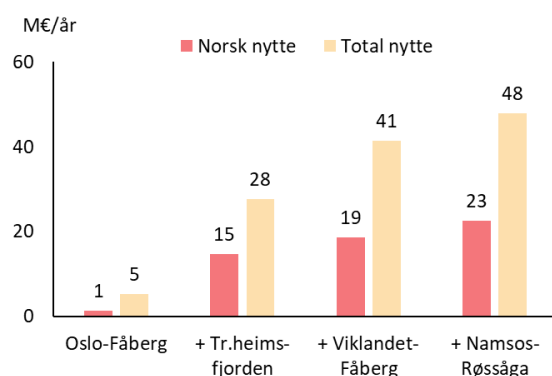
Når det gjelder det siste trinnet med å oppgradere nettet slik at vi får to 420 kV-ledninger fra Namsos til Røssåga indikerer våre simuleringer at tiltaket alene gir liten effekt på flaskehalsene ut av Nord-Norge. Årsaken er at andre forhold enn termisk kapasitet på 300 kV-ledningen mot Trøndelag begrenser utnyttelsen av nettet. Begrensningene er knyttet til flaskehals på ledningen fra Ofoten til Sverige, og til spenning og dynamikk. Forholdene knyttet til dynamikk og spenning gjør også at det er mer usikkerhet knyttet til kapasitetsberegningene i PSS/E.

Vi har derfor testet effekten av at kapasiteten øker med ca. 100 MW mer enn våre PSS/E-beregninger indikerer. Disse simuleringene tyder på at hvis dette er tilfellet, øker nytten av den siste strekningen en god del. Dette kan også representere at man gjør mindre tiltak i kraftsystemet som gjør at effekten av oppgraderingen blir noe sterkere.

²⁷ Merk at nytten av enkelttiltakene vil være avhengig av rekkefølgen de er satt i.



Figur 8-24: Akkumulert nytte av tiltak steg for steg ut fra Basis 2030

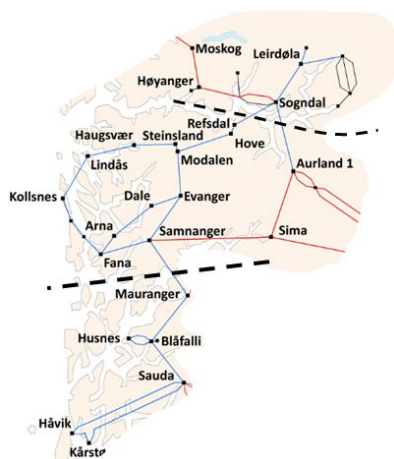


Figur 8-25: Akkumulert nytte av tiltak steg for steg ut fra Basis 2040

8.4 420 kV nord-sør-forbindelse på Vestlandet fra Sogndal til Sauda

Vi ser her på flaskehals internt på Vestlandet og konsekvensene for kraftpris og markedsnytte av å oppgradere hele strekningen fra Sogndal til Sauda til 420 kV. Transmisjonsnettets 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 fra Sogndal til Aurland og fra Samnanger til Sima. I sør er det tilknyttet nettet på Sør-Vestlandet med tre ledninger fra Sauda.

Statnett er i ferd med å utarbeide en KVVU som ser på behovet for å gjøre tiltak i BKK-området. Dette skyldes både at nettet som forsyner forbruket ut mot kysten blir mer presset som følge av at forbruket vokser og at Energiverk Mongstad er lagt ned. Utover den forbruksveksten som kommer de nærmeste årene er det også ytterligere planer om økt forbruk fra blant annet elektrifisering av petroleumsinstallasjoner. I denne rapporten ser vi ikke på problemstillinger knyttet til forsyningen av forbruket i BKK, men vi drøfter hvordan denne utviklingen påvirker overføringsbehovet mellom Sogndal og Sauda.



Figur 8-26: Kart over deler av transmisjonsnettets på Vestlandet. Viktige flaskehals nord-sør er markert med stiplede linjer.

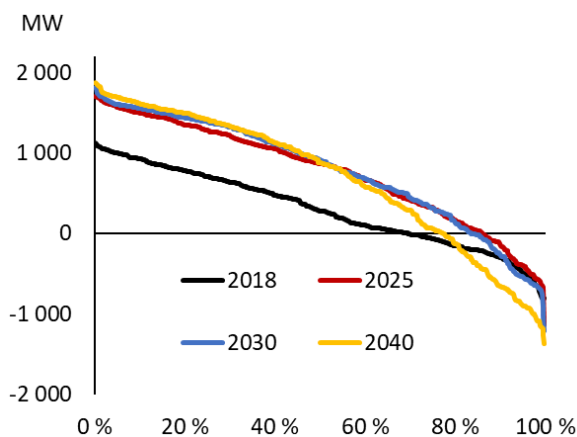
To flaskehals nord-sør på Vestlandet, mellom Sogndal og BKK og mellom dagens NO5 og NO2

Statnett har gjennomført flere store investeringer på Vestlandet, og i dagens marked forventer vi små flaskehals på prisområdenivå. Utviklingen mot 2025 bidrar imidlertid til mer flyt og press på nettet. Presset på nettet er høyest i perioder om sommeren med stort tilsig og høy flyt sørover.

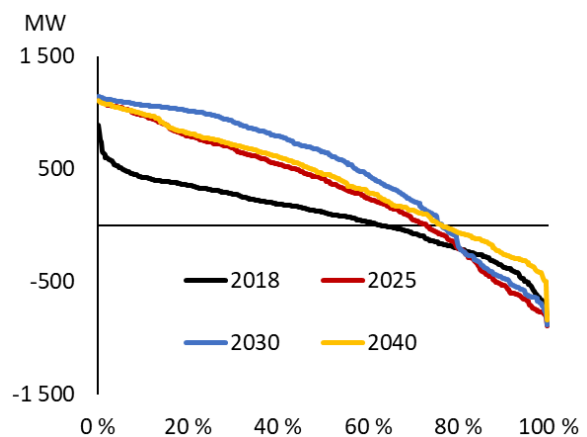
I første omgang fører økt flyt til en betydelig flaskehals på ledningen mellom Sogndal og Aurland. Statnett har derfor søkt konsesjon på å oppgradere denne ledningen fra 300 kV til 420 kV. I denne

analysen som ser på behovet etter 2025 har vi forutsatt ledningen på 420 kV. I vår fagrapport til NVEs arbeid med Nasjonal ramme for vindkraft viste vi at uten oppgradering vil flaskehalsen raskt øke med mer fornybar nord for Sognefjorden.

Med 420 kV-ledning mellom Sogndal og Aurland er det potensielt to flaskehalsen som kan oppstå nord-sør på Vestlandet. Over Sognefjorden vil den gjenværende 300 kV-ledningen mellom Sogndal og BKK bli en flaskehals i perioder i sommerhalvåret. Dagens prisområde mellom NO3 og NO5 går på 420 kV-ledningen mellom Høyanger og Sogndal. I modellen er denne grensen flyttet til Sognefjorden. Årsaken er at det er her vi ser den fysiske flaskehalsen. Det betyr at produksjonen i Indre Sogn som i dag ligger i NO5 i praksis er flyttet til dagens NO3. Den andre flaskehalsen er på Samnanger–Mauranger–Blåfalli som forbinder BKK med Haugalandet. Her går også dagens prisområdeskille mellom NO5 og NO2.



Figur 8-27: Flyt over Sognefjorden. Merk at Sogndal–Aurland er oppgradert til 420 kV mellom 2018 og 2025. Dette øker kapasiteten over snittet vesentlig.



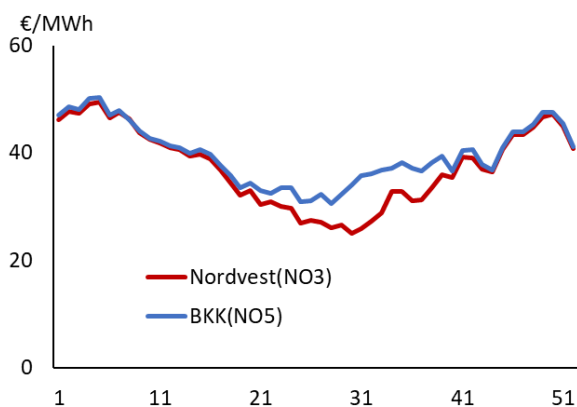
Figur 8-28: Flyt på Mauranger–Samnanger. Vi har forutsatt mindre tiltak i nettet som øker kapasiteten med 100-200 MW fra 2018 til 2025.

Flaskehalsen inn til BKK nordfra øker vesentlig med stor forbruksvekst i området

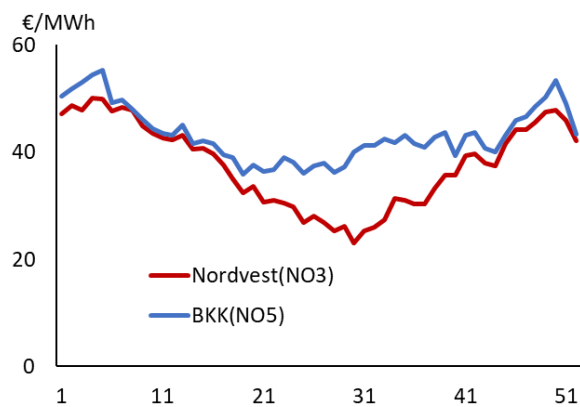
En oppgradering av Sogndal–Aurland demper økning i flaskehals over Sognefjorden, men fjerner den ikke helt. I våre scenarier øker flaskehalsen noe mellom 2025 og 2030. Det skyldes både økt overskudd nord for Sognefjorden, og mer flyt nord-sør generelt i Norden. Figur 8-29 viser prisforskjellen nord og sør for Sognefjorden i 2030. Som vi har kommunisert i flere tidligere rapporter vil en eventuell ny kabel til Storbritannia fra Sima også bidra til økt flyt på dette snittet.

Flaskehalsen vil etter 2025 være mest følsom for kraftbalansen i Sogn og Fjordane, Møre og BKK-området. Våre simuleringer tyder på spesielt mer forbruk i BKK vil øke flaskehalsen. Grunnen er at mer av overskuddet i nord for Sognefjorden fordeler seg mot BKK. Dette gir økt flaskehals over Sognefjorden siden Sogndal–Modalen har lavere kapasitet enn Sogndal–Aurland. Figur 8-30 illustrerer hvordan 3,5 TWh ekstra forbruksvekst utover hva vi har i Basis 2030 øker prisforskjellene²⁸. Merk at mer produksjon i BKK vil dempe flaskehalsen igjen.

²⁸ Det er mulig bruk av belastningsfrakobling (BFK) eller produksjonsfrakobling (PFK), eventuelt i kombinasjon med mindre netttiltak, kan dempe økningen i flaskehals vesentlig. Det har vi ikke sett på i denne analysen.



Figur 8-29: Simulert snittpris over uka i prisområdene Nordvest og BKK i Basis 2030

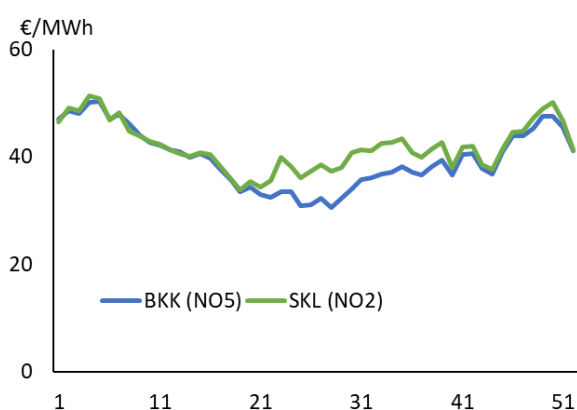


Figur 8-30: Simulert snittpris over uka i prisområdene Nordvest og BKK i Basis 2030 med 3,5 TWh ekstra industriforbruk i BKK

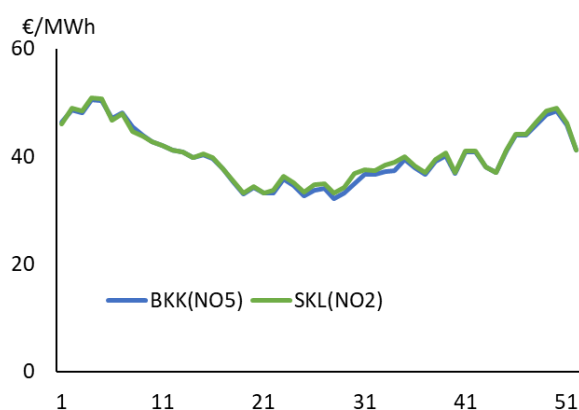
Vi forventer mest flaskehals ved flyt sørover fra BKK, men forbruksvekst i BKK demper denne

Flyten på ledningen Samnanger–Mauranger–Blåfalli øker mye fremover, spesielt sørover (Figur 8-28). Statnett er i ferd med å temperaturoppgradere ledningen. Dette vil øke kapasiteten med ca. 100-200 MW. Likevel ser vi at det vil oppstå flaskehals i år med mye tilsig som gir lavere pris i BKK om sommeren (Figur 8-29). Forbruket er som vi nevnte over i ferd med å øke i BKK-området. Øker forbruket med ca. 3 TWh utover det vi har i Basis forsvinner nesten hele prisforskjellen (Figur 8-32)²⁹.

I Basis har vi forutsatt at det kommer fullskala anlegg på Hydro Karmøy fra 2030 som øker forbruket med rundt 3 TWh. Hvis ikke dette kommer dempes flaskehalsen sørover noe. Mer produksjon i BKK øker flaskehalsen. Det samme gjør mer produksjon nord for Sognefjorden, men effekten er svakere enn i BKK. Da flaskehalsen er størst om sommeren øker denne mer som følge av ny vannkraften enn vindkraft, gitt at volumet i energi er det samme. En ny forbindelse fra Sima til Storbritannia vil, i motsetning til over Sognefjorden, redusere flaskehalsen. Det er derfor flyten synker i våre simuleringer fra 2030 til 2040 i Basis (Figur 8-28).



Figur 8-31: Simulert snittpris over uka i modellområdene BKK og SKL i Basis 2030

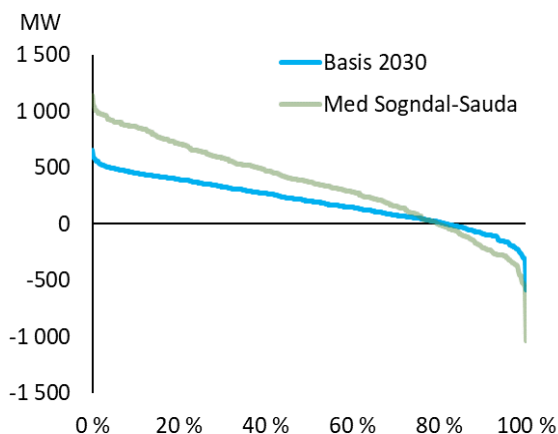


Figur 8-32: Simulert snittpris over uka mellom modellområdene BKK og SKL i Basis 2030 med 3,5 TWh forbruksvekst i BKK

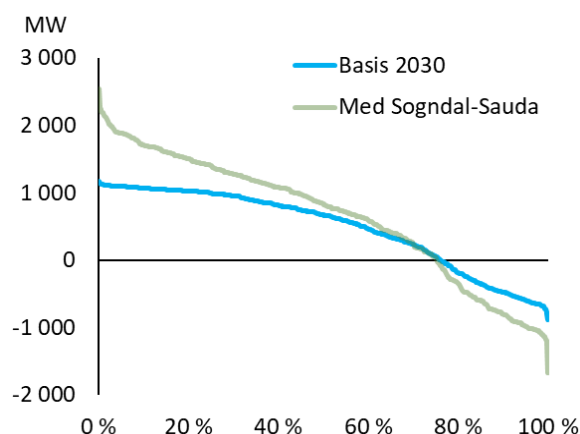
²⁹ I denne analysen har vi forutsatt at forbruket i BKK øker med i overkant av 1,5 TWh frem til 2025.

Sogndal–Sauda på 420 kV gir økt flyt og fjerner mye av prisforskjellene nord-sør på Vestlandet

Dersom vi forutsetter 420 kV Sogndal–Samnanger og Samnanger–Sauda øker kapasiteten med 500-1000 MW. Dette åpner opp flaskehalsene rundt både Sognefjorden og Hardangerfjorden og som vi ser av figurene nedenfor gir dette en markant økning i flyten på Vestlandet. Spesielt er økningen stor på Mauranger–Blåfalli. En viktig grunn til det er at mer av overskuddet i Hallingdal i timer med eksport til kontinentet og Storbritannia flyter mot Sørlandet via Vestlandet istedenfor via Østlandet. Dette demper flyt og flaskehals i Hallingdalsnittet.

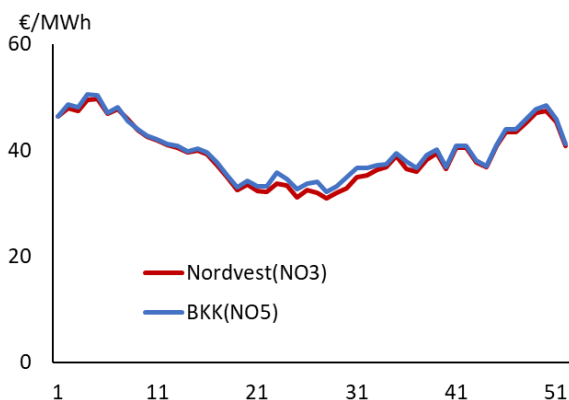


Figur 8-33: Flyt på Sogndal–Hove

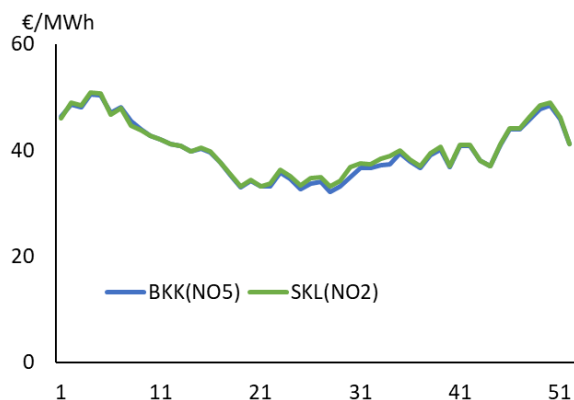


Figur 8-34: Flyt på Mauranger–Blåfalli

Forsterkning av nettet på Vestlandet vil med våre forutsetninger øke kraftprisene i områdene som utgjør NO3 med i overkant av 1 €/MWh i 2030. Prisene vil også øke i NO5, men i scenarioene våre er denne økningen mer beskjeden (under 0,5 €/MWh). Tiltaket fjerner så å si prisforskjellene vi har på Vestlandet i Basis.



Figur 8-35: Snittpris over uka med Sogndal–Sauda oppgradert til 420 kV



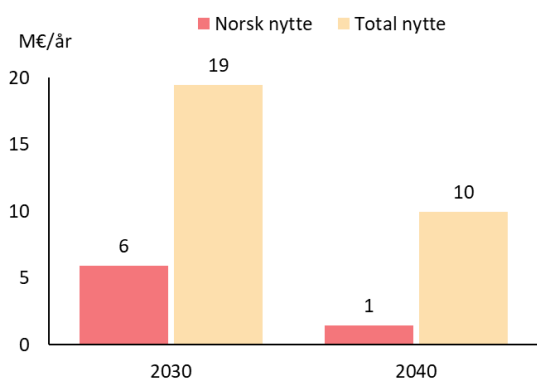
Figur 8-36: Snittpris over uka med Sogndal–Sauda oppgradert til 420 kV

Oppgradert Sogndal-Sauda kan gi høy samlet markedsnytte

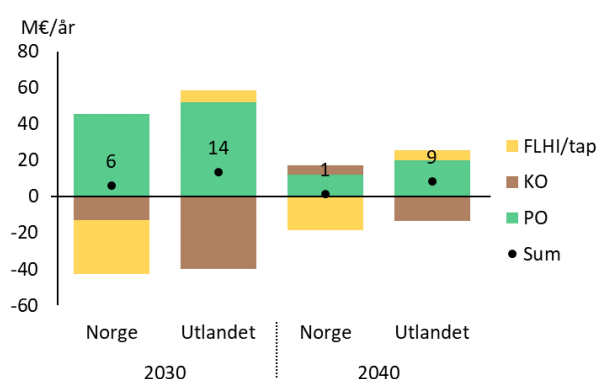
I 2030 er den direkte årlige gevinsten i kraftmarkedet av gjennomgående 420 kV på Vestlandet omtrent 20 M€ årlig. Norsk andel av den beregnede markedsnyttan utgjør under 10 M€ av dette. I 2040 synker samlet nytte til rundt 10 M€, mens norsk nytte kun er svakt positiv. En grunn til at samlet nytte faller er at prisforskjellene på Vestlandet er noe mindre i 2040 enn i 2030. Trenden mot at mer av nytten

tilfaller utlandet i 2040 sammenlignet med i 2030 har vi sett i hele analysen. Uten en ny mellomlandsforbindelse fra Sima øker samlet nytte til nivået i 2030, men norsk nytte forblir rundt null.

Grunnen til at så mye nytte kommer i utlandet skyldes at mye av gevinsten realiseres som økt flaskehalsinntekt mot utlandet. For eksempel øker den gjennomsnittlige årlige flaskehalsinntekten fra Sør-Norge til utlandet med 28 M€ i 2030. Det betyr at 14 M€ tilfaller utlandet direkte. I tillegg fører lavere priser i NO1 og NO2 til at verdien av nettoeksporten fra disse to områdene, til sammen 10 TWh, faller noe. Her må det bemerkes at tiltaket øker lønnsomheten av fornybar nord for Hardangerfjorden. Fører dette til økt utbygging endres fordelingsvirkningene av tiltaket også. Det kan også øke totalnytten av prosjektet.



Figur 8-37: Nytt av Sogndal–Sauda i Basis 2030 og 2040



Figur 8-38: Fordelingsvirkninger for norsk og total nytte i 2030 og 2040

	Norsk nytte	Total nytte
2030 Basis	6	19
Endringer i Norge		
Vindkraft i Nordvest	13	29
Vindkraft på Haugalandet	6	17
Industri i Nordvest	6	14
Industri i BKK	10	20
Industri på Haugalandet	11	26
Med 1400 MW ny kabel til Storbritannia	14	21
Endringer i Europa for øvrig		
Høy kraftpris	6	29
Lav kraftpris	6	14

Figur 8-39: Årlig nytte av AC-nettet mellom Sogndal og Sauda i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2030

	Norsk nytte	Total nytte
2040 Basis	1	10
Endringer i Norge		
Vindkraft i Nordvest	2	16
Vindkraft på Haugalandet	3	9
Industri i Nordvest	2	10
Industri i BKK	3	12
Industri på Haugalandet	5	15
Uten 1400 MW ny kabel til Storbritannia	1	24
Endringer i Europa for øvrig		
Høy kraftpris	2	12
Lav kraftpris	3	7

Figur 8-40: Årlig nytte av AC-nettet mellom Sogndal og Sauda i ulike sensitiviteter ut fra Basis 2040

Oppgradering av nettet legger til rette for mer utbygging av fornybar på Vestlandet

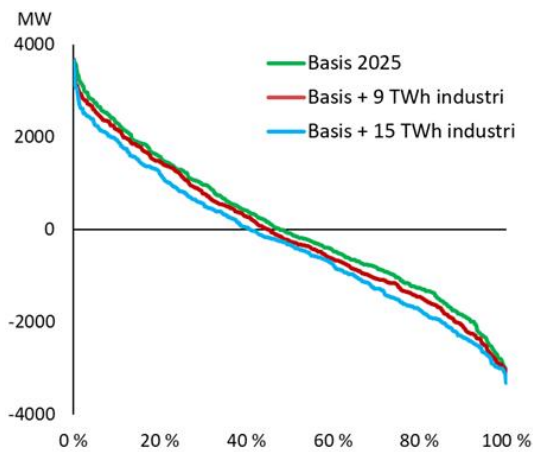
Vi forventer økte flaskehals på Vestlandet. Våre simuleringer indikerer også at disse øker med mer ny fornybar nord for Sognefjorden og i BKK hvis ikke forbruket øker tilsvarende. En eventuell oppgradering vil dempe prisforskjellene mye. Kapasiteten øker såpass mye at produksjonen kan øke med flere TWh fører det oppstår nye vesentlige flaskehals. Det er også slik at vindkraft i mindre grad enn vannkraft øker flaskehalsene. Dette er på grunn av at vindkraften produserer mest om vinteren, mens flaskehalsene hovedsakelig oppstår i sommerhalvåret.

9 Effekten av mulig høy forbruksvekst på Sør- og Østlandet

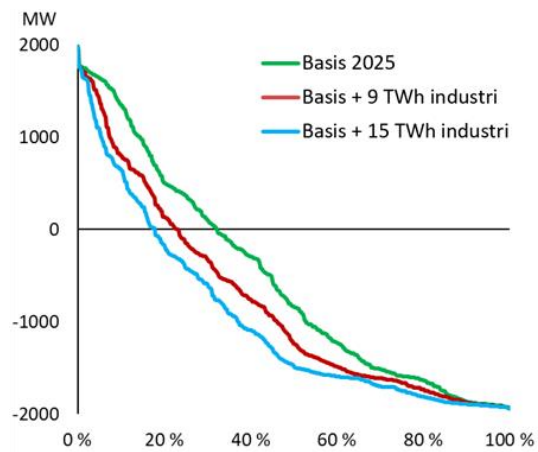
I denne analysen har vi også sett på hvordan et tenkt scenario med vesentlig økt forbruk på Sør- og Østlandet spiller inn på flyt og flaskehalsene i de sentrale transportkanalene, både internt og mot våre naboland. Noe av dette er drevet av flere forespørsler om å etablere datasentre, og vi har derfor tatt utgangspunkt i dette. Delanalysen dekker imidlertid også andre former for industriforbruk med flat årsprofil. Vi presiserer at sensitivitetene vi her har sjekket ut med opptil 15 TWh økt forbruk ikke må tolkes som en realistisk prognose for forbruksutviklingen.

9.1 Høy forbruksvekst på Sør- og Østlandet gir moderate flytendringer på hovedsnittene

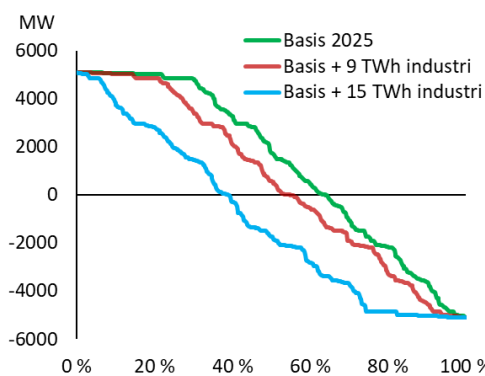
Figur 9-1, Figur 9-2 og Figur 9-4 viser simulert flyt på Flesakersnittet (NO2–NO1), Haslesnittet (NO1–SE3) og Hallingdalsnittet når vi legger inn en hypotetisk forbruksøkning på henholdsvis 9 og 15 TWh i dagens NO2 i 2025.³⁰ Modellsimuleringene gir relativt små flytendringer i AC-nettet ut av NO2 og i Hallingdal selv ved en massiv vekst i forbruket. Dette skyldes i hovedsak fleksibiliteten gitt av vannkraften lokalt og kablene til Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia. Figur 9-3 viser hvordan det økte forbruket i stor grad blir kompensert gjennom redusert eksport og økt import på Skagerak-kablene, NordLink, NorNed og NSL. Importen øker også betydelig fra Sverige over Haslesnittet.



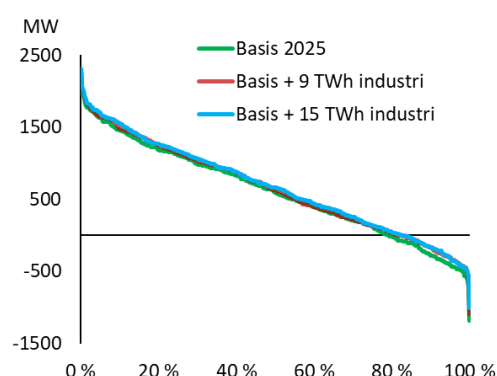
Figur 9-1: Flyt østover på Flesakersnittet (NO2–NO1)



Figur 9-2: Flyt østover på Haslesnittet (NO1–SE3)



Figur 9-3: Flyt på HVDC-kablene ut av Norge



Figur 9-4: Flyt på Hallingdalsnittet

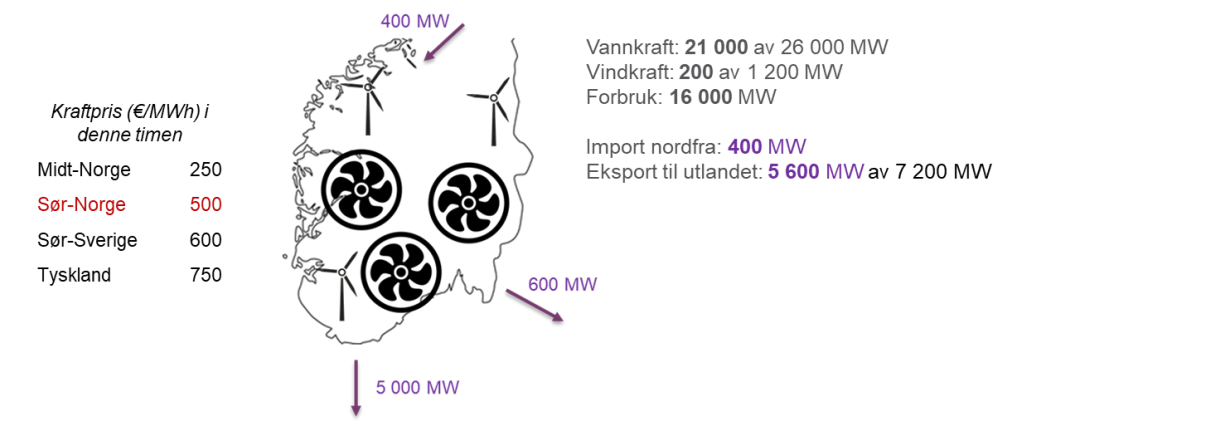
³⁰ Datasentre er modellert med flatt forbruk over året. Reelt gir mindre kjøling noe lavere forbruk på vinteren.

Selv om mer forbruk ikke gir så store endringer i det overordnede flytmønsteret internt i Norge, vil forbruksøkninger i den størrelsen vi her snakker om her føre til lokale begrensninger og dermed også utløse nettinvesteringer. Dette er imidlertid ikke noe vi ser på i denne analyserapporten.

9.2 Økt forbruk gir strammere effektbalanse på sikt – dette kan gi større prisforskjeller

Norge har i dag overskudd på effektbalansen, selv når forbruket er på sitt høyeste. Med dette mener vi at tilgjengelig regulerbar produksjonskapasitet er større enn det maksimale forbruket, fratrukket bidraget fra uregulerbar vind-, sol- og vannkraftproduksjon. I vårt forventningsscenario fra LMA 2018 forutsetter vi en positiv norsk effektbalanse hele veien frem mot 2040. Ellers i Norden og Europa forventer vi imidlertid at negativ effektbalanse kan forekomme etter hvert som utbyggingen av vind- og solkraft fortsetter og termiske kraftverk blir lagt ned. I Norden bidrar særlig utfasingen av svensk kjernekraft til denne trenden. I sum gir dette flere timer med stram effektbalanse i markedet og høye pristopper der kortvarige forbruksreduksjoner blir prissettende.

Hvis vi antar vesentlig økt forbruk i Norge, uten tilsvarende økning i tilbudet av regulert produksjonskapasitet, vil dette gi flere pristopper i Norge også. Det betyr at termiske kraftverk i Europa oftere vil være prissettende også i Norge. Etter 2030, når stadig flere termiske kraftverk fases ut, blir fleksibelt forbruk viktigere for å skape balanse mellom forbruk og produksjon. Det øker også muligheten for at reduksjon av forbruk setter prisene i Norge, selv om effektbalansen i Norge isolert sett er positiv. Forbruket på marginen kan både være på kontinentet, i Norden eller i Norge.



Figur 9-5: Eksempel på markedsbalanse i timen med høyest simulert pris i Sør-Norge i 2025-datasettet når vi legger inn 15 TWh økt industriforbruk i NO2.

Når vi i tilfellet vist i Figur 9-5 summerer produksjon og forbruk for områdene sør for Trøndelag, ser vi at det mangler nesten 2 000 MW produksjonskapasitet fra regulert vannkraft for at dette skal være prissettende. Resultatet blir lavere eksport enn hva samlet overføringskapasitet gir mulighet til, og at termiske kraftverk i andre land blir prissettende i Sør-Norge. Dette skaper en kortvarig pristopp, over prisnivået gitt av marginalkostnadene for regulert vannkraft (vannverdiene). Høyere forbruk i Sør-Norge gir slike pristopper en større andel av tiden.

Når vi simulerer Basis 2040 med en antatt ensidig økt forbruksvekst lengre øst, i dagens NO1, får vi større prisforskjell mellom dagens NO1 og NO2 i timer med flaskehals. Dette skyldes at NO1 med mer forbruk blir sterkere markedsmessig koblet til Sør-Sverige der det oftere oppstår knapphet og høye priser etter hvert som kjernekraften fases ut. NO1 får da tilsvarende korte pristopper mens NO2 ofte blir værende igjen på et lavere nivå. Effekten er imidlertid mer moderat når vi simulerer med samme endring i 2025, da det fortsatt ikke er like stram effektbalanse i Sverige og Norden for øvrig.

Vedlegg

A. Historisk produksjon, forbruk og kraftbalanse

Vedlegget viser historisk elektrisitetsproduksjon, -forbruk og kraftbalanse for årene 2010 til 2018. Datagrunnlaget for produksjon er hentet fra Nord Pool. Forbruket for Norge, Sverige, Finland og Danmark er hentet fra henholdsvis Statistisk sentralbyrå (SSB), Statistiska centralbyrån (SCB), Statistikcentralen og Energistyrelsen.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Norge	Vannkraft	117	122	143	129	137	139	144	143	140
	Vindkraft	1	1	2	2	2	3	2	3	4
	Kjernekraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Termisk	6	5	3	3	4	4	3	3	4
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>124</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>Samlet forbruk</i>	<i>131</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>
	Kraftbalanse	-7	3	20	5	16	16	16	15	10
Sverige	Vannkraft	67	66	78	61	64	74	61	64	61
	Vindkraft	4	6	7	10	12	17	15	17	17
	Kjernekraft	56	58	61	64	62	54	61	63	66
	Termisk	19	17	15	15	13	14	14	15	15
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>145</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>Samlet forbruk</i>	<i>147</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>
	Kraftbalanse	-2	4	19	10	16	23	12	19	17
Finland	Vannkraft	13	12	17	13	13	17	16	15	15
	Vindkraft	0	0	0	1	1	2	3	5	5
	Kjernekraft	22	22	22	23	23	22	22	22	22
	Termisk	42	35	29	32	29	25	25	24	24
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>77</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>Samlet forbruk</i>	<i>88</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>
	Kraftbalanse	-10	-14	-17	-16	-18	-16	-19	-21	-22
Danmark	Vannkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vindkraft	8	10	10	11	13	14	13	15	14
	Kjernekraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Termisk	29	24	19	21	17	13	15	14	14
	<i>Samlet produksjon</i>	<i>37</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>Samlet forbruk</i>	<i>36</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>
	Kraftbalanse	1	-1	-5	-2	-4	-7	-6	-5	-6

B. Bruk av utvekslingskapasitet mot utlandet

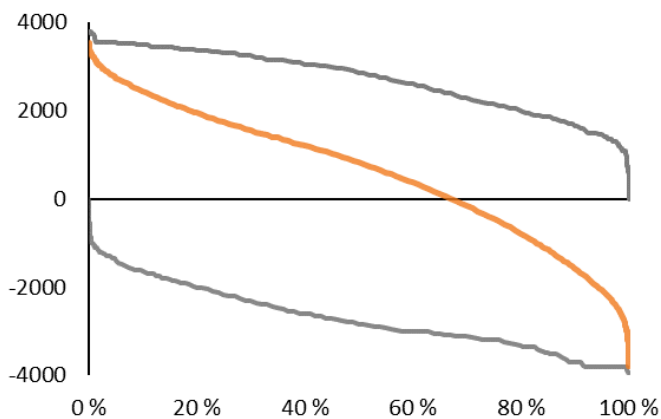
Vedlegget viser samlet overføringskapasitet ut av Norge og Norden, samt bruk av utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet.

B.1 Samlet overføringskapasitet ut av Norge og Norden

Kapasitet ut av Norge	Eksport
Sverige	3795 MW
Danmark	1632 MW
Nederland	723 MW
Sum kapasitet	6150 MW

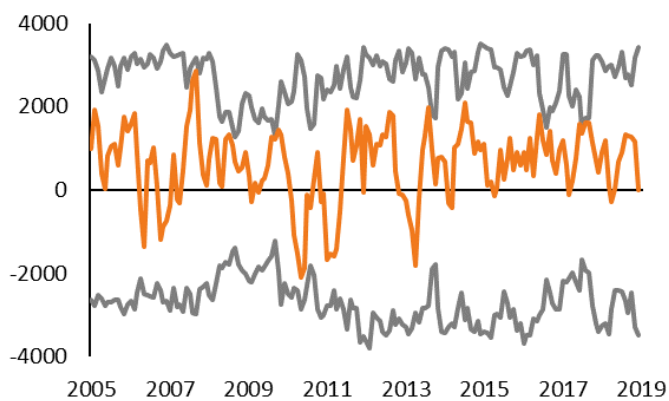
Kapasitet ut av Norden	Eksport
Tyskland	2989 MW
Nederland	723 MW
Polen	600 MW
Estland	1016 MW
Litauen	700 MW
Russland	320 MW
Sum kapasitet	6348 MW

B.2 Kapasitet og utveksling mot Sverige

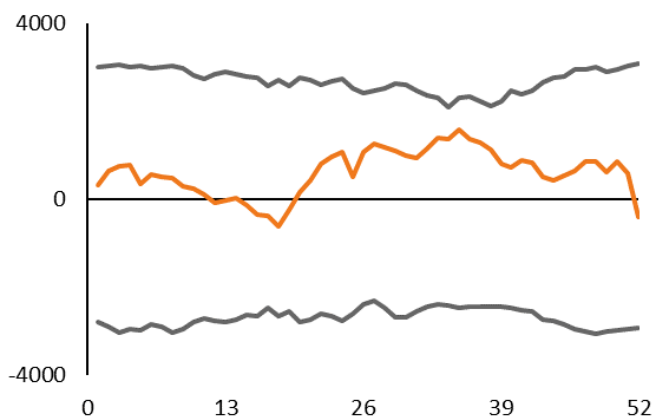


Varighetskurve for samlet elspotkapasitet og -utveksling (MW) mellom Norge og Sverige, for årene 2005-2018.

Den øvre grå linjen viser eksportkapasitet, mens den nedre grå viser importkapasitet.

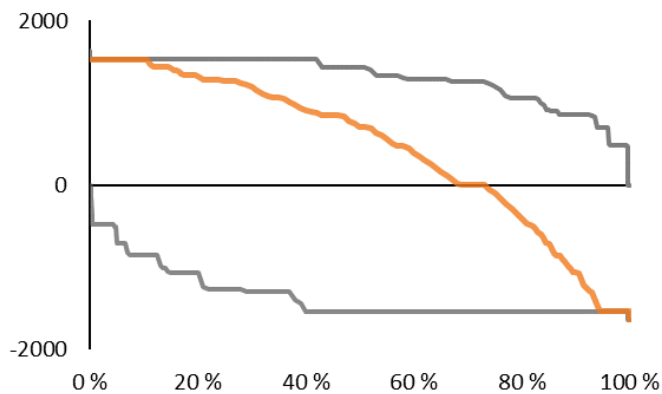


Gjennomsnittlig elspotflyt (MW) fra Norge til Sverige per måned, samt gjennomsnittlig kapasitet (MW) i begge retninger.



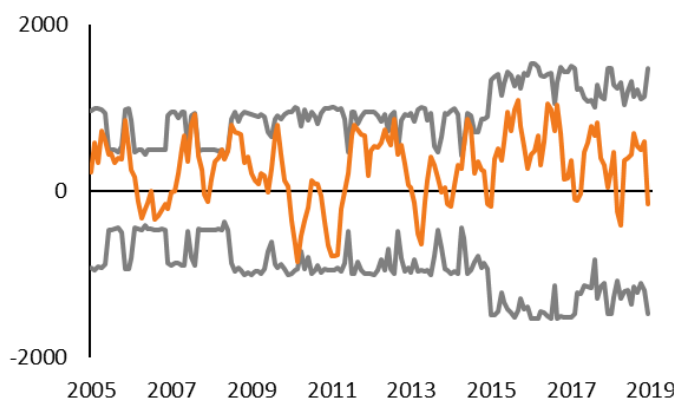
Gjennomsnittlig elspotkapasitet og -flyt (MW), per uke, for årene 2005-2018.

B.3 Kapasitet og utveksling mot Danmark

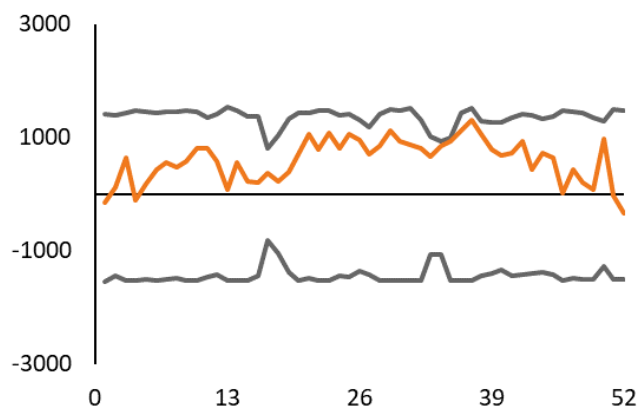


Varighetskurve for samlet elspotkapasitet og -utveksling (MW) mellom Norge og Danmark, for årene 2015-2018.

Den øvre grå linjen viser eksportkapasitet, mens den nedre grå viser importkapasitet.

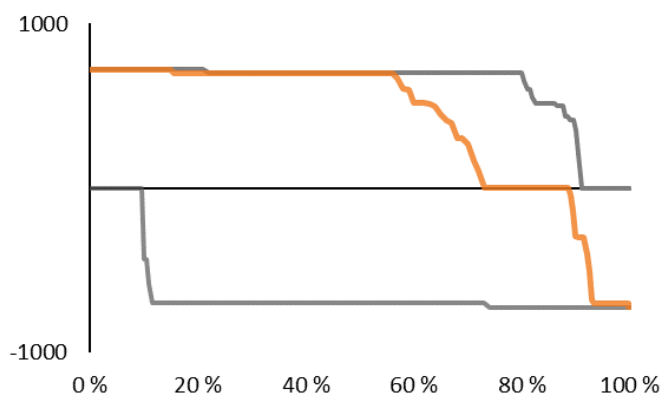


Gjennomsnittlig elspotflyt (MW) fra Norge til Danmark per måned, samt gjennomsnittlig kapasitet (MW) i begge retninger.



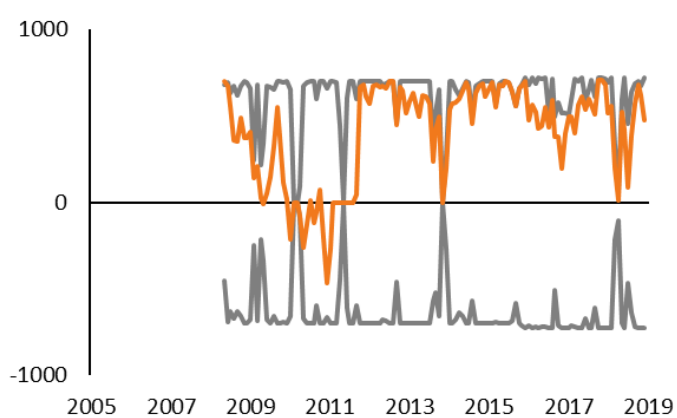
Gjennomsnittlig elspotkapasitet og -flyt (MW) per uke for årene 2005-2018.

B.4 Kapasitet og utveksling mot Nederland

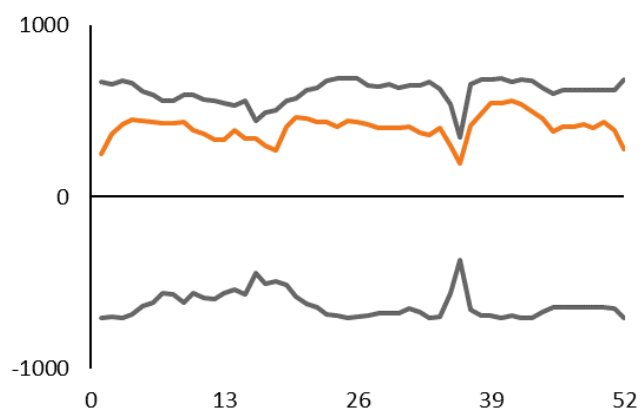


Varighetskurve for samlet elspotkapasitet og -utveksling (MW) mellom Norge og Nederland, for årene 2008-2018.

Den øvre grå linjen viser eksportkapasitet, mens den nedre grå viser importkapasitet.



Gjennomsnittlig elspotflyt (MW) fra Norge til Nederland per måned, samt gjennomsnittlig kapasitet (MW) i begge retninger.



Gjennomsnittlig elspotkapasitet og -flyt (MW) per uke for årene 2005-2018.

C. Delområder i Samnett-modellen for denne analysen



Andre relevante rapporter fra Statnett



Langsiktig markedsanalyse 2018

Norden og Europa 2018–2040

Forrige utgave av LMA fra 2018.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>



Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet

Forskjeller i flyt, flaskehalsar og nettap ved ulik geografisk plassering

Delrapport: Analyse til Nasjonal ramme for vindkraft på land

I denne rapporten fra 2018 ser vi på forskjellene i flyt, flaskehalsar og nettap ved ulik geografisk plassering av nye vindkraftverk i Norge.

<https://www.nve.no/Media/7352/%C3%B8kt-vindkraftproduksjon-og-virkninger-i-transmisjonsnettet.pdf>



Statnett Nettutviklingsplan 2019

Nettutviklingsplanen er en av Statnetts viktigste plattformer for å kommunisere våre planer for nettutviklingen i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år.

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

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