

## Langsiktig markedsanalyse

Norden og Europa 2018–2040





# Analyserapport

**Sak:** Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2018–2040

**Saksbehandler/Adm. enhet:**

Eirik Tømte Bøhnsdalen / UPM

Ivar Husevåg Døskeland / UPM

Karin Lövebrant Västermark / UPM

Vegard Holmefjord / UPM

Lasse Christiansen / UPM

Julie Larsen Gunnerød / UPM

Sign .....

**Ansvarlig/Adm. enhet:**

Anders Kringstad / UPM

Sign: .....

Dokument ID:

Dato: 5. desember 2018

## Forord

I denne rapporten presenterer vi vår oppdaterte analyse av den langsiktige markedsutviklingen i Norden og Nord-Europa frem mot 2040. Hensikten med rapporten er å:

- Drøfte hovedtrender, usikkerhetsmomenter og presentere hva vi vurderer som den mest sannsynlige markedsutviklingen
- Gi estimater for forventede kraftpriser og et utfallsrom
- Gi et felles utgangspunkt for våre øvrige analyser av framtidig nettbehov og driftsutfordringer

Analysen og våre modelldatasett dekker store deler av Europa. I rapporten har vi imidlertid fokus på de forholdene vi mener er mest relevante for Statnett. Dette innebærer blant annet at vi viser flere kurver og tall for utviklingen i Norge, Norden, Tyskland og Storbritannia enn for resten av Europa.

Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle tall 2018.

Rapporten er første gang publisert 5. desember 2018

Rapporten er sist redigert 7. desember 2018

---

## Sammendrag

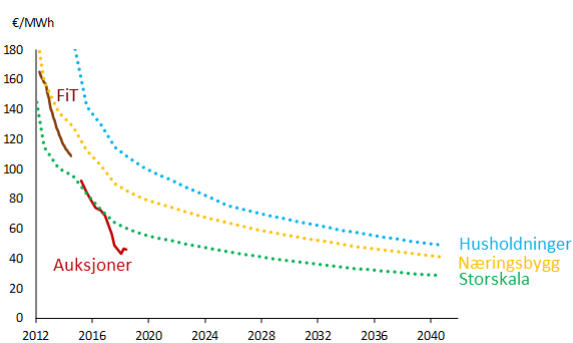
Europa er i ferd med å utvikle et kraftsystem med mye mer fornybar produksjon og vesentlig lavere CO<sub>2</sub>-utslipp. I 2040 vil trolig sol- og vindkraft være den dominerende formen for kraftproduksjon. Samtidig øker bruken av elektrisitet til blant annet transport og varme. Denne overordnede trenden er enda mer tydelig nå enn da vi publiserte vår siste markedsanalyse i 2016. Klimautfordringen og politiske mål og virkemidler knyttet til denne har fortsatt stor betydning for utviklingen. Samtidig blir lavere kostnader for vindkraft, solkraft og batterier sterkere drivkrefter.

Det har vært en kraftig oppgang i prisene på kull, gass, CO<sub>2</sub> og kraft de siste to årene. Prisbildet på lengre sikt er imidlertid mindre endret. Med vårt oppdaterte forventningsscenario holder snittprisene seg omtrent på dagens nivå frem til 2030. Deretter er det en nedgang til 2040 drevet av stadig mer sol- og vindkraft. Samtidig blir prisene mye mer volatile, selv med tilgang på store mengder ny fleksibilitet.

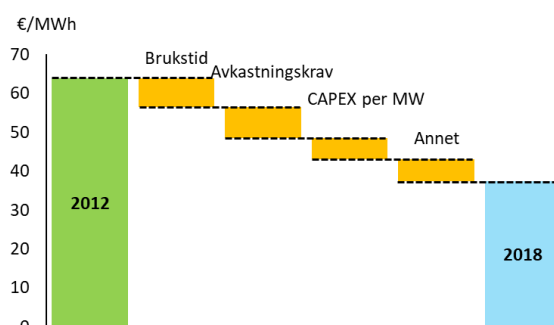
Høyere priser og lavere kostnader gjør det lønnsomt å bygge vindkraft uten subsidier i Norge de første ti årene. Vi forventer derfor mye mer vindkraft i Norge nå enn hva vi gjorde i vår forrige analyse. Kraftoverskudd og lave sommerpriser gjør at prisene i snitt er noe lavere i Norge enn på kontinentet. Vi forventer større interne prisforskjeller, spesielt mellom Nord- og Sør-Norge.

### Mer teknologi- og markedsdrevet omlegging av det europeiske kraftsystemet

Kostnadene for solkraft, vindkraft og batterier har falt mye over mange år. Innen solkraft er hele verdikjeden fra silisium til ferdig installerte paneler blitt mer effektiv og mindre kostnadskreven. Stadige forbedringer tillater mindre materialbruk, høyere virkningsgrad og billigere kraftelektronikk. Vi forventer derfor at LCOE for både stor- og småskala solkraft blir halvert enda en gang innen 2040. For vindkraft er det særlig utviklingen med stadig høyere og større turbiner som bidrar til lavere kostnader. De fleste nye vindkraftprosjekter i Norge har nå en LCOE på 30-35 €/MWh, mens prosjekter med spesielt gode vindforhold kan komme under 30 €/MWh. Med fortsatt synkende kostnader forventer både vi og eksterne prognoser at det vil være mulig å bygge vindparker til 25 €/MWh innen ti år.



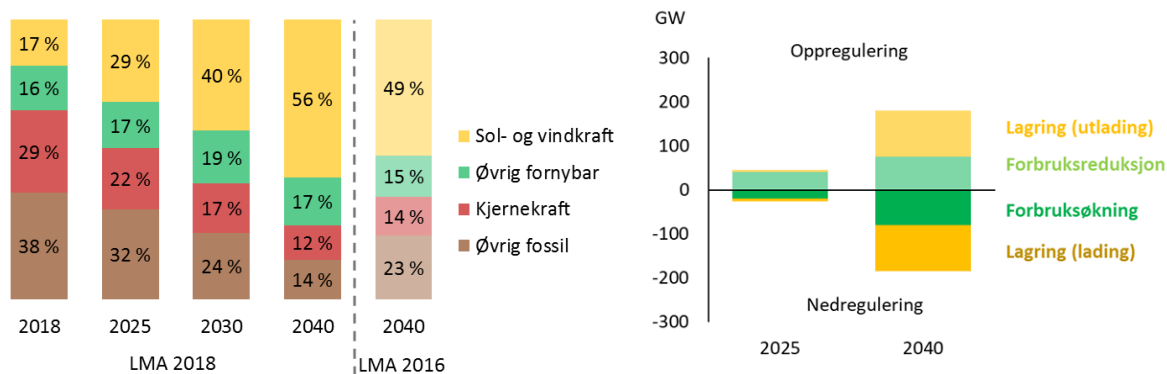
Figur 1-1: Utvikling i LCOE for tysk solkraft 2012-2018, auksjonspriser og vår prognose 2018-2040



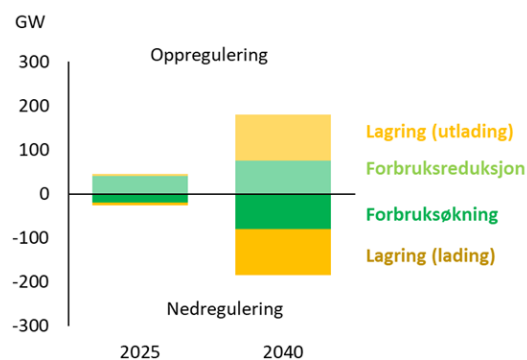
Figur 1-2: Underliggende årsaker til reduksjon i LCOE for norsk vindkraft 2012-2018

Lavere kostnader gjør utviklingen av et fornybart europeisk kraftsystem mer sannsynlig, og reduserer behovet for subsidier. Politikk har imidlertid fortsatt en sentral rolle for å kunne nå klimamålene i Parisavtalen. Blant annet må omstillingen gå langt raskere enn i dag om det skal være mulig å nå de krevende målene. For å få til det trengs det flere insentiver til å kutte utslipp av klimagasser. Dette gjelder i enda større grad utenfor kraftsektoren der tiltakene er dyrere.

I vår analyse legger vi til grunn at Europa når vedtatte klimamål til 2030, og at omleggingstakten øker etter 2030. Andelen fornybar produksjon øker fra 35 % i dag til ca. 75 % i 2040 i området omfattet av våre markedsmodeller<sup>1</sup>. Driveren for dette er at sol- og vindkraft øker fra nesten 20 % til over 55 %. Andelen kull, brunkull og kjernekraft faller dramatisk. Vi forventer forbruksvekst selv om samlet energiforbruk går ned på grunn av elektrifisering i transport- og varmesektorene. Dette er det samme hovedbildet vi signaliserte i 2016. Den største forskjellen er at vi nå forutsetter en enda større markedsandel for sol- og vindkraft målt i energi frem mot 2040.



Figur 1-3: Fordeling av kraftproduksjon i våre simulerte områder frem til 2040, og sammenlignet med forrige LMA



Figur 1-4: Ny fleksibel kapasitet i Europa frem mot 2040 fra forbruk og lagring

Overgangen til et energisystem der sol- og vindkraft dominerer er avhengig av at det kommer mye ny fleksibilitet fra lagring og forbruk. Uten dette viser våre simuleringer at mengden ny produksjon som går til spille øker kraftig når andelen sol- og vindkraft passerer 40-50 % av årlig energiproduksjon. Det er helt nødvendig med store mengder ny fleksibilitet som kan respondere på perioder med både lave og høye kraftpriser for å opprettholde markedsverdien av kraften og sørge for fortsatt klimagevinst.

Kvotemarkedet EU ETS er i utgangspunktet tenkt å være et sentralt virkemiddel i EUs klimapolitikk, og CO<sub>2</sub>-prisen betyr mye for kraftprisene både i Europa og i Norge. Samtidig har et stort overskudd på kvoter og manglende politisk enighet om å stramme inn gjort at det har vært priser rundt 5 €/t over mange år. I løpet av det siste året har imidlertid prisene steget til over 20 €/t. Noe av forklaringen ligger i endelige vedtak om å stramme inn på det årlige kvotetaket og opprettelsen av en stabilitetsreserve. Oppgangen har likevel vært uventet. Flere eksterne analyser indikerer at utviklingen har vært drevet mer av kortsiktige forhold, og at prisutviklingen videre vil være mer moderat. Samtidig indikerer utviklingen økt tillit til systemet. Vi har oppjustert vår CO<sub>2</sub>-prisforventning fra 25 €/t til 35 €/t i 2040. Utfallsrommet mellom 15 og 50 €/t i 2040 er likt som det vi hadde i 2016.

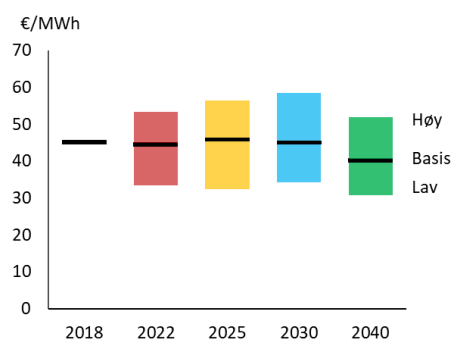
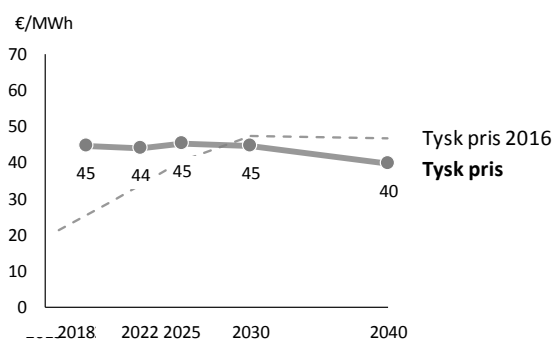
Selv om vi forventer en kraftig omlegging og vesentlig reduksjon i utslippene fra kraftsektoren, er det trolig ikke nok til å nå de overordnede klimamålene gitt av Parisavtalen frem mot 2050. For det første mener de fleste eksperter at målene til 2030 er langt unna å sette Europa i en posisjon til å nå 2050-målene. For det andre er det slik at selv om kraftsektoren både reduserer sine utslipp mye, og bidrar til kutt i andre sektorer, er det svært vanskelig å kutte utslippene tilstrekkelig totalt sett med de teknologiene som er til rådighet i dag.

<sup>1</sup> Norge, Sverige, Finland, Danmark, Baltikum, Storbritannia, Belgia, Nederland, Tyskland, Polen, Frankrike, Sveits, Tsjekia, Slovakia, Østerrike og Italia.

### Sol- og vindkraft presser ned kontinentale og britiske snittpriser mot 2040 – betydelig utfallsrom

Prisene i det europeiske kraftmarkedet har steget fra under 30 €/MWh da vi laget vår siste analyse i 2016 til over 40 €/MWh nå. Driverne for dette har vært stor vekst i prisene på kull, gass og EU ETS-kvoter. De langsiktige prisprognosene vi benytter for kull og gass er imidlertid lite endret. Våre oppdaterte forutsetninger innebærer en moderat nedgang i prisene på kull og gass fra dagens nivå.

Stabile marginalkostnader for termiske kraftverk gjør at vi forventer at kraftprisene i Europa forblir på dagens nivå frem til 2030. Deretter synker prisene mot 2040 som følge av fortsatt høy vekst innen sol- og vindkraft. Sammenlignet med sist har vi nå høyere priser frem til 2025, marginalt lavere i 2030 og ca. 5 €/MWh lavere i 2040. Bakgrunnen for lavere priser i 2040 er at vi har økt andelen sol- og vindkraft fra ca. 50 til over 55 %. Vi ser at priseffekten av fornybar blir sterkere når andelen blir større, da antall timer med lave kraftpriser øker betydelig.



Figur 1-5: Tysk kraftpris i Basis sammenlignet med LMA 2016    Figur 1-6: Tysk kraftpris med utfallsrom

Verdien av sol- og vindkraft faller langt raskere enn kraftprisene. I 2040 regner vi med at prisene disse teknologiene oppnår i markedet vil ligge 25-40 % under den gjennomsnittlige kraftprisen. Dette til tross for at vi legger til grunn massivt innslag av ny fleksibilitet som løfter prisen i timene der fornybarproduksjonen er høy. Kombinert med stor usikkerhet rundt sentrale drivere for kraftprisene gjør dette at det fortsatt er et behov for støtte og garantiordninger de fleste steder.

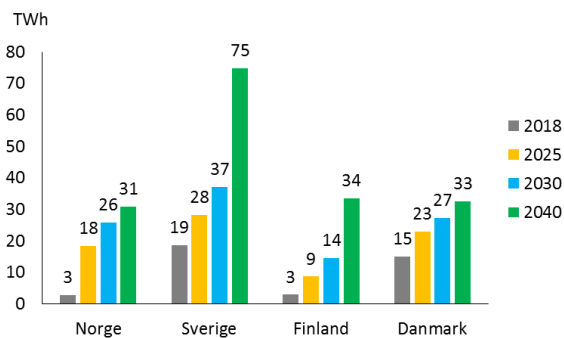
Hvor fort andelen sol- og vindkraft øker er en viktig usikkerhetsfaktor for kraftprisene på lengre sikt. Prisene på gass og CO<sub>2</sub> er imidlertid fortsatt de mest sentrale faktorene. Selv om gasskraft kun står for 10 % av produksjonen over året, setter gasskraft kraftprisene i nesten 50 % av tiden i 2040. I våre to alternative scenarioer, Høy og Lav, er det derfor i hovedsak alternative estimer på gass- og CO<sub>2</sub>-priser som bidrar til å spenne ut utfallsrommet. Scenarioene gir et utfallsrom for kontinentale priser på 30 til 55 €/MWh fra 2025 og utover. Sammenlignet med sist har vi omtrent den samme nedsiden, men oppsiden er noe redusert som følge av lavere kostnader for vind- og solkraft. Vedvarende høye priser vil gi økt utbygging av sol- og vindkraft, og dermed trekke prisene ned igjen.

### Europeiske kraftpriser blir mer volatile, selv med mye ny fleksibilitet

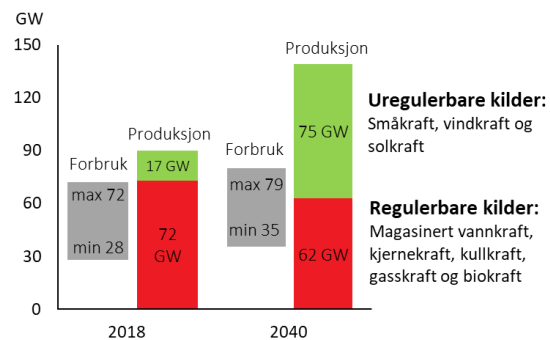
En trend vi ser uavhengig av scenario er at prisvolatiliteten øker mye, selv om økningen er størst i det høye scenarioet. Årsaken er at vi får stadig flere timer med enten overkapasitet eller knapphet etter hvert som sol- og vindkraft erstatter mer regulerbar termisk produksjon. Mer fleksibilitet både fra lagring og forbruk som responderer på lave priser kan demme opp for dette i en viss grad, men fordi den uregulerbare produksjonen kan være høy over mange dager i strekk er det i praksis umulig å hindre at andelen meget lave priser øker. I timer med knapphet får etter hvert prisavhengig forbruksutkobling en sentral rolle. Dette må imidlertid ikke forveksles med rasjonering.

## Vindkraft blir dominerende i Norden – elektrifisering og industri øker forbruket

Lavere kostnader og høyere kraftpriser gjør at det nå er lønnsomt å bygge vindkraft i Norge uten støtte. Slik vi har signalisert i vår delrapport til NVEs arbeid med «Nasjonal ramme for vindkraft» ser vi at selv med store volumer ny vindkraft faller kraftprisen relativt lite i Sør-Norge. Dette gir god lønnsomhet de neste 10-15 årene hvis prisene på kontinentet blir som i vårt forventningsscenario. Kombinert med mange investeringsbeslutninger de siste to årene gjør dette at vi nå øker anslaget på vindkraft kraftig i hele perioden. I Norge legger vi til grunn over 30 TWh i 2040, som er en dobling fra sist. Hensynet til naturvern vil trolig få stor betydning for hvor mye som blir bygget ut. Vi ser økt usikkerhet i lønnsomheten når vi nærmer oss 2040, etter hvert som vindkraft blir dominerende i Norden og Europa.



Figur 1-7: Vindkraftproduksjon i nordiske land i Basis



Figur 1-8: Maksimal effekt fra uregulerbare og regulerbare kilder og variasjon i nordisk forbruk

Også i resten av Norden forutsetter vi en sterk vekst i vindkraften, spesielt i Sverige hvor vindkraft dekker opp for utfasing av kjernekraft. I tråd med det felles nordiske scenarior utarbeidet i forbindelse med den nordiske nettutviklingsplanen 2019, har vi nå tatt ut all svensk kjernekraft til 2040. Bakgrunnen er at levetiden til de siste reaktorene går ut midt på 2040-tallet og det er usikkert om disse forlenges. Usikkerhet knyttet til utfasingstakten for svensk kjernekraft er noe vi vurderer i alle prosjekter der dette er relevant. I Danmark og Finland fortsetter vindkraften å vokse, blant annet for å erstatte termisk produksjon. Etter hvert får solkraft en større rolle også i det nordiske systemet. Dette bidrar til økt produksjon i sommerhalvåret når det allerede er et stort og til dels uregulert overskudd.

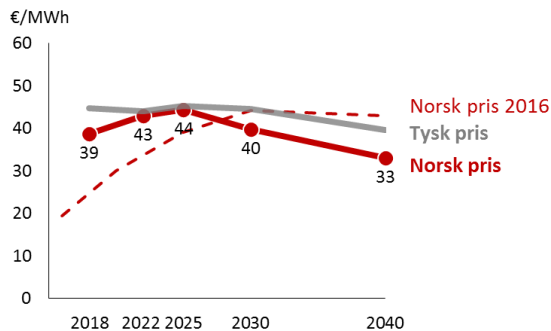
På nordisk nivå forventer vi en forbruksvekst på i underkant av 20 % til 2040. I energi utgjør dette 60 TWh, hvor 20 TWh er i Norge. Dette er omtrent på samme nivå som i vår forrige analyse. Veksten er drevet av industrivekst og elektrifisering, mens vi forventer små endringer i alminnelig forsyning. I Norge gir konkrete planer og bindende vedtak høy vekst i industriforbruket de neste ti årene. På sikt er den samlede forbruksveksten i større grad drevet av elektrifisering. Samtidig ser vi et potensial for større vekst enn hva vi har lagt til grunn i vårt forventningsscenario, blant annet knyttet til datasentre.

I sum fører dette til en vekst i norsk kraftoverskudd fra ca. 10 TWh til nesten 30 TWh i 2040. Nordisk balanse er gjennom hele perioden svakt positiv. Våre analyser viser imidlertid at den løpende effektbalansen blir mye viktigere når uregulerbar kraftproduksjon etter hvert blir dominerende også i Norden. Store svingninger i produksjonen basert på fortløpende endringer i været får konsekvenser både i kraftmarkedet, driften av systemet og behovet for nett.

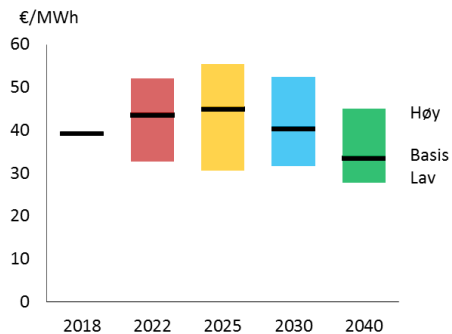


## Norske kraftpriser blir lavere og mer preget av vindkraft, spesielt i nord

I vårt forventningsscenario er kraftprisene i Sør-Norge omtrent på dagens nivå frem til 2030, det vil si rundt 40 €/MWh. Dette er noe under gjennomsnittsnivået på kontinentet, og skyldes at vi har et kraftoverskudd. Til 2040 gir nedgangen i kontinentale og britiske priser en nedgang til under 35 €/MWh i Sør-Norge. Det er særlig lave priser om sommeren, blant annet på grunn av mer solkraft i hele Europa, som trekker ned gjennomsnittet. Våre to alternative scenarier gir et utfallsrom mellom 28 og 45 €/MWh i Sør-Norge. Grunnen til at kraftprisene er betydelig lavere enn i Europa i det høye scenarioet skyldes at lønnsom vindkraft i Norge i større grad begrenser oppsiden i kraftprisene.



Figur 1-9 Sør-norsk gjennomsnittlig kraftpris i Basis



Figur 1-10 Sør-norsk snittpris i Basis, Høy og Lav

Våre analyser viser at prisene i de nordlige delene av Norden i større grad enn tidligere vil bli liggende under nivået lengre sør. Utfasing av svensk kjernekraft og nye kabler løfter prisene i sør mer enn i nord, mens mer vindkraft senker prisene i nord mer enn i sør. Det siste gjelder spesielt for Nord-Norge. Våre simuleringer viser at vedtatte vindkraftprosjekter vil gi mange flere timer med flaskehals ut av området og dermed lavere områdepris. Mer forbruk og etter hvert mer nett ut av området vil isolert sett dempe prisforskjellene, men dette vil i sin tur kunne gi enda mer vindkraft. Kombinert med at det uansett tar lang tid å bygge mye nytt nett, betyr dette at prisene i Nord-Norge trolig vil ligge under prisene i sør, og nært kostnadene for å bygge vindkraft.

## Den overordnede markedsutviklingen gir trolig større endringer i Norge enn det vi legger til grunn

Våre modellsimuleringer tilsier at vi får mer prisvolatilitet i Norge, selv om denne fortsatt er lavere enn i landene rundt. Dette skyldes først og fremst mer volatile priser i alle markeder rundt oss, spesielt i Sverige. I tillegg faller andelen regulerbar produksjon i Norge ettersom veksten i forbruket primært blir dekket av vindkraft. I praksis betyr dette at vi får flere timer der eksport, import eller uregulerbar norsk produksjon setter prisen, mens vannkraft med magasin mister markedsandel. Dette innebærer flere og høyere pristopper på vinteren når effektoverskuddet i Norge er lite og prisene rundt oss er høye. Samtidig får vi mange flere timer med svært lave priser gjennom hele året, men mest om sommeren når forbruket er lavt og vi har mye uregulerbar produksjon.

I sum fører utviklingen vi skisserer trolig til større endringer på norsk side enn det vi legger til grunn. Det er eksempelvis sannsynlig at vi får mer fleksibilitet innen industrien når det blir mer lønnsomt å kunne redusere forbruket under kortvarige pristopper. Forbruk som i større grad kan utnytte mer langvarige variasjoner i kraftprisen blir også mer aktuelt. Vi får også trolig større innslag av batterier, men i mindre grad enn i andre land da lønnsomheten er lavere. Dessuten blir det trolig lønnsomt med investeringer i effekt, og kanskje også pumping i det norske vannkraftsystemet. Vi ser også en økende nytte utover i tid av å utvide nettkapasiteten videre fra det vi nå har under bygging.

# Innhold

	Forord	iv
	Sammendrag	v
	Innhold	x
<b>Del I</b>	<b>Overblikk, metode og våre scenarier</b>	<b>1</b>
1	Scope og metodisk tilnærming	2
2	Status i markedet og endringer siste to år	5
3	Våre scenarier – overordnet beskrivelse	7
<b>Del II</b>	<b>Globale utviklingstrekk og brenselpriser</b>	<b>9</b>
4	Globale utviklingstrekk og teknologikostnader	10
5	Kull- og gasspriser mot 2040	13
<b>Del III</b>	<b>Det europeiske kraftmarkedet</b>	<b>16</b>
6	Utviklingstrekk og forutsetninger Europa	17
7	Europeiske kraftpriser i forventning	25
8	Høyt og lavt scenario – utfallsrom for kraftpriser	32
9	Europas behov for fleksibilitet og lønnsomhet av kraftverk	34
<b>Del IV</b>	<b>Det nordiske kraftmarkedet</b>	<b>44</b>
10	Utviklingstrekk og forutsetninger Norden	45
11	Nordiske kraftpriser i forventning	57
12	Utfallsrom for norske kraftpriser	63
13	Prisforskjeller internt i Norge og ut av landet	65
14	Markedspotensial for vindkraft i Norge og samspill med forbruk	70
15	Utfyllende delanalyser Norge og Norden	76
	Andre relevante rapporter fra Statnett	83

*Del I*

## *Overblikk, metode og våre scenarier*

I denne delen forklarer vi bakgrunnen for at vi utarbeider Langsiktig markedsanalyse i Statnett, hva denne består av og hva vi bruker dette arbeidet til. Deretter presenterer vi kort vår overordnede metode og noen grunnleggende forutsetninger for analysen. Til slutt går vi gjennom sentrale drivere for kraftprisene nå og fremover, samt gir en oversikt over prinsippene bak våre tre hovedscenarier.

# 1 Scope og metodisk tilnærming

## 1.1 Hvorfor vi lager en langsiktig markedsanalyse

Gode prognoser og analyser er en forutsetning for at Statnett skal kunne se behov og utfordringer i forkant, og ta riktige investeringsbeslutninger. Dette innebærer et bredt spekter av aktiviteter. En av dem er å holde oversikt over og analysere den langsiktige utviklingen av kraftmarkedet. I den forbindelse gir vi ut en markedsanalyse hvert andre år i forkant av KSU- og NUP-prosessen<sup>2</sup>. Analysen dekker det nordiske og det meste av det europeiske markedet og består av flere deler:

- Drøfting av hovedtrender og sentrale usikkerhetsmomenter
- Forutsetninger for det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen
- Detaljerte modelldatasett for 2018, 2022, 2025, 2030 og 2040
- Prognose for forventet kraftpris og scenarioer som skisserer et relevant utfallsrom
- Delanalyser på utvalgte temaer relevante for Statnetts virksomhet

Vi mener det både er nødvendig og effektivt å gjennomføre denne analyseprosessen. Utviklingen i Norden og Europa har stor betydning for Norge og Statnetts beslutninger. Videre har vi behov for oppdaterte og detaljerte datasett til bruk i våre egne modeller. Det er derfor ikke tilstrekkelig å kjøpe eksterne prisprognoser og markedsrapporter. Siden vi har et såpass klart behov, er det for oss tidseffektivt å samle og strukturere arbeidet med prognoser og datasett. Til slutt er hensynet til transparens et viktig argument for å utgi en separat markedsrapport. Med dette gjør vi det lettere å få innsikt i våre forutsetninger og begrunnelsen for disse.

Langsiktig markedsanalyse 2018-40 er ment å gi et godt utgangspunkt for andre beregninger, prosesser og utredninger. Vår analyse gir derfor ikke noe fullstendig bilde av konkrete nettbehov eller driftsutfordringer. Når det gjelder arbeidet med felles datasett og scenarioer i ENTSO-E og i det nordiske plansamarbeidet, søker vi også her å lage en analyse som kompletterer de øvrige prosessene. Samtidig ser vi en verdi i å utvikle selvstendige prognoser og kunnskap, både for å ha noe å bringe inn i det internasjonale arbeidet og for å ivareta det norske perspektivet.

## 1.2 Fokus i denne analysen og relasjonen til vårt øvrige utredningsarbeid

Vår analyse fokuserer på markeds- og prisutviklingen i day-ahead-markedet. Vi er opptatt av både gjennomsnittspriser, prisvolatilitet og prisforskjeller mellom land og større regioner. Samtidig har prognosene for utviklingen av det fysiske kraftsystemet, og det å få en bedre forståelse for sammenhengene bak prisdannelsen, minst like stor betydning som selve prisprognosen.

I årets utgave har vi valgt å beholde 2040 som tidshorizont. Utover å oppdatere forutsetninger og analytiske konklusjoner om utviklingen i Europa som helhet, går vi denne gangen noe mer i dybden på markedsutviklingen i Norge og Norden. Her ser vi nærmere på følgende punkter:

- Mulige utbyggingsvolumer av bedriftsøkonomisk lønnsom vindkraft i Norge uten subsidier
- Overordnet om samspillet mellom forbruk, forsterkning av nettet og utbygging av vindkraft
- Konsekvenser av å legge ned kjernekraft og utviklingen mot strammere effektmargin i Norden
- Overordnet om prisforskjeller i Norge og Norden

På kontinental side har vi denne gangen fokusert på utviklingen i kapasitetsmargin og hvordan lønnsomheten for både termisk og fornybar kraftproduksjon utvikler seg.

---

<sup>2</sup> NUP er Statnetts neteutviklingsplan. Kraftsystemutredningen KSU er en underlagsrapport NVE pålegger Statnett å utarbeide.

### 1.3 Fundamental analyse og modellsimuleringer ligger til grunn for våre utredninger

Statnett benytter i stor grad fundamentale analyser når vi skal utrede fremtidige utfordringer og mulige løsninger. Dette innebærer at vi gjør analyser og beregninger basert på en kombinasjon av grunnleggende økonomiske og fysiske sammenhenger, og detaljerte databeskrivelser av kraftsystemet. Det er flere årsaker til at vi gjør det slik:

- Vi får bedre konsistens mellom estimater på blant annet kraftflyt, samfunnsøkonomisk nytte og prisforskjeller.
- Vårt langsiktige perspektiv og store endringer i kraftsystemet gjør historikk mindre relevant.
- Det er enklere å kommunisere konklusjoner og løsninger ut fra fundamentale begrunnelser.

System- og markedsmodeller er vesentlige verktøy for vår analyseaktivitet. Med våre to hovedmodeller Samnett og BID simulerer vi kraftsystemet for ulike stadier frem i tid, gitt våre forutsetninger om produksjon, forbruk, overføringskapasitet og brenselpriser.

- **BID** er en markedsmodell med timesoppløsning, realistisk beskrivelse av egenskapene ved termiske verk og en relativt god beskrivelse av vannkraftsystemet. I våre datasett i BID er store deler av det europeiske kraftmarkedet fundamentalt modellert<sup>3</sup>.
- **Samnett** dekker det nordiske og baltiske kraftsystemet. Modellen har sin styrke i en mye mer detaljert modellering av vannkraftsystemet og transmisjonsnett. I Norge er modellen delt opp i 15 delområder for å få en best mulig representasjon av magasindisponering, vannverdier og flaskehals i nettet. Samnett bruker flytbasert markedsalgoritme for å løse flaskehals mellom prisområder. Vi kan velge å legge sammen flere delområder til et prisområde eller simulere med alle 15 som prisområder. Modellen har timesoppløsning og bruker simulerte prisrekker fra BID som representasjon av markedene på kontinentet og i Storbritannia.

I denne analysen har vi utviklet datasett for 2018 i tillegg til Basis, Høy og Lav for 2022, 2025, 2030 og 2040. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt hvert datasett over 29 historiske værår. Med timesoppløsning gir dette i sum 250 000 tilstander for det europeiske kraftsystemet per simulering. Begge våre to hovedmodeller er i kontinuerlig utvikling med mål om en stadig bedre gjengivelse av det nordiske og europeiske markedet og systemet. Samtidig er vi opptatt av å forstå modellsvakheter og se resultatene opp mot teori, historikk og eksterne analyser.

### 1.4 Analytisk fremgangsmåte

Første punkt i arbeidsprosessen vår er å etablere en mest mulig oppdatert databeskrivelse av kraftsystemet slik det er i dag. Neste steg er å få oversikt over og legge inn det vi kan kalle sikre prognoser for fysiske endringer, for eksempel utbyggingsprosjekter innen produksjon, nett eller større forbruksenheter med endelig investeringsbeslutning. Her inngår også mer kortsiktige politiske mål som med stor grad av sikkerhet blir oppnådd.

Lengre ut i tid øker usikkerheten, og vi må basere oss på prognoser, mer usikre utbyggingsplaner og andre former for mer eller mindre faste holdepunkter. Vi benytter oss av en rekke ulike kilder og har over flere år jobbet med å bygge opp en mest mulig troverdig portefølje av eksterne prognoser:

- Priser på kull og gass: IHS, Bloomberg New Energy Finance, IEA, EIA, Nena med flere
- Utfasing av eksisterende termisk produksjonskapasitet: Database fra Pöyry

---

<sup>3</sup> Detaljert modellering av Norden, Baltikum, Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia.

- Alminnelig forsyning i Norge og Sverige: Modell utviklet av Optimeering
- Industriforbruk i Norden: INSA
- Forbruk og nett i Europa utenom Norden: ENTSO-E, IHS og ulike langsiktige analyserapporter
- EU ETS (CO<sub>2</sub>): Thomson Reuters Point Carbon
- Fornybarutbygging: Politiske mål på EU-nivå og nasjonalt, eksterne analyserapporter
- Kostnadsutvikling innen fornybar og lagring: Bloomberg New Energy Finance, IHS, IRENA

Selv om vi har mange prognoser og analyser å bygge på, er det behov for å ta en rekke valg for å fylle ut bildet og sikre at vi får en konsistent og fungerende helhet. Her støtter vi oss blant annet på et utvalg mer grunnleggende forutsetninger:

- Energi- og kraftmarkedene tenderer mot økonomisk likevekt over tid.
- Kraftmarkedet har fri konkurranse og rasjonelle aktører.
- Energi- og klimapolitikken er noenlunde økonomisk fornuftig over tid.

Å sørge for tilstrekkelig helhetlig sammenheng i de enkelte datasettene og mellom disse er en stor del av arbeidet og avgjørende for sluttresultatet. Her er modellsimuleringer et viktig verktøy. Eksempler på hva vi undersøker i denne prosessen er lønnsomheten til kraftverkene vi har lagt inn, og om simulerte utslipp er i tråd med forutsetningene om utslippskutt. Vi ser også på om vi har tilstrekkelig med overførings- og lagringskapasitet sett i lys av simulerte prisforskjeller og prisvolatilitet.

For å sikre at vi har holdbare forutsetninger, simuleringresultater og konklusjoner sammenligner vi også våre forutsetninger, simuleringresultater og konklusjoner med et utvalg eksterne langsiktige markedsanalyser<sup>4</sup>. Videre er vi opptatt av å gi et mest mulig nyansert bilde av den fremtidige utviklingen, og legger derfor stor vekt på å drøfte både forutsetninger og simuleringresultater. Det er sentralt for oss å synliggjøre logikken bak våre forutsetninger, og drøfte usikkerhetsmomenter slik at vi får mer transparens i våre beslutninger om både nettutvikling og driftsmessige forhold. Målet er at det skal være mulig å forstå hva vi legger til grunn og hvorfor. Gjennom dette ønsker vi også å legge til rette for tilbakemeldinger og eventuell kritikk.

### **1.5 LMA gir et felles utgangspunkt, og dekker bare deler av usikkerheten**

Statnett har en stor mengde utbyggingsprosjekter der ulike forhold spiller inn på behov og lønnsomhet. For å sikre konsistens og sammenheng på tvers må derfor beslutningsunderlaget for de ulike prosjektene bygge på en felles forståelse av den fremtidige markedsutviklingen på overordnet nivå. Til dette bruker vi rapporten og forventningsscenarioet fra den langsiktige markedsanalysen.<sup>5</sup>

Det er mye usikkerhet knyttet til markedsutviklingen, det fremtidige overføringsbehovet i det norske nettet og den samfunnsøkonomiske nytten av nye forsterkningstiltak. En stor del av jobben i våre konseptvalgutredninger og investeringsanalyser handler derfor om å få fram et godt bilde av relevant usikkerhet. I vårt tilfelle er det imidlertid såpass store ulikheter i hva som påvirker behov og lønnsomhet i de ulike prosjektene at det i praksis ikke er mulig å dekke all usikkerhet med et fåtall felles scenarioer. Scenarioene vi presenterer i denne rapporten for høy og lav kraftpris vil derfor bare kunne dekke deler av usikkerheten og utfallsrommet for den samfunnsøkonomiske nytten av nye forsterkningstiltak i nettet. I de enkelte KVVU-ene og investeringsanalysene komplementerer vi derfor disse med sensitivitetsanalyser og scenarioer tilpasset de aktuelle problemstillingene.

<sup>4</sup> SKM, Nena, IHS, Wattsight, Bloomberg New Energy Finance, IEA, ENTSO-E og andre

<sup>5</sup> Hvor relevant kraftprisen og den langsiktige markedsutviklingen er for de ulike prosjektene varierer mye. I noen tilfeller er det avgjørende, mens i andre tilfeller er det tilnærmet irrelevant for investeringsbeslutningen.

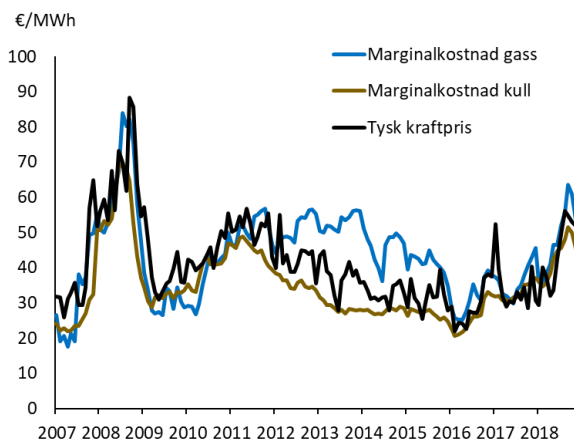
## 2 Status i markedet og endringer siste to år

### 2.1 Kraftig prisoppgang etter flere år med nedgang

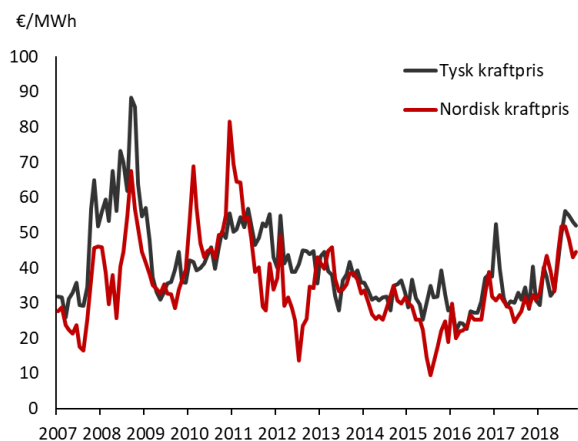
Da vi ga ut vår siste LMA høsten 2016 hadde vi hatt fem år med nedgang i kraftprisene i Nord-Europa. Det var konsensus både i markedet og i eksterne kraftprisprognoser om at tysk kraftpris skulle bli værende på rundt 30 €/MWh til etter 2020. I ettertid har det imidlertid vært en solid oppgang i kraftprisene. Driverne for dette har vært økte priser på kull, gass og nå sist CO<sub>2</sub>-kvoter.

I perioden 2011 til første halvdel av 2016 falt kraftprisene i Europa kraftig. For eksempel falt årsprisen i Tyskland hvert år i perioden 2011-2016. Totalt sett ga dette en nedgang fra 51 €/MWh i 2011 til 29 €/MWh i 2016. De viktigste årsakene til denne utviklingen var lavere priser på kull, gass og CO<sub>2</sub>-kvoter, massiv overkapasitet på grunn av utbygging av sol- og vindkraft, og nedgang i forbruket. Vi viste i LMA 2016 at over halvparten kunne forklares av lavere priser på kull, gass og CO<sub>2</sub>.

Storbritannia har hatt stabilt ca. 15-20 €/MWh høyere kraftpriser enn i resten av EU, i hovedsak som følge av at en nasjonal tilleggsatt på CO<sub>2</sub>. Mer gasskraft og mindre overkapasitet enn i Tyskland har også bidratt til dette.



Figur 2-1: Marginalkostnader i typiske gass- og kullkraftverk og tysk kraftpris siden 2007. Snitt per måned.



Figur 2-2: Kraftpriser for nordisk systempris og Tyskland siden 2007. Snitt per måned.

Fra 2016 har kraftprisene på kontinentet økt kraftig. Fra bunnen i første halvdel av 2016 til 3. kvartal 2018 har prisene økt fra under 30 €/MWh til over 50 €/MWh i Tyskland. I samme perioden har kullprisen steget fra rundt 45 \$/tonn til 100 \$/tonn og gassprisene fra 12 til 26 €/MWh. CO<sub>2</sub>-prisen, som i perioden 2011 til 2018 vaket rundt 5 €/tonn, har i løpet av 2018 steget til nærmere 20 €/tonn. I hvilken grad dette innebærer varig høyere likevektspriser drøfter vi nærmere i kapittel 5.

I Norge har kraftprisene steget enda mer som følge av hydrologiske svingninger. Årene 2012-2017 var preget av mer tilsig enn normalt. I snitt har derfor norske priser ligget noe under de lave tyske prisene.

### 2.2 Høyere priser har gitt ny dynamikk og mer markedsdrevet utvikling

Økte priser på brensel, kraft og CO<sub>2</sub>, og fortsatt fallende kostnader for sol- og vindkraft, gir mer optimisme og en litt annen markedsdynamikk enn hva vi hadde for to år siden. For det første er det nå mer inntjening for gasskraft. Høyere priser på kull og CO<sub>2</sub> bidrar samtidig til en ytterligere forverring av framtidsutsiktene for europeisk kullkraft. Prisøkningen på CO<sub>2</sub> har en viss betydning i seg selv da det viser at ETS-systemet kan fungere som verktøy for europeiske utslippskutt.

Lavere kostnader og høyere kraftpris har redusert subsidiebehovet for videre utbygging av sol- og vindkraft. I løpet av de siste to årene har flere prosjekter annonsert at de bygger ut tilnærmet uten subsidier, blant annet innen havbasert vindkraft. Det samme gjelder i Norge og Sverige. Et stort antall investeringsbeslutninger for nye vindparker i Norge de siste to årene gjør at vi allerede nå er på nivå med vindkraftvolumet vi sist antok til 2030.

Oppsummert har det de to siste årene vært en tydelig bevegelse i retning av en mer markedsdrevet utvikling – slik vi sist så kun i det høye scenarioet. Hva dette betyr for den videre utviklingen drøfter vi nærmere i de kommende kapitlene.

### **2.3 Samlet sett er vårt hovedscenario styrket**

Vi ser at vårt hovedscenario er ytterligere styrket siden forrige analyse fra 2016. Det er fortsatt mye usikkerhet, men hovedretningen er nå enda mer tydelig.

- Sol- og vindkraft vokser og blir billigere
- Kullkraft blir faset ut
- Transport blir i stor grad elektrifisert
- Behovet for fleksibilitet fra forbruk og lagring øker mye, og er sentralt for å få til omlegging
- Hele samfunnet deltar mer aktivt i omleggingen

I tillegg til dette har vår langsiktige kraftprisprognose fra 2016 styrket seg. Da forutsatte vi at kraftprisene på sikt ville stige mye som følge av økte priser på kull, gass og CO<sub>2</sub>. Prisoppgangen vi har sett siden 2016 har ført til at dagens kraftpriser allerede er på nivå med det vi forventet på lang sikt sist.

### **2.4 De store spørsmålene og usikkerhetsfaktorene er de samme**

De store spørsmålene og utfordringene knyttet til det å legge om hele det europeiske kraftsystemet er i stor grad de samme som sist. Selv om nye beslutninger, rapporter og analyser gradvis gir et mer tydelig bilde, gjenstår det mange ubesvarte spørsmål og usikkerhetsmomenter:

- Hvor fort og langt går utviklingen?
- Hvordan sikre nok kapasitet når det er lite sol og vind?
- Hva vil ny teknologi bety?
- Hva blir prisene på kull og gass, og hvor høyt går ETS prisen?
- Hva skjer når Sverige faser ut kjernekraften?

I tillegg har andre problemstillinger blitt mer sentrale. En av disse er hvor mye ny vindkraft det vil være lønnsomt å bygge ut i Norge, og i hvilken grad hensynet til klassisk naturvern vil kunne bremse utbyggingen.



## 3 Våre scenarier – overordnet beskrivelse

### 3.1 Basis – vårt forventningsscenario for utviklingen til 2040

Vårt Basis-scenarier representerer det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen fra nå og frem til 2040, og er kvantifisert i detaljerte datasett for 2018, 2022, 2025, 2030 og 2040. I fortsettelsen presenterer vi forutsetninger og simuleringsresultater fra dette scenarieret, men vil for oversiktens del gi en kort oppsummering her. Sammenlignet med situasjonen i dag bygger scenarieret i hovedsak på følgende utviklingstrekk og endringer:

- Halvering av CO<sub>2</sub>-utslipp i den europeiske kraftsektoren fra i dag til 2040
- Moderat oppgang i prisen på CO<sub>2</sub> til 2040, kull- og gasspriser på dagens nivå
- Mer fornybar, i hovedsak sol- og vindkraft
- Mindre termisk produksjonskapasitet – strammere kapasitetsmarginer
- Økt forbruk, i hovedsak drevet av elektrifisering av transport- og varmesektorene
- Mer lagring og fleksibilitet

Selv om vi ser en klar trend mot mer fornybar og lavere utslipp er det mye usikkerhet knyttet til flere sider av den langsiktige markedsutviklingen. Naturlig nok øker usikkerheten når vi kommer langt ut i tid. Våre forutsetninger for 2040 kan derfor ikke tolkes på samme måte som vår forventning til det nærmeste tiåret.

### 3.2 Høy og Lav – scenarier for utfallsrom i kraftpris

For å kvantifisere usikkerheten i fremtidige kraftpriser har vi de to alternative scenarierene Høy og Lav. Disse illustrerer utviklingsbaner med vedvarende høyere og lavere gjennomsnittlige kraftpriser, enn i Basis. Dette er målrettede scenarier der vi med utgangspunkt i Basis har justert flere faktorer som trekker kraftprisene henholdsvis opp og ned. Vi har fokusert på faktorer som både har mye usikkerhet og som vi vet har stor betydning for kraftprisen. På samme måte som i analysen fra 2016 forutsetter vi at begge de to alternative scenarierene følger samme hovedretning med store utslippskutt og vedvarende vekst i andelen fornybar kraftproduksjon. Grunnen er at vi mener utviklingen i brenselpriser og hvordan utslippskuttene oppnås utgjør en større usikkerhet for kraftprisene enn selve omleggingen til lavere utslipp og mer fornybar.

- **Høy:** Prisene på kull og gass øker til et høyere likevektsnivå. CO<sub>2</sub>-prisen øker mer og tidligere enn i Basis. Forbruket vokser mer som følge av elektrifisering. Samtidig kommer det mer sol- og vindkraft inn i systemet som følge av økt lønnsomhet. I Høy er omleggingen av det europeiske kraftsystemet i stor grad markedsdrevet. Det er lite behov for subsidier og mer av fornybarutbyggingen skjer i områder med de beste fornybarressursene.
- **Lav:** I det lave scenarieret er situasjonen motsatt. Prisen på kull og gass går ned og blir værende på et lavere nivå enn i dag. Det samme gjelder prisen på CO<sub>2</sub>. Andre virkemidler for utslippskutt vinner fram og gjør EU ETS mindre relevant. Forbruket øker noe, men i langt mindre grad enn i Høy og Basis. Fornybarutbyggingen er også lavere, men på grunn av lavere forbruksvekst blir etter hvert fornybarandelen noe høyere enn i Basis. I sum gir dette lavere gjennomsnittlige kraftpriser og mindre prisvolatilitet. Scenarieret Lav illustrerer en utvikling som i langt større grad er avhengig av subsidier og at myndigheter aktivt koordinerer og balanserer ulike hensyn.

Det er mulig å lage flere alternative scenarier for høy og lav kraftpris. Disse kan gi både større og mindre utfallsrom for utviklingen av kraftprisen enn det vi skisserer i vår analyse. Det er samtidig slik at desto mer ekstreme scenarier vi lager, desto lavere blir sannsynligheten for at de inntreffer. Uten

at vi kan tallfeste sannsynligheten gir Høy og Lav et relevant utfallsrom for hva vi kan tenke oss av vedvarende lav og høy kraftpris. Vi presiserer at det vil oppstå kortvarige svingninger som gir større utslag enn hva vi får fram med våre scenarier.

### **3.3 Konservative forutsetninger for Norge i LMA – scenarier for høyere vekst i KSU**

Vi har til en viss grad lagt til grunn konservative forutsetninger for utviklingen i Norge. Dette skyldes at vi skal bruke modelldatasettene fra LMA til blant annet analyser av nettbehovet i og ut av Norge. Da er det lite hensiktsmessig å ha lagt til grunn vesentlige nye nettførsterkninger i utgangspunktet. Videre ønsker vi ikke å sende signaler om fremtidige nettutbygginger uten en større analyseprosess. På den andre siden er det verken realistisk eller praktisk å ha for store ubalanser og udekkede nettbehov i de konkrete datasettene. Basert på dette har vi derfor landet på en form for kompromiss der vi ikke legger til grunn andre forsterkningstiltak enn de som allerede har kommet langt i planleggingen. Unntakene er nettinvesteringer nødvendig for selve tilknytningen, i form av transformatorer og nye stasjoner, samt noen få oppgraderinger av lengre ledninger. Samtidig har vi lagt til grunn en geografisk fordeling av ny produksjon og nytt forbruk som i utgangspunktet gir relativt moderat vekst i nettbehovet. Dette innebærer blant annet lite ny vindkraft i Nord-Norge utover det som nå er vedtatt og under utbygging. Våre konkrete forutsetninger for Norge er dokumentert i kapittel 10.

Vi understreker at vi ikke har som hensikt å underkommunisere fremtidige muligheter og nettbehov. Dette blir imidlertid først og fremst håndtert gjennom områdestudier, konseptvalgutredninger og KSU/NUP-prosessen<sup>6</sup>. Der lager vi gjerne mer radikale scenarier der nettbehovet øker mye som følge av større volum og typisk en annen geografisk fordeling av ny produksjon og nytt forbruk.

---

<sup>6</sup> NVE pålegger Statnett gjennom en egen forskrift å utarbeide en kraftsystemutredning (KSU) for transmisjonsnettet hvert andre år. Statnetts nettutviklingsplan (NUP) er et sammendrag av KSU med vekt på konkrete planer for nettinvesteringer.

*Del II*

## *Globale utviklingstrekk og brenselpriser*

Det norske kraftsystemet er en del av det europeiske kraftsystemet som igjen inngår i et globalt energimarked. Globale trender har derfor stor innvirkning på utviklingen i Europa og i Norge. I denne delen diskuterer vi globale utviklingstrekk, blant annet innen gass- og kullmarkedene, samt teknologiutvikling innen fornybar og lagring.

## 4 Globale utviklingstrekk og teknologikostnader

### 4.1 Globale trender mot grønnere, smartere og mer elektriske samfunn

De fleste analyser av globale energitrender peker på at verden står overfor en fornybar revolusjon der kraftsektoren får en stadig mer sentral rolle. Dette blir nå drevet frem like mye av lavere kostnader og teknologisk utvikling som av klimapolitikk. I IEAs hovedscenarier er det en fordobling av den globale kraftetterspørselen til 2040. Veksten i energietterspørselen er i stor grad konsentrert til Asia. Smartere datasystemer gir mer effektive og fleksible energi- og kraftsystemer. Det er naturlig nok vanskelig å tallfeste hva dette kan gi av muligheter og utfordringer 20 år frem i tid. Vi kan imidlertid slå fast at de globale trendene med stadig mer digitalisering og automatisering vil bety mye for energi- og kraftsektoren, både globalt og i Europa. Sammenlignet med analysene for to år siden er dette i store trekk det samme hovedbildet, men retningen er enda mer tydelig nå.

### 4.2 Utslippene stopper å vokse – oppnår ikke togradermålet med dagens utvikling

Det er stor enighet om at veksten i globale klimagassutslipp vil bremse kraftig opp. Årsaken er en kombinasjon av lavere vekst i energiforbruket, økt energieffektivitet og overgang til teknologier med lavere CO<sub>2</sub>-utslipp. Dessuten er mange land i ferd med å føle konsekvensene av store miljøødeleggelser. Å få bukt med lokale miljøproblemer er en viktig driver for mer bærekraftig vekst som også vil redusere klimagassutslippene.

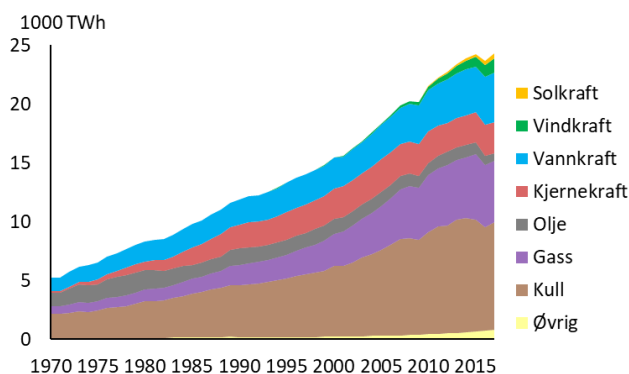
Samtidig er det konsensus om at arbeidet med å redusere klimagassutslipp globalt går for sakte, senest dokumentert i IEAs World Energy Outlook 2018. Etter et par år med nedgang i utslippene, hovedsakelig på grunn av lavere kinesisk vekst, øker klimagassutslippene igjen. Det er dermed liten tvil om at omstillingen må skje mye raskere enn hva det nå ligger an til for å unngå en global temperaturøkning større enn 2 °C innen år 2100. Blant annet må veksten i energietterspørselen bremses og to tredjedeler av global kraftproduksjon være fornybar innen 2040.

### 4.3 Kostnader for solkraft og vindkraft fortsetter å falle

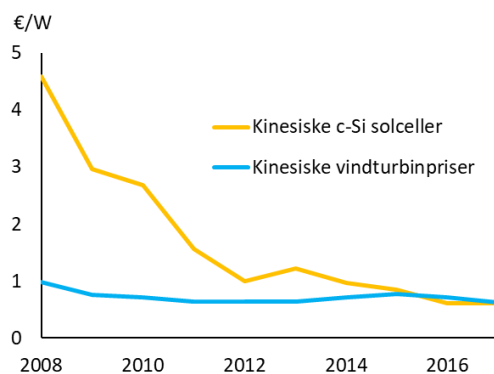
Den globale utbyggingen av fornybar kraftproduksjon har vokst i et høyt tempo. Dette har over mange år gitt fallende kostnader – enda raskere enn selv de mest optimistiske prognosene. Billigere og mer effektiv sol- og vindkraft har igjen gitt et lavere subsidiebehov rundt omkring i verden, og mange steder er nå fornybarteknologiene konkurransedyktige selv uten subsidier. Vindkraft og solkraft står nå for henholdsvis 5 og 2 % av global kraftproduksjon – altså er potensialet for videre vekst stort.

Større volum, flere aktører og økt konkurranse har presset ned prisene i hele verdikjeden. Større og høyere vindturbiner og mer effektive solceller har gitt høyere utnyttelse, samtidig som at materialkostnadene har gått ned. I tillegg til selve teknologiutviklingen har politisk og økonomisk risiko, rentenivå og råvarepriser stor betydning for den totale energikostnaden over levetiden – LCOE (Levelised cost of electricity). Disse faktorene har beveget seg i en retning som har gitt rekordlave kostnader, men dette er trender som er mer usikre på lang sikt.

Stadig flere land tar i bruk anbudskonkurranser for å få i gang investeringer i sol- og vindkraft. Dette sikrer både at de billigste fornybare ressursene blir tatt i bruk og at subsidiebehovet kan bli lavere på sikt. Samtidig reduserer det risikoen for investorene. Budprisene i slike anbudskonkurranser ligger derfor lavere enn LCOE for tilsvarende prosjekter som må ta prisrisiko på egenhånd.



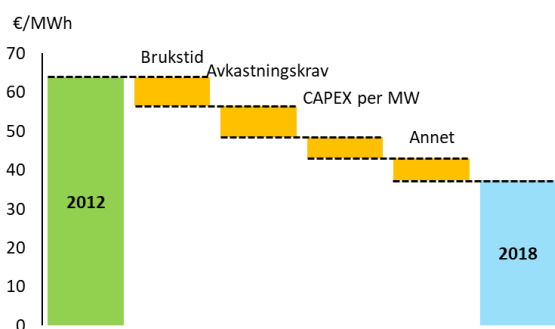
Figur 4-1: Årlig kraftproduksjon globalt fordelt på ulike teknologier. Kilde: IEA/BNEF



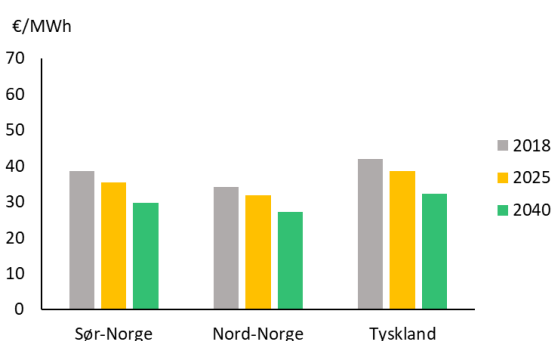
Figur 4-2: Kostnader for solcellemoduler og vindturbiner. Kilde: BNEF

For vindkraft har kostnadene kommet ned mot et nivå som gjør det attraktivt å investere i blant annet nordisk vindkraft. En sterkere kobling til pensjonsfond og andre typer investorer med relativt lave avkastningskrav på grunn av lave lånerenter og lav risiko har gjort dette mulig. Samtidig øker stadig aktørene turbin størrelsen slik at det nå er vanlig med turbiner på rundt 4 MW og rotordiameter på over 100 meter, og denne trenden vil fortsette. Det finnes også planer om å bygge havbaserte turbiner opp mot 12 MW og rotordiameter på over 200 meter. Høyere turbiner betyr også tilgang på høyere vindhastigheter og økt brukstid (antall produserte MWh per år delt på antall MW kapasitet). Brukstiden i våre beregninger varierer mellom 2 000 timer i vindfattige deler av Europa til over 4 000 timer i vindfulle områder, som for eksempel i deler av Finnmark. En videre teknologiutvikling vil kunne øke brukstiden ytterligere.

Kostnadene for havbasert vindkraft har falt enda raskere enn for vindkraft på land. Her foregår det stadig en hurtig teknologiutvikling som gjør det billigere med både flytende og bunnfaste vindturbiner. Havvind har en stor fordel i at det ligger lengre vekk fra befolkede og vernede landområder. Med lavere kostnadsdifferanse mellom vindkraft på land og til havs kan sistnevnte bli valgt oftere.



Figur 4-3: Faktorer som har dratt ned LCOE for landbasert vindkraft i Norge de siste årene

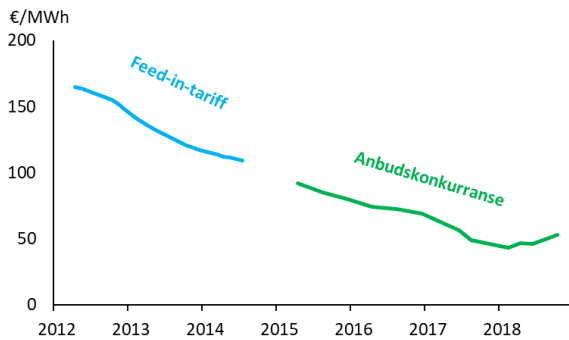


Figur 4-4: Forutsatt LCOE for vindkraft på land i utvalgte områder ifølge våre beregninger<sup>7</sup>

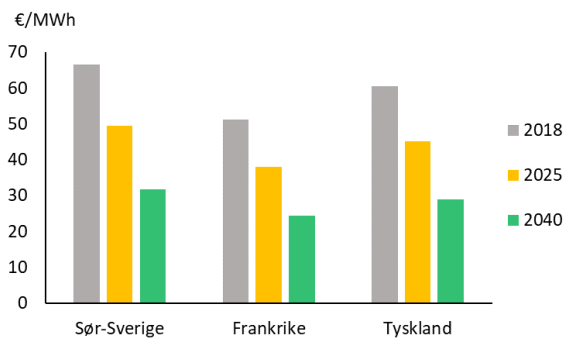
I Tyskland har gjennomsnittlige anbudspriser for solkraft falt med 20 % årlig i gjennomsnitt siden 2012. Virkningsgraden til solcellene vil fortsette å øke, slik at det blir plass til høyere kapasitet for et gitt areal. I tillegg er det fremdeles mye å hente på effektivisering av prosessene fra produksjon av silisium, celler og paneler til montering. Dette forventer vi vil gi en halvering av LCOE til 2040. Storskala solkraft vil

<sup>7</sup> Kostnader for ulike sol- og vindkraftprosjekter varierer stort, men vi bruker tall som representerer normal kostnader for gjennomførte utbyggingsprosjekter.

mange steder i Europa få en lavere LCOE enn vindkraft. Både i Tyskland og Frankrike har solkraft fått mest tilslag i teknologinøytrale anbudskonkurranser.



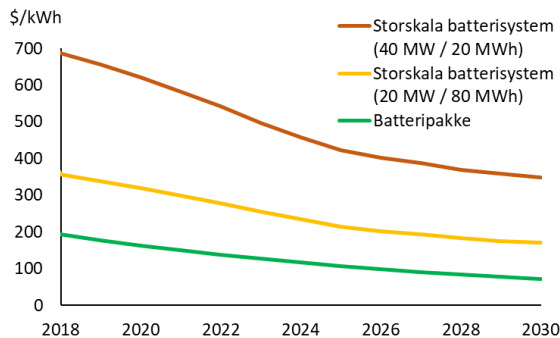
Figur 4-5: Gjennomsnittsprisene på solkraft i Tyskland har falt gjennom støtteordningene



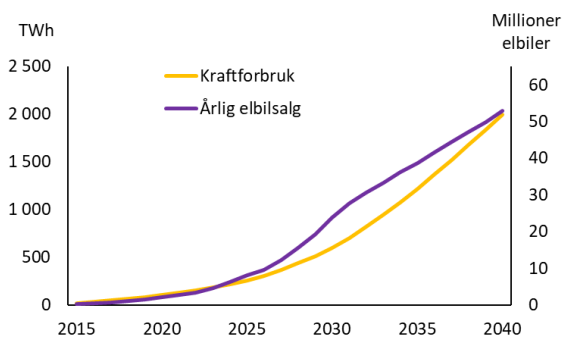
Figur 4-6: Forutsatt LCOE for storskala solkraft i utvalgte områder

#### 4.4 Billigere batterier gir elektrisk transport og mer lagring i kraftsektoren

Bedre og billigere batterier gir flere elektriske kjøretøy på veiene. Høyere energitetthet, lavere kostnad for batteripakkene og støttesystemer er nødvendig for at det skal være mulig å øke antallet elbiler. Større etterspørsel er samtidig mye av årsaken til at vi har hatt og fortsatt forventer fallende kostnader.



Figur 4-7: Investeringskostnader for storskala batterisystem og batteripakke til elbil frem til 2030 basert på prognoser til analyseselskapet Bloomberg New Energy Finance



Figur 4-8: Globalt antall batterielektriske elbiler og kraftforbruk (inkludert plug-in-hybrider) mot 2040 basert på prognoser til BNEF

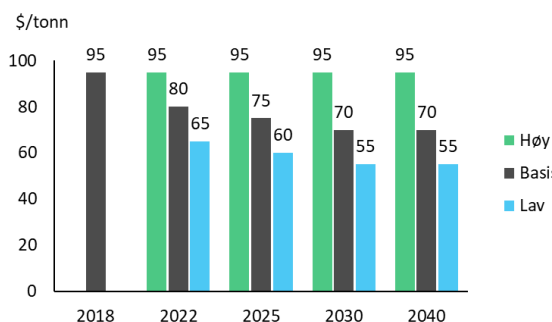
Etter hvert vil det også komme mye batterier i kraftsektoren, i hovedsak for å dekke opp for kortvarige svingninger. For mer storskala lagring i kraftsystemet, for eksempel for å dekke langvarige perioder med enorme overskudd eller underskudd av uregulerbar produksjon, er det mangel på kostnadseffektive lagringsteknologier. Her kan andre teknologier få stor betydning, for eksempel flow-batterier, høytemperatur-batterier og hydrogenlagring.

#### 4.5 Investeringskostnadene for øvrig kraftproduksjon endrer seg lite

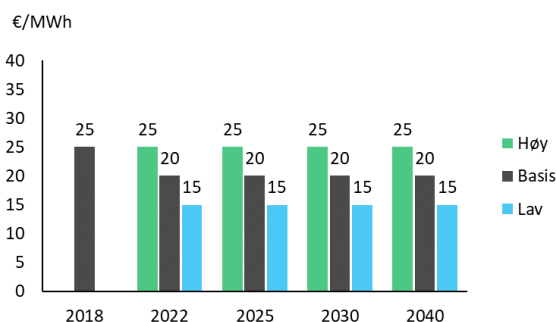
Fornybar kraftproduksjon står for mesteparten av veksten i kraftproduksjon globalt. Likevel blir det fremdeles bygget mange nye kull-, gass- og kjernekraftverk. Sterkt befolkede land med voksende økonomier som Kina og India står for mesteparten av nye kullkraftverk under bygging. Dette til tross for at LCOE for fornybare alternativer ofte er lavere. Nye kjernekraftverk som er under bygging i Europa har blitt kraftig forsinket og langt dyrere enn planlagt. Fossile kraftverks LCOE varierer med brenselprisene (kull, gass og uran) og karbonpriser, mens selve investeringskostnaden har beveget seg lite de siste årene. Det samme gjelder også de fleste typer overføringsteknologi.

## 5 Kull- og gasspriser mot 2040

I vårt forventningsscenario legger vi til grunn en moderat nedgang i prisene på kull og gass de første årene i tråd med prisene i fremtidsmarkedene<sup>8</sup>. Deretter har vi flate priser frem til 2040, der kullprisen er 70 \$/tonn og gassprisen 20 €/MWh. I Høy legger vi til grunn 95 \$/tonn for kull og 25 \$/MWh for gass. I Lav går prisene ned til nivået rundt da vi ga ut vår forrige LMA i 2016 med henholdsvis 5 \$/tonn og 15 €/MWh.



Figur 5-1: Kullpriser i forventningsscenarioet. Alle priser i reelle 2018-tall.



Figur 5-2: Gasspriser i forventningsscenarioet. Alle priser i reelle 2018-tall.

For de nærmeste fem årene er våre forutsetninger basert på fremtidsprisene på kull og gass. På lang sikt, fra 2025 og utover, baserer vi oss på prognoser til ulike analyseselskaper som bruker fundamentale modeller, som for eksempel IHS, IEA, Nena og EIA. Et viktig poeng er at våre prisene i Høy og Lav har den samme tolkningen som prisen i vårt forventningsscenario (Basis). De er ikke tenkt å reflektere topper eller bunner av kortere varighet, men skal være langsiktige likevektspriser. Dette er en viktig presisering som gjør våre scenarier for høye og lave priser mindre sannsynlige enn Basis. I praksis innebærer trolig begge scenarioene at det skjer noe på tilbuds- eller etterspørselssiden som gir en varig ny likevekt. Et eksempel kan være at sterkere konkurranse med andre energikilder gir varig lavere priser på fossile brenslere.

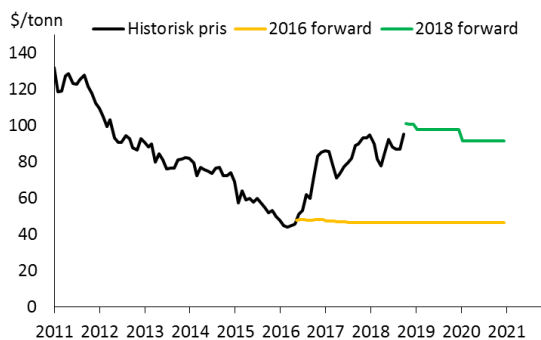
### 5.1 Vi forventer kullpriser rundt 70 \$/tonn etter 2025 – utfallsrom fra 55 til 95 \$/tonn

Kullkraft og dermed prisen på kull er viktig for prisene i det europeiske og nordiske kraftmarkedet. Imidlertid ser vi at kullkraft får en langt mindre rolle i det europeiske markedet i løpet av vår analyseperiode. Spesielt etter 2030 er det relativt få kraftverk igjen i de fleste land i Nord-Europa.

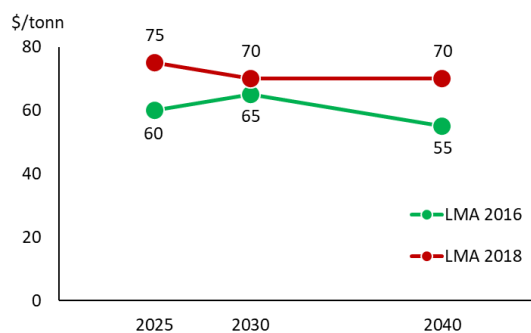
#### Kinesisk politikk og strammere marked har ført til uventet stor prisoppgang

Da vi laget vår forrige LMA for to år siden hadde prisen på kull steget fra rundt 40 \$/tonn i starten av året til ca. 65 \$/tonn. Det var enighet om dette var et mer bærekraftig prisnivå da industrien var preget av flere store konkurser og kraftig fall i investeringene. En del aktører hevdet likevel at kontinuerlig nedgang i etterspørselen ville føre til vedvarende overkapasitet og presse prisen ned igjen. Det var uansett få som forutså prisoppgangen som har vært siden. Europeiske priser har siden 2017 ligget i intervallet 75-95 \$/tonn, med et snitt på godt over 80 \$/tonn. Per november 2018 ligger prisene på ca. 85 \$/tonn. Fremtidsprisene som vi baserer oss på mot 2025 viser en pris på ca. 80 \$/tonn i 2022.

<sup>8</sup> Prisene vi bruker for 2022 er i tråd med prisene slik de ble handlet i slutten av november 2018.



Figur 5-3: Prisutvikling og fremtidskontrakter for kull (API2) i 2016 og september 2018



Figur 5-4: Forutsetninger for kullpriser sammenlignet med forrige Langsiktige markedsanalyse i 2016

Det er flere årsaker til at prisene har økt, men situasjonen i Kina er avgjørende. Kinesiske myndigheter har siden 2016 ført en aktiv politikk for å holde prisene i intervallet 65 \$/tonn til 85 \$/tonn. Motivasjonen for dette er å balansere to motstridende hensyn. På den ene siden prøver man å sikre god inntjening for gruveindustrien samtidig med at prisene for kullkraftverk og tungindustri ikke skal bli for høye. Priser i dette intervallet er sett på som et kompromiss mellom disse to hensynene. Resultatet av politikken har vært lavere innenlandsk produksjon og dermed mer etterspørsel fra Kina inn i det globale markedet. Dette får store konsekvenser da Kina alene står for omtrent 50 % av verdens forbruk.

Utenfor Kina har mer knapphet i markedet internasjonalt og høyere oljepriser forsterket oppgangen. Denne knappheten var hovedsakelig et resultat av at årene med lave priser fra 2011 til 2015 har gitt få investeringer i eksisterende og nye gruver. Samtidig har det vært en moderat, men stabil vekst i det globale forbruket, på tross av nedgang i Europa og USA.

### Mot 2040 peker mange analyser på likevekt i intervallet 60-80 \$/tonn

De fleste prognosene vi har tilgang på legger til grunn en europeisk pris på kull i intervallet 60-80 \$/tonn og er lite endret siden vi ga ut vår forrige analyse i 2016. Prisene i prognosene reflekterer kostnadene med å utvinne kull og levere til det europeiske markedet. I vår siste analyse valgte vi å legge oss i den nedre delen av intervallet fordi prisene hadde vært lave over flere år. Basert på utviklingen de to siste årene har vi valgt å legge oss midt i intervallet, 70 \$/tonn, hele veien til 2040.

Mer aktiv klimapolitikk er på sikt en trussel mot forbruket av kull. Lavere etterspørsel vil gi overkapasitet i markedet og lave priser. På sikt vil dette også gi mindre tilbud fordi investeringene stopper opp, slik vi så i nedgangsperioden fram til 2016. Det er derfor ikke opplagt at prisene blir så mye lavere i et scenario stadig nedgang i kullforbruket.

## 5.2 Vi forventer gasspriser på rundt 20 €/MWh – utfallsrom på 15-25 €/MWh

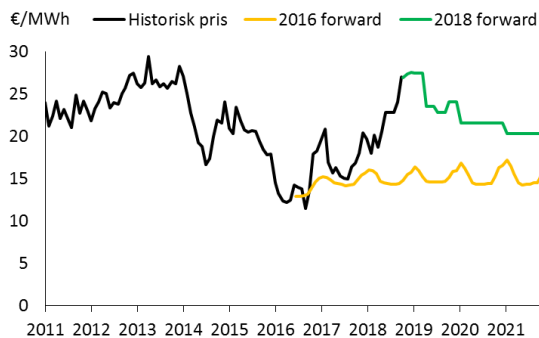
Gasskraft har de siste 8-10 årene hatt en varierende rolle i Nord-Europa. I perioden med mye overkapasitet i kraftmarkedet og høye priser relativt til kull, ble kraftverkene i mange land kun startet i et fåtall timer i året. Unntaket var i Nederland og Storbritannia der gasskraft utgjør en langt større andel av kapasitetsmiksen. Noe nedleggelse av kullkraft og kjernekraft, samt mer konkurranse-dyktighet mot kull, har ført gasskraft tilbake igjen i det tyske kraftmarkedet. På sikt tror vi massiv nedleggelse av både kull- og kjernekraft i mange land gjør gasskraft til den viktigste prissettende teknologien.

### Uventet prisoppgang de siste to årene - Europa venter fortsatt på amerikansk LNG

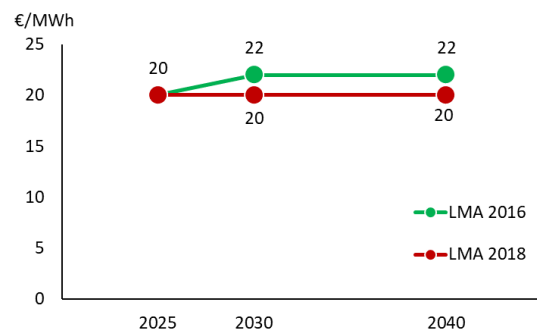
I gassmarkedene har det lenge vært spådd et stort overskudd på LNG. Fra ca. 2015 har flere analytikere ment at dette vil redusere prisene i Europa ned mot amerikansk nivå fratrukket kostnader knyttet til transport, spesielt om sommeren når forbruket er lavt. Likevel har ikke dette skjedd. Prisene har i



stedet økt vesentlig siden 2016 til tross for rekordstor eksport av russisk gass til Europa. Per i dag ligger gassprisene på rundt 25 €/MWh mens prisene lå på rundt 16 €/MWh i 2016. Fremtidsprisene viser en synkende trent mot 20 €/MWh til 2022, men dette er fortsatt langt over fremtidsprisene slik de var da vår forrige markedsanalyse kom ut.



Figur 5-5: Prisutvikling og fremtidskontrakter for gass (TTF) i 2016 og september 2018



Figur 5-6: Forutsetninger for gasspriser sammenlignet med forrige Langsiktige markedsanalyse i 2016

Flere peker på tre grunner til at prisene har økt til tross for spådommer om det motsatte. For det første har forbruket i Kina og Sør-Korea vokst raskere enn ventet. For det andre har produksjonen i Asia og Amerika vært lavere enn spådd. Dessuten har det globale forbruket vært høyt på grunn av kaldere vær enn normalt. Imidlertid fortsetter den globale LNG-kapasiteten å øke mye de neste årene. Derfor er det flere som fortsatt forventer at vi kan gå inn i en periode der prisene blir langt lavere enn markedet indikerer. Dette danner bakteppe for det lave scenarioet mot 2025.

Likevel har de fleste nedjustert både størrelsen og varigheten på LNG-overskuddet. Noen har også begynt å tvile på om det i det hele tatt kommer et overskudd. Kombinert med fortsatt høye kull- og oljepriser kan dette gi høye gasspriser i Europa. Det er dermed stor usikkerhet rundt nivået på gassprisene de neste årene.

### Europa blir mer importavhengig – prisene er ventet å ligge nær de fulle kostnader med ny LNG

Når det gjelder utviklingen av prisene på gass i Europa peker mange eksterne analyser på at følgende punkter vil ha betydning:

- Lavere produksjon lokalt gjør Europa stadig mer avhengig av import, selv om forbruket er forventet å være stabilt eller gå noe ned.
- Trenden mot et mer integrert globalt gassmarked, med større konkurranse og mer innslag av LNG fortsetter. Dette bidrar blant annet til en ytterligere nedgang i koblingen mot oljeprisen.
- Russlands strategi og respons på mer konkurranse fra LNG.

I vår forrige LMA-rapport argumenterte vi for at gassprisen i Europa trolig ville ligge nært opp mot fulle kostnader med LNG-leveranser fra USA. Dette inkluderer investeringer i LNG-anlegg, prisen på gass i det amerikanske markedet og frakt til Europa. Vi mener det samme nå, og prisen på 20 €/MWh er omtrent på samme nivå som sist. Den lille nedgangen på 2 €/MWh begrunner vi i at enda større konkurranse fra fornybar kraftproduksjon demper oppsiden på forbruk globalt. Dette gir større press på å holde kostnadene i gassektoren nede. Høyere amerikanske gasspriser etter hvert som de billigste skifergassressursene er utnyttet trekker i motsatt retning, og er en viktig driver i høyprisscenarioet. De viktigste faktorene i lavprisscenarioet er at ny teknologi gir lavere utvinningskostnader, mer og billigere gass fra Russland og at det blir et mer langvarig overskudd av LNG helt til 2030.

## *Del III*

# *Det europeiske kraftmarkedet*

I denne delen fokuserer vi på utviklingen av markedet og kraftsystemene på kontinentet og i Storbritannia. Vi drøfter hovedtrekk ved EUs energi- og klimapolitikk, nasjonal politikk i viktige land og sentrale virkemidler. Videre går vi gjennom våre forutsetninger for utviklingen innen forbruk, produksjon, fleksibilitet og nett. Til slutt presenterer vi vår prognose for kraftpriser i Basis, samt utfallsrommet gitt av Høy og Lav. Disse prisene er av stor betydning for utviklingen i det nordiske kraftmarkedet, som vi også ser videre på i Del IV.

## 6 Utviklingstrekk og forutsetninger Europa

Vi forutsetter at fornybare kilder står for 73 % av kraftproduksjonen i våre modellerte europeiske land (EU11<sup>9</sup>) i 2040. Årsaken er stadig lavere kostnader for ny sol- og vindkraft og en mer ambisiøs klimapolitikk. Vi forventer også et noe sterkere bidrag gjennom høyere priser på CO<sub>2</sub>-kvoter.

På samme måte som ved forrige analyse finner vi at overgangen til et kraftsystem der sol- og vindkraft er de dominerende teknologiene forutsetter store mengder ny fleksibilitet. På forbrukssiden forventer vi at økt elektrifisering innen transport og oppvarming bidrar til forbruksvekst.

Til tross for at vi til 2040 forventer langt lavere CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftsektoren, og at kraftsektoren bidrar til kutt i andre sektorer, er det fortsatt langt igjen til EUs klimamål på lang sikt.

### 6.1 Energi- og klimapolitikken gir en klar retning mot mer fornybar og mindre utslipp

#### EU har justert opp sine klimamål for 2030 og arbeider med et nytt veikart mot 2050

EU har flere ulike mål i sin energipolitikk. De viktigste er å bidra til reduserte klimagassutslipp, forbedre energi- og forsynings sikkerheten, redusere energikostnadene og bidra til økt verdiskaping. Politikken går i stor grad ut på å balansere ulike hensyn, og målene kan derfor være delvis motstridende. Høsten 2014 vedtok EU konkrete klimamål for 2030. I løpet av 2018 er disse delvis oppjustert:

- 40 % kutt i de totale CO<sub>2</sub>-utslippene sammenlignet med 1990
- 32 % fornybarandel av samlet energiforbruk, opp fra 27 % i 2014
- 32,5 % energieffektivisering, opp fra 27 % i 2014
- 40 % kutt i CO<sub>2</sub>-utslipp fra lette kjøretøy

Målene er bindende på EU-nivå, men den konkrete politikken er fortsatt under utvikling, både på EU-nivå og i de enkelte medlemslandene. Mye av dette skjer gjennom arbeidet med den såkalte Vinterpakken. I tillegg er det gjort endelige vedtak om reformer av EUs kvotemarked, som vi drøfter nærmere i kapittel 6.2. Et annet konkret tiltak er vedtatte innstramminger i Industrial Emissions Directive. Direktivet setter krav til reduserte partikkelutslipp fra blant annet kraftverk. Våren 2017 vedtok EUs medlemsland et tilleggskrav om bruk av «beste tilgjengelige teknologi» innen 2021. De fleste europeiske kullkraftverk må dermed investere i renseteknologi for å kunne fortsette. I mange tilfeller vil dette koste for mye og direktivet vil trolig bidra til at mange kraftverk legger ned.

Målet om 40 % kutt i CO<sub>2</sub>-utslipp fra lette kjøretøy innen 2030 vil, i kombinasjon med overgangen til en ny og mer realistisk testsyklus for nye biler (WLTP), presse europeiske bilprodusenter til å utvikle og produsere flere elektriske biler tidligere enn de ellers ville gjort. Stadig bedre og billigere batterier bidrar også, i tillegg til at utviklingen av mer effektive forbrenningsmotorer har flatet ut.

EU har per i dag ikke noe bindende politikk for ytterligere utslippskutt, energieffektivisering og fornybarutbygging til 2040 og 2050. I 2011 ble imidlertid et ikke-bindende veikart for utviklingen frem til 2050 vedtatt. Her er det satt et overordnet mål om 80 % utslippskutt innen 2050, og indikerte at kraftsektoren bør være tilnærmet utslippsfri i 2040. I tillegg ga EU-landene i 2015 sin tilslutning til Parisavtalen. Tidligere i år ble EU-kommisjonen bedt om å utarbeide et forslag til oppdatert strategi for langsiktige utslippsreduksjoner i tråd med Parisavtalens mål. Kommisjonen vil legge frem dette i starten av 2019. Samlet sett er det dermed all grunn til å tro at det blir satt konkrete og bindende mål på EU-nivå for veien videre etter 2030. Hvor langt og fort dette går er usikkert. Vi mener det virker lite realistisk å ha en helt utslippsfri europeisk kraftsektor allerede til 2040.

---

<sup>9</sup> Tyskland, Frankrike, Nederland, Belgia, Storbritannia, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits og Italia

## Mer tydelige nasjonale klimamål og planer om utfasing av kull- og kjernekraft

De fleste land har en politikk som bygger opp om EUs overordnede mål og har langsiktige mål om store utslippsreduksjoner til 2040-50. Samtidig er det store ulikheter i ambisjonsnivå mellom ulike land og interessegrupper. Landene i nord og vest er generelt mest for store utslippskutt og rask fornybarutbygging. Polen og flere av de østeuropeiske landene står for den sterkeste motstanden. Økonomi og behovet for å skape arbeidsplasser er sentrale argumenter, både blant dem som ønsker en raskere omstilling eller ikke. Selv om det tidvis er sprikende signaler, er hovedtrenden at det også på nasjonalt nivå blir stadig mer ambisiøse mål og tiltak.

I mange land har det kommet nasjonale mål for når siste kullkraftverk skal tas ut av drift: Frankrike (2022), Storbritannia (2025), Italia (2025), Østerrike (2025) og Nederland (2030). Også i Tyskland, der kull og lignitt i dag dekker nærmere 40 % av landets kraftproduksjon, har diskusjonen dreid over fra om de skal fase ut kullkraft til hvordan dette best kan gjøres. I Polen er det derimot ikke noe politisk mål å fase ut kullkraft. Mange polske kullkraftverk vil likevel fase ut, blant annet på grunn av alder, høye reinvesteringstkostnader og billigere sol- og vindkraft.

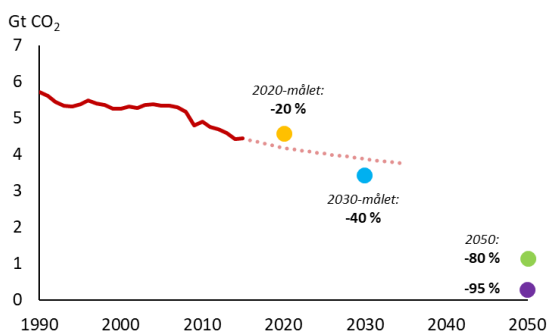
Kjernekraft er en av få produksjonsteknologier som kan produsere jevnt uten utslipp av klimagasser. Utfordringer med langvarig lagring av atomavfall, risiko for nedsmelting og høye kostnader gjør at få land satser på kjernekraft. Tyskland har vedtatt å legge ned alle sine kjernekraftverk innen 2022. Videre vil Belgia, Sveits og Sverige fase ut alle sine reaktorer i løpet av de neste 20-30 årene. Selv om det kommer nye reaktorer i Storbritannia, Finland og Polen tilsier både politiske mål og økonomiske faktorer at vi samlet sett får en betydelig reduksjon i europeisk kjernekraft til 2040.

## Vi legger til grunn at målene til 2030 blir oppnådd og at det blir en aktiv politikk videre til 2040

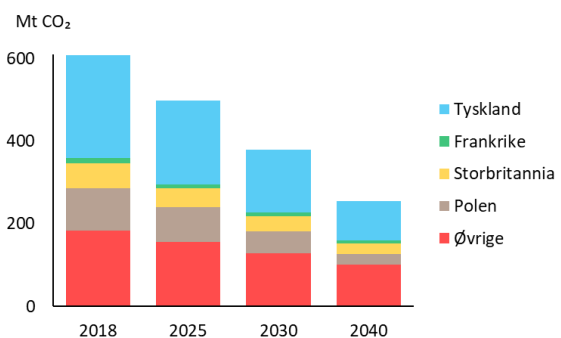
I våre scenarier forutsetter vi at EU-landene, og Storbritannia, når de nye målene for 2030. Videre forventer vi at klimapolitikken strammes til mot 2040, men på et mer moderat nivå enn hva EUs veikart til 2050 tilsier. I våre simuleringer for kraftsektoren fører dette til en rask fornybarovergang:

- Utslippene går ned med ca. 60 % til 2030 og over 70 % til 2040, sammenlignet med i dag<sup>10</sup>
- Fornybarandelen øker fra 33 % i 2018 til 73 % i 2040

Vi forventer store utslippskutt og mye mer fornybar kraftproduksjon i alle land, men at endringen er størst i Nord- og Vest-Europa. Samtidig understreker vi at det er en betydelig usikkerhet både rundt utslippsreduksjoner, fornybarandel og fordelingen av disse mellom de ulike europeiske landene.



Figur 6-1: CO<sub>2</sub>-utslipp omfattet av EU ETS siden 1990 og EUs målsetninger



Figur 6-2: Simulerte CO<sub>2</sub>-utslipp i kraftsektoren frem til 2040. Nedgangen er noe raskere enn i LMA 2016.

<sup>10</sup> Gjelder for områdene som er dekket av vår markedsmodell BID (EU11).

## 6.2 EU ETS blir et viktigere virkemiddel, men fortsatt moderat pris i forventning

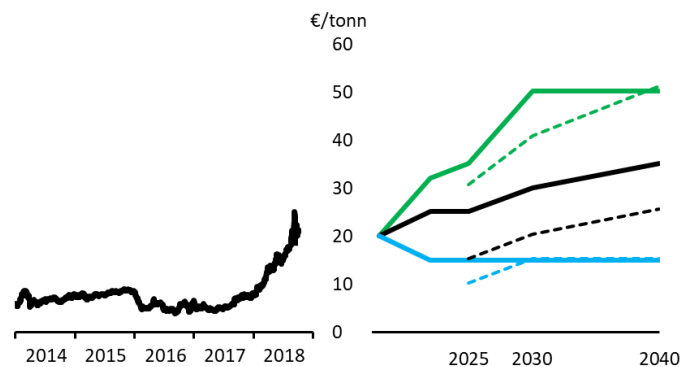
Hvordan EU utformer og vektlegger ulike virkemidler for å nå de forskjellige målene innen energi- og klimapolitikken har stor betydning for den langsiktige markedsutviklingen. Her forventer vi at praksisen med å bruke flere virkemidler i kombinasjon blir videreført:

- Ulike utslippsreguleringer og forbud presser ut eksisterende kullkraftverk og hindrer nybygg
- Subsidier og garantier bidrar til videre utbygging av fornybar produksjon
- Energieffektivisering kommer både gjennom subsidier, ulike krav og andre reguleringer
- EUs kvotemarked, ETS, bidrar til endring gjennom å sette et tak og en pris på utslipp

Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er en av de viktigste faktorene som påvirker kraftprisene, både på kontinentet og i Norden. Den er samtidig en stor usikkerhetsfaktor, blant annet som følge av samspillet med de andre virkemidlene i klimapolitikken, de langsiktige klimamålene og de fremtidige prisene på kull og gass. I tillegg er det usikkert hvordan teknologisk utvikling påvirker hva det faktisk vil koste å kutte utslipp på lengre sikt i andre sektorer omfattet av ETS, i eksempelvis innen industri og luftfart.

Til tross for mye usikkerhet ser ETS nå ut til å bli et mer sentralt virkemiddel enn hva det lå an til bare for noen få år siden. EU har nå gjort vedtak om å redusere det årlige kvotetaket med 2,2 % og opprette en markedsstabilitetsreserve (MSR) som i løpet av få år vil flytte det meste av det akkumulerte overskuddet over i reserven. Den endelige reformen er tilnærmet uforandret fra slik vi beskrev den i vår forrige markedsanalyserapport, med et viktig unntak. I 2023 vil det akkumulerte overskuddet i MSR utover det tildelte volumet i 2022 bli slettet. På sikt kan dette stramme til markedet vesentlig.

I løpet av det siste halvannet året har ETS-prisen økt fra rundt 5 til 20 €/tonn. Denne prisøkningen har kommet overraskende på markedet. Eksterne analyser indikerer at det vil bli større etterspørsel enn tildeling av nye kvoter i årene med dobbel overføring til MSR, det vil si fra 2019 til 2023, og at dette er noe av årsaken. I markedet er det imidlertid mange kvoter på lager og samlet sett er det fortsatt mange år frem før markedet kommer i reelt underskudd. Flere finansielle aktører i markedet og mer tillit til hele ETS-systemet blir også pekt på som mulige årsaker til prisveksten.



Figur 6-3: Forutsetninger om prisutvikling innen EU ETS for Lav, Basis og Høy. Stiplede linjer viser forutsetningene i forrige LMA.

Endelige reformvedtak, utsikter til strengere klimamål og det siste årets prisvekst gjør det mindre sannsynlig med varig lave kvotepriser utover på 2020- og 2030-tallet. Videre peker de fleste eksterne analyserapporter på at kostnadene ved ytterligere utslippskutt øker etter hvert som de billigste tiltakene er gjennomført. Dette tilsier et prispress oppover etter 2030. Samtidig vil ikke markedet komme i reelt underskudd på mange år og vi tror fortsatt at det er en grense for hvor høyt kvoteprisen kan gå av hensyn til omfordelingseffekter og ønsker om fortsatt bruk av flere virkemidler. I vårt forventningsscenario legger vi derfor til grunn en moderat prisvekst til 2040, til et noe høyere nivå enn

i forrige analyse. Scenarioene Høy og Lav er noe justert de første årene, men uforandret i 2040. For Storbritannia antar vi en total karbonpris for kraftprodusentene på 38 og 30 €/tonn for henholdsvis Basis 2022 og 2025. Fra og med 2030 antar vi lik karbonpris i alle områder.

### 6.3 Omleggingen av det europeiske kraftsystemet blir mer teknologidrevet

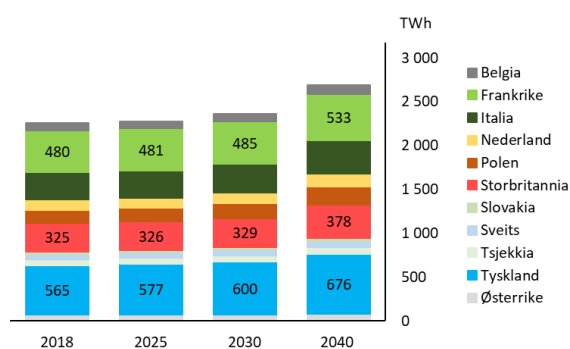
Den positive teknologi- og kostnadsutviklingen innen blant annet vindkraft, solkraft og batterier betyr stadig mer for utviklingen av det europeiske kraftsystemet. Dette ser ut til å forsterke seg mot 2030 og 2040. Teknologisk utvikling og fallende kostnader gjør det billigere å redusere utslippene av klimagasser. Dermed blir det behov for mindre hjelp i form av regulering, subsidier og avgifter for å oppnå den ønskede utviklingen. I mange tilfeller vil dette gå mer av seg selv uten særlig påvirkning fra myndighetene. Eksempelvis vil de fleste velge en elbil den dagen disse bilene blir både billigere og bedre enn alternativet. Det samme gjelder i mange tilfeller for utbygging av sol- og vindkraft.

Lavere kostnader og muligheter til å kunne opprettholde samme funksjon gjør det lettere å heve ambisjonsnivået i klimapolitikken. Den teknologiske utviklingen bidrar dermed til å gjøre de politiske målene om store utslippskutt og mye høyere fornybarandel mer realistiske.

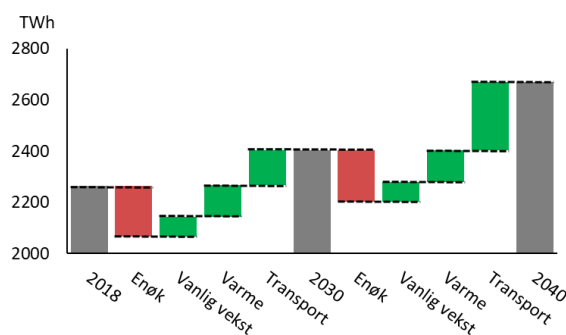
### 6.4 Mer elektrifisering gir europeisk forbruksvekst

I vårt forventningsscenario legger vi til grunn en samlet vekst i det kontinentale og britiske kraftforbruket på 20 % frem til 2040. Dette er omtrent på samme nivå som i vår forrige analyse fra 2016. To tredjedeler av veksten skjer etter 2030. Dette er i hovedsak drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Energieffektivisering trekker i motsatt retning, men vi forventer at dette ikke er nok til å hindre forbruksvekst. I Basis øker det samlede årsforbruket til rundt 2 700 TWh i 2040 i områdene som dekkes av BID-modellen (EU11). I Tyskland forutsetter vi en forbruksøkning på 6 % frem til 2030, og deretter ytterligere 13 % til 2040.

Forbruket til industri har beveget seg lite de siste årene. På lang sikt vil trolig etterspørselen etter metall- og kjemiindustri fremdeles holde forbruket oppe, samt nye industrier slik som datalagring og dataprosessering. Vekst innen datasentre er svært usikkert, men en økning fra i dag er sannsynlig.



Figur 6-4: Forbruksutvikling per land i Basis

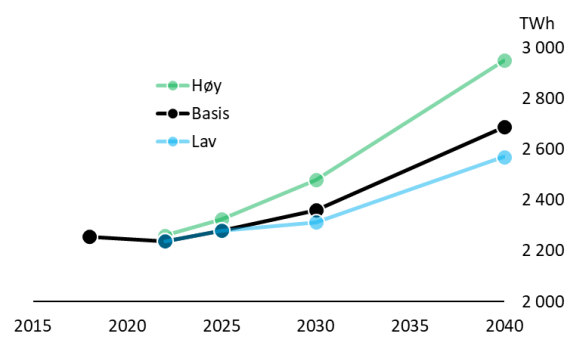
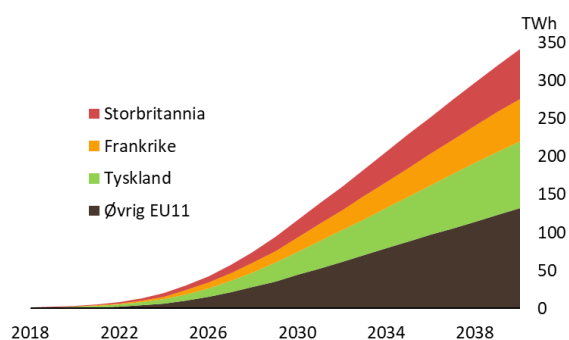


Figur 6-5: Årsaker til vekst i kraftforbruk i EU11 2018-2030 og 2030-2040

Elektrifisering fremstår i dag som det beste alternativet for å nå målene om reduserte klimagassutslipp innen transportsektoren. Elbiler blir stadig billigere i forhold til konvensjonelle personbiler. Videre fremover forventer vi at kombinasjonen av en rask utvikling innenfor batteriteknologi og politiske tiltak som favoriserer elbiler vil gjøre det lønnsomt å velge elektrisk innen få år. Vi forutsetter at andelen elbiler av lette kjøretøy på veiene i våre modellerte europeiske områder vil øke til rundt 60 % i 2040. Dette tilsvarer rundt 340 TWh kraftforbruk. I tillegg forutsetter vi en betydelig elektrifisering av blant

annet varebiler, busser og ferger. For tyngre kjøretøy og langdistansetransport vil batterielektriske kjøretøy være mindre egnet. Det samme gjelder for mye av skipstrafikken. Her legger vi ikke til grunn samme vekst i kraftforbruket.

Europeisk varmeproduksjon er en vesentlig kilde til CO<sub>2</sub>-utslipp. Vi forventer derfor økt bruk av kraft til oppvarming. Dette vil skje både gjennom varmepumper og gjennom bruk av direkte elektrisk oppvarming i fjernvarmeanlegg i perioder med lave kraftpriser. Det er også sannsynlig at vi kan se økt bruk av direkte oppvarming av bygg. Selv om langt fra all europeisk oppvarming er elektrisk innen 2040, gir dette et bidrag til vekst i kraftforbruket.

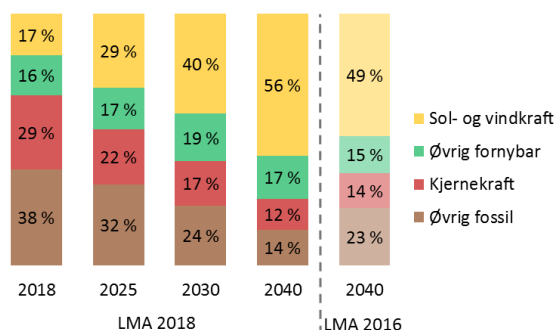


Figur 6-6: Forutsatt transportforbruk fra elbiler i EU11    Figur 6-7: Forbruksutvikling i EU11 i Lav, Basis og Høy.

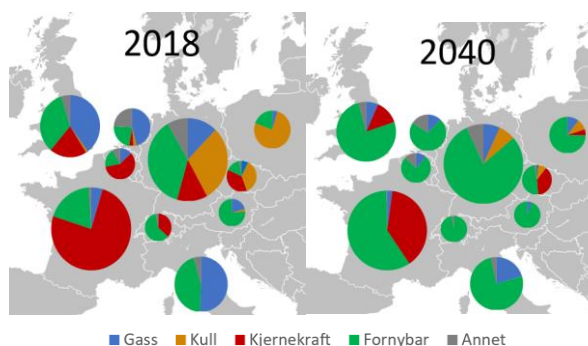
Selv om det er liten tvil om at det både er nødvendig og effektivt å elektrifisere andre sektorer for å kunne nå de overordnede klimamålene, er det mye usikkerhet knyttet til hvor fort og tidlig dette vil skje. I scenarioene Høy og Lav fanger vi opp deler av denne usikkerheten. I Høy er det sterkere grad av elektrifisering. Dette gir et samlet årsforbruk målt i energi som er 10 % høyere enn i Basis i 2040. I Lav har vi motsatt effekt og 5 % lavere forbruk når vi kommer til 2040 enn i Basis. Samtidig har alle de tre scenarioene forbruksvekst til 2040.

## 6.5 Sol- og vindkraft erstatter termisk produksjon på kontinentet og i Storbritannia

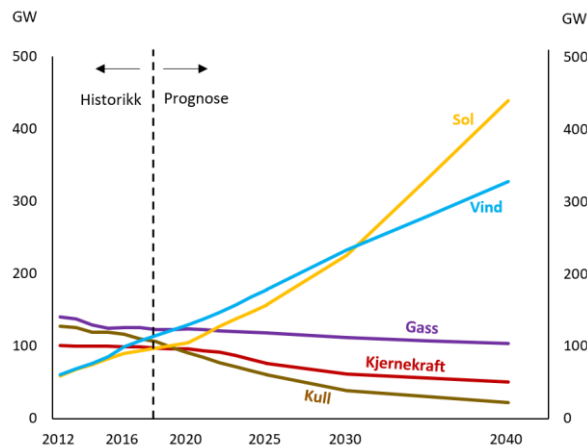
Vi forventer store endringer i kapasitets og produksjonsmiksen på kontinentet og i Storbritannia mot 2040. I området dekket av vår modell, EU11, forutsetter vi at andelen fornybar kraftproduksjon øker fra 33 % i dag til 73 % i 2040, opp fra 65 % i vår forrige markedsanalyse. Mesteparten av dette består av sol- og vindkraft. Samtidig forventer vi en halvering av kjernekraftkapasiteten og at tre fjerdedeler av kullkraftkapasiteten er lagt ned.



Figur 6-8: Produksjonsmikser i EU11



Figur 6-9: Simulert produksjon fordelt på kraftverkstype for europeiske land i 2018 og Basis 2040



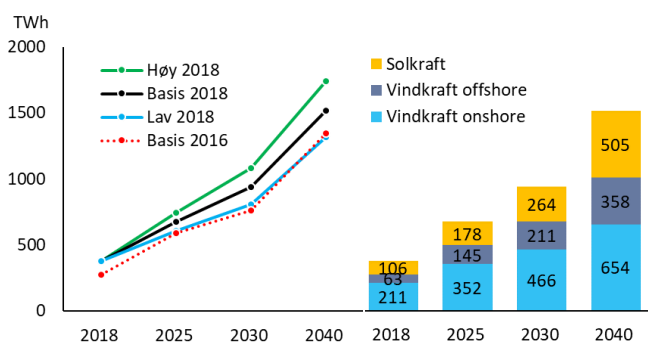
Figur 6-10: Kapasitet fra utvalgte kraftverksteknologier mot 2040 i EU11

### Sol- og vindkraft blir de store vinnerne

I LMA 2016 skrev vi at sol- og vindkraft fremsto som de store vinnerne i konkurransen om å kunne tilby utslippsfri produksjon. Dette har forsterket seg siden da. I Basis 2040 har vi i overkant av 1 000 TWh vindkraft og 500 TWh solkraft i EU11. Disse utgjør 56 % av samlet årsproduksjon. Noe av dette kan med våre forutsetninger bygges uten subsidier. Dette gjelder særlig i perioden rundt 2025-2030. I denne perioden gir kombinasjonen av økt CO<sub>2</sub>-pris, lavere kostnader og fortsatt høy oppnådd kraftpris noe lønnsomhet uten subsidier flere steder.

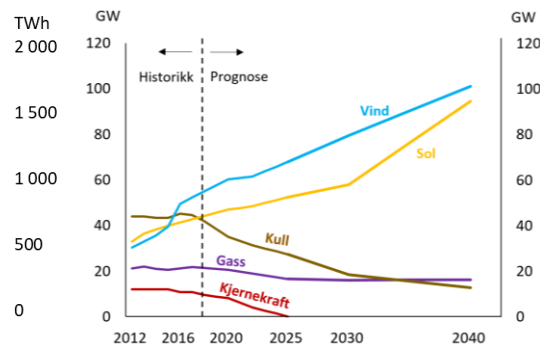
Mesteparten av utbyggingen frem mot 2040 vil imidlertid ha behov for subsidier og garantier. Selv om LCOE synker i hele perioden mot 2040 faller den vektete prisen til sol- og vindkraft like raskt som følge av en stadig større markedsandel. Dette kan gjøre at andelen fornybar produksjon vokser saktere. Vi forventer imidlertid at behovet for å redusere utslipp av klimagasser vinner frem, selv om det krever fortsatt bruk av ulike støtteordninger.

Våre scenarier Høy og Lav gir et utfallsrom også for fornybarutbygging. I Høy gir høye brensel- og CO<sub>2</sub>-priser gode vilkår for markedsdrevet utbygging av sol- og vindkraft. I Lav må subsidier sørge for å oppfylle målene i EUs energi- og klimapolitikk.



Figur 6-11: Produksjon fra sol- og vindkraft i EU11

Figur 6-12: Fordeling av sol- og vindkraft i EU11 i Basis



Figur 6-13: Kapasitetsutvikling i Tyskland i Basis for utvalgte kraftverkstyper

### Termiske kraftverk tvinges ut av markedet

Vi forventer en stadig lavere andel kull-, gass- og kjernekraftverk hele veien frem til 2040. Lavere produksjon skyldes både nedbygging av installert kapasitet og lavere brukstid som følge av mer sol- og



vindkraft. De viktigste driverne for nedleggelsene er strengere reguleringer for partikkelutslipp, høyere CO<sub>2</sub>-priser, at kraftverkene når sin tekniske levealder, og liten og usikker inntjening.

Etter 2030 vil kun et fåtall land i Europa beholde kullkraft. I våre scenarier akselererer nedgangen mot 2025. Etter 2030 blir det imidlertid i våre modellsimuleringer mer krevende å erstatte disse med uregulerbare kilder, men noe vil trolig bli erstattet av fleksible gasskraftverk. I Storbritannia og Polen blir kull lagt ned samtidig som ny kjernekraft blir bygget. Konvertering fra kull til biodrivstoff er også et aktuelt alternativ for å kunne kutte de siste kullkraftverkene uten at det går på bekostning av forsyningssikkerheten. Vi forutsetter ingen nye kullkraftverk utover de få som er under bygging.

Mot 2040 blir det i våre scenarier lønnsomt å bygge fleksible gassturbiner (OCGT) med lav brukstid. Disse får store deler av sine inntekter når det oppstår lengre perioder med lite europeisk sol- og vindkraftproduksjon. Spørsmålet blir om noen land vil beholde kull- eller kjernekraft lengre for å unngå bygging av nye gasskraftverk.

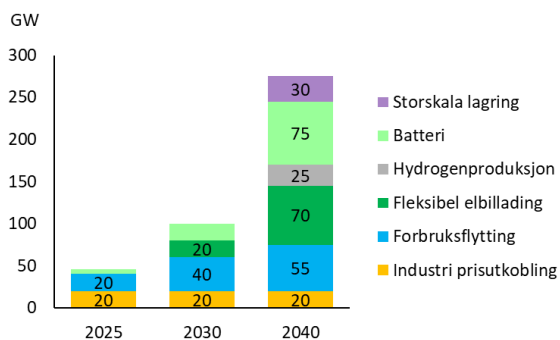
## 6.6 Strammere effektbalanse – stor vekst innen fleksibilitet

For å håndtere overgangen til et mer uregulerbart kraftsystem må det være noe som kan balansere svingningene mellom høy og lav residuallast. Derfor forutsetter vi økt bruk av og investeringer i en rekke typer fleksibilitet:

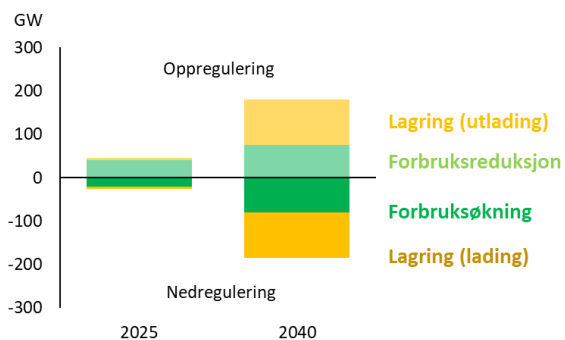
- **Forbruksflytting** – skifter forbruket vekk fra høypristimer til lavpristimer som ligger nært i tid uten å endre det totale årsforbruket, for eksempel elbillading eller styring av øvrig forbruk
- **Forbruksreduksjon** – forbruk som er følsomt for høye kraftpriser gir mindre anstrengte situasjoner når prisene går langt over normalen
- **Forbruksøkning (P2X)** – effektoverskudd kan gå til å kjøre prosesser som bruker kraft til varme (P2H), kraft til gass (P2G) og kraft til væske (P2L). Eksempler kan være elkjeler, varmepumper, hydrogenproduksjon eller produksjon av syntetiske drivstoff
- **Batterilagring** – lader seg opp i lavpristimer og lader ut i høypristimer for å utnytte prisforskjeller innenfor noen timer
- **Storskala lagring** – energilagring med ulike mulige teknologier som kan dekke opp langvarige underskudd ved å lagre energi i overskuddsperioder
- **Dieselaggregater** – produserer kraft i timer med svært høye kraftpriser

Disse kommer selvsagt i tillegg til den innebygde fleksibiliteten fra gass-, kull- og kjernekraftverk samt uregulerbare produsenters evne til å nedregulere. Mengdene og modelleringen av fleksibilitet i våre datasett bygger på våre analyser fra blant annet Energy Only Market og Langsiktig markedsanalyse 2016. Vi har likevel gjort noen justeringer, blant annet som følge av større vekst i andelen fornybar produksjon og lavere kostnader for lagring. I Basis er mengden batterier større enn sist hele veien mot 2040 og i 2040 har vi lagt til mer forbruk med evne til å øke uttaket i timer med ekstra lave kraftpriser.

Evnen til forbruksøkning blir mot 2040 like betydelig som potensialet for forbruksreduksjon etter hvert som hydrogenproduksjon eller lignende kan bli en viktig del av kraftmarkedet. Mens maksforbruket i utgangspunktet er på 428 GW i 2040 i området dekket av vår modell, EU11, viser simuleringer med forbrukerfleksibilitet at maksforbruket kommer opp i 486 GW ved kortvarig lave priser under høylastperioder.



Figur 6-14: Total kapasitet innen forbrukerfleksibilitet og lagring i EU11



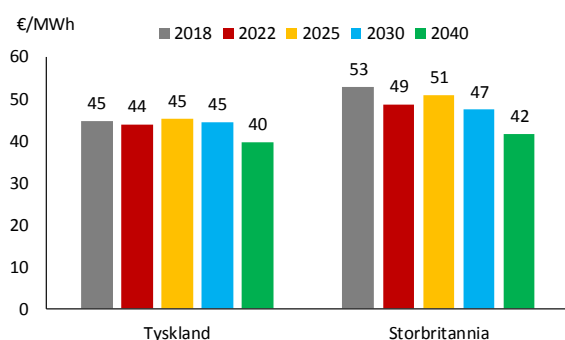
Figur 6-15: Kapasitet for opp- og nedregulering fra forbrukerfleksibilitet og lagring

Nettet er også en viktig kilde til fleksibilitet, og våre forutsetninger for Europa er basert på ENTSO-Es nettutviklingsplan (TYNDP). Vår modellering av det europeiske nettet er svært forenklet, men gir et grovt bilde over de viktigste transportkanalene. Økt overføringskapasitet er viktig for å integrere større mengder uregulerbar produksjon, og dette demper økningen i prisforskjeller noe.

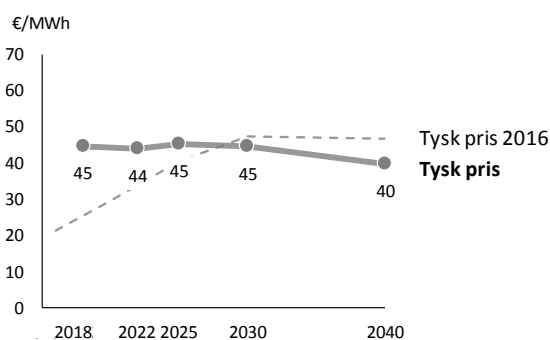
## 7 Europeiske kraftpriser i forventning

Vi forventer at kraftprisene på kontinentet holder seg på omtrent samme prisnivå som i dag til 2030. Stadig mer sol- og vindkraft presser deretter ned prisene mot 2040. I Storbritannia gir vårt Basis-scenario en svak nedgang til 2030, men prisene ligger fortsatt noe høyere enn i Tyskland. Videre til 2040 trekker sol- og vindkraft ned snittprisene også her.

Viktigere enn snittprisen over året er at vi ser et annerledes prisbilde med mye mer variasjon, der forbruk og lagring spiller en langt større rolle i markedet enn i dag. Disse vil være spesielt viktige i perioden mellom november og mars. Vi ser også at prismønsteret i større grad er drevet av variasjoner i vind, mens batterier og annen mer kortvarig fleksibilitet bidrar til stabile priser over døgnet. Samtidig har gasskraft en helt sentral rolle i kraftmarkedet. Selv i 2040 er gasskraft prissettende i nesten 50 % av tiden på tross av at de står for under 15 % av kraftproduksjonen over året.



Figur 7-1: Simulerte gjennomsnittlige kraftpriser i basisscenarioet.



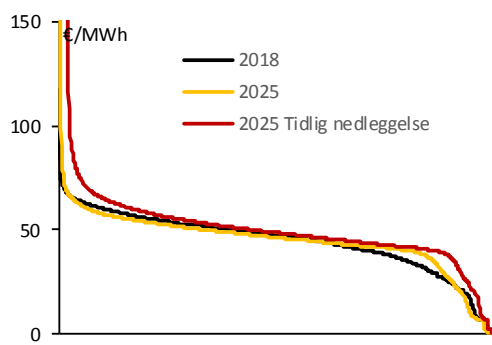
Figur 7-2: Gjennomsnittpris i Tyskland i LMA 1018 og LMA 2016

Dette er det samme bildet vi signaliserte i vår forrige analyse, selv om mer sol- og vindkraft i enda større grad preger resultatene nå. Sammenlignet med sist har vi høyere priser frem til 2025, svakt lavere i 2030, mens prisene i 2040 er lavere nå. Høyere priser til 2025 skyldes økte kull og CO<sub>2</sub>-priser, mens lavere priser fra 2030 skyldes primært at andelen sol- og vindkraft øker mer. Det er først og fremst sommerprisene som har falt i denne analysen som følge av mer solkraft.

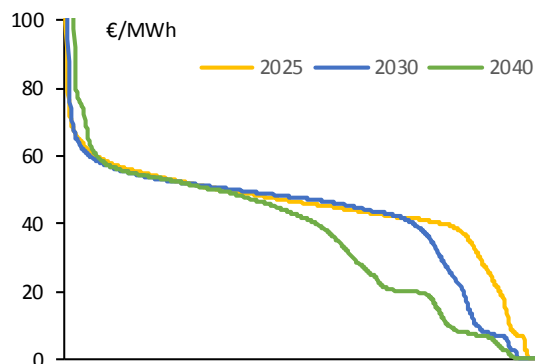
### 7.1 Mot 2040 presser mer fornybar ned prisen – store endringer i prisbildet

Vi forventer at prisene på kontinentet fortsetter på dagens nivå til 2025-30, men at volatiliteten øker, som følge av utfasing av kull, kjernekraft og mer sol- og vindkraft. Dette gir både flere timer med knapphet og overproduksjon fra uregulerbare kilder. Samtidig ser vi at antall lave priser motvirkes av utfasing av kjernekraft og brunkull. Vi må imidlertid presisere at modellen vår underdriver både antall lave og høye priser. Vi tror derfor økningen i prisvariasjon kan bli en god del større enn simuleringene viser. Det er også en reell mulighet for at kraftverk legges raskere ned enn det vi legger til grunn på grunn av svak økonomi. Dette vil i så fall føre til enda flere pristopper, noe som er illustrert i Figur 7-3 i kurven som viser tyske priser ved en forsert utfasing av kraftverk.

Årsaken til at vi har høyere priser frem til 2025 sammenlignet med analysen fra 2016 er hovedsakelig at prisene på kull, gass og CO<sub>2</sub> er høyere. Antall timer ekstra høye og lave priser er i mindre grad endret.



Figur 7-3: Varighetskurve for tyske priser i 2018 og Basis 2025. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår.



Figur 7-4: Varighetskurve for tyske priser i Basis 2025, 2030 og 2040. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår.

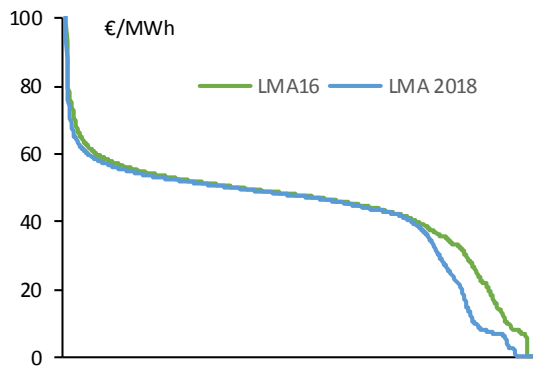
Til 2030 synker snittprisen noe på grunn av at mer sol- og vindkraft øker andelen timer med svært lave priser betydelig. På den andre siden demper en økning i kvoteprisen og flere pristopper nedgangen. Flere pristopper skyldes videre utfasing av kjernekraft, blant annet i Frankrike, og kullkraft i stort sett hele Europa.

Videre til 2040 ser vi at trenden mot stadig flere timer med lave priser forsterker seg. I våre simuleringer halveres snittprisen i de 50 % av timene med lavest pris fra 36 €/MWh i 2025 til 18 €/MWh i 2040. Dette presser prisene langt mer enn en ytterligere økning i kvoteprisen og flere pristopper trekker opp. For Tyskland går prisene ned med 5 €/MWh.

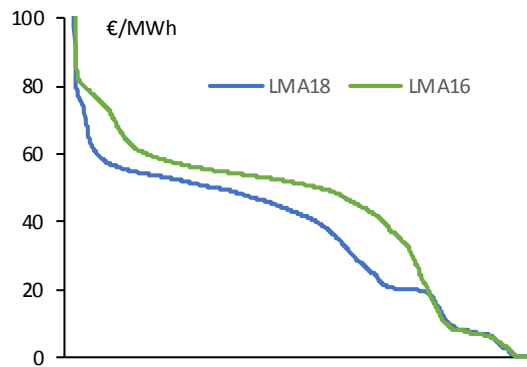
Vi har lagt til mye ny fleksibilitet, blant annet forbruk som øker når kraftprisene blir svært lave. Dette demper antall timer hvor kraftprisene synker helt ned til null. Samtidig indikerer våre simuleringer at det er usannsynlig at ny fleksibilitet kan hindre at prisene synker når andelen fornybar blir midlertidig veldig høy. Dette kommer først og fremst av at produksjonen fra sol- og vindkraft er så konsentrert i tid. I tillegg blir det økonomiske potensialet for ytterligere fleksibilitet lavere når prisvariasjonen dempes av ny fleksibilitet. Vi ser nærmere på dette temaet i kapittel 9.

Figur 7-5 og Figur 7-6 sammenligner prisene i Tyskland i 2030 og 2040 med tilsvarende priser fra LMA 2016. Sammenligningen viser et interessant poeng ettersom det er hovedsakelig andelen sol- og vindkraft som er økt. Andre forutsetninger er i stor grad relativt like. For eksempel er de kortsiktige marginalkostnadene i gasskraftverk tilnærmet like.

I 2030, der andelen sol- og vindkraft er økt fra 32 % til 40 %, ser vi at varighetskurven er identisk for alle priser med unntak av de ca. 15-20 % laveste prisene. Altså er effekten av økt fornybar konsentrert til disse timene, da fornybarproduksjonen allerede er høyest.



Figur 7-5: Varighetskurve for tyske priser i 2030 sammenlikning av LMA 2018 og LMA 2016.



Figur 7-6: Varighetskurve for tyske priser i 2040 sammenlikning av LMA 2018 og LMA 2016.

I 2040 har vi økt andelen sol- og vindkraft fra ca. 50 % i 2016-analysen til i overkant av 55 %. Her ser vi et helt annet bilde der varighetskurven er identisk i de timene prisene er lavest<sup>11</sup>, mens resten av priscurven fra LMA 2018, bortsett fra de høyeste prisene, ligger vesentlig under. Altså er prisene lavere i timene der typiske CCGT-kraftverk er den prissettende teknologien. Grunnen er at en kombinasjonen av mer energi og fleksibilitet gjør at sol- og vindkraft presser ned prisen også i timer der bidraget fra fornybar er moderat. Dette skjer gjennom at de mest effektive termiske verkene blir prissettende i flere timer. Sammenlignet med sist er dette mest synlig om sommeren fordi vi har økt bidraget fra solkraft både gjennom økt kapasitet og høyere brukstid.

## 7.2 Britiske priser blir likere prisene på kontinentet, men er i snitt noe høyere

Fra 2012 og frem til i dag har snittprisen i Storbritannia vært rundt 55 €/MWh, ca. 20 €/MWh høyere enn i Tyskland. Grunnen til denne veldig store forskjellen har vært tredelt. For det første har karbon-skatten i Storbritannia siden 2012 gitt høyere marginalkostnader for kull- og gasskraftverk. Høyere gasspriser relativt til kullpriser i nesten alle år siden 2011 har også bidratt til å forsterke forskjellen da gasskraft er langt mer dominerende i Storbritannia. Dessuten har mer knapphet i det britiske markedet også bidratt til prisforskjellene, mens i Tyskland har fornybar presset ned prisene.

Utviklingen fremover med stor vekst i fornybar i Storbritannia, flere kabler til kontinentet og Norden, utfasing av kull- og kjernekraft i Europa og mindre forskjell i CO<sub>2</sub>-pris gjør at mye av den historiske prisforskjellen forsvinner. I våre simuleringer for 2025 ligger prisene ca. 6 €/MWh over de tyske. Vi har da at den britiske CO<sub>2</sub>-prisen er 5 €/t høyere enn resten av Europa. Med like CO<sub>2</sub>-priser reduseres forskjellen til ca. 5 €/MWh. Hvis differansen i CO<sub>2</sub>-pris dobler seg øker forskjellen til 7-8 €/MWh. Britiske priser er dessuten fortsatt mer følsomme for endringer i gasspris. Det betyr for eksempel at lavere gasspriser relativt til kull vil redusere prisene mer i Storbritannia enn i resten av Europa.

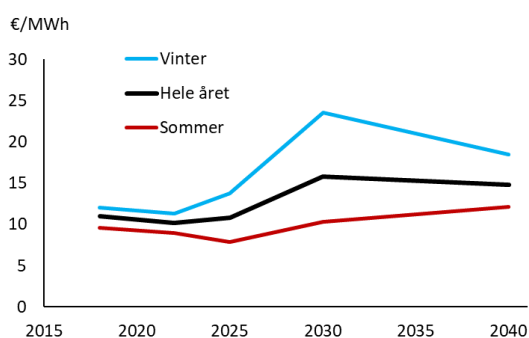
Utviklingen videre mot 2030 og 2040 fører til at prisforskjellene reduseres ytterligere. I Basis 2030 og 2040 er britiske priser 2-3 €/MWh høyere enn de tyske. Årsaken er både at fornybarandelen i Storbritannia blir omtrent lik den på kontinentet og at gasskraftverk blir den dominerende termiske teknologien også i resten av Vest-Europa. Storbritannia beholder også en god del kjernekraft. Når det gjelder prisvariasjon ser vi i stor grad det samme bildet som på kontinentet. På sikt forventer vi det samme prisbildet i Storbritannia som i resten av Nord-Europa, med tilsvarende prisvolatilitet.

<sup>11</sup> Dette skyldes også at vi har lagt til mer lavprisfleksibilitet i scenarioene denne gangen som løfter de laveste prisene.

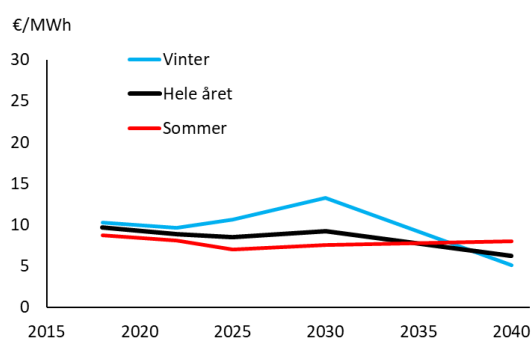
### 7.3 Mer fornybar, mindre termisk og mer lagring gir mer og annerledes prisvariasjon

En større endring enn selve snittprisene over året er altså hvordan prisene varierer. Et system der sol- og vindkraft erstatter produksjon fra mer regulerbare og stabile kilder vil det både være mer innslag av knapphet og overproduksjon. I Tyskland er dette en utvikling vi ser allerede nå, men denne vil bli mye sterkere enn i dag, og sprer seg til alle land. I våre datasett inntreffer de største endringene etter 2025 med både mer og annerledes prisvariasjon. Det siste går blant annet på at prisene følger bidraget fra vindkraft, mens batterier i langt større grad klarer å balansere ut variasjoner i forbruk og solkraft.

Samtidig ser vi at gasskraft fortsatt har en sentral rolle i prissettingen i mange timer selv om den årlige produksjonen i energi faller til under 10 % av totalen. Prisvariasjonen er derfor sterkt korrelert med prisene på gass og kvoter. Dette illustrerer vi i kapittel 8 der vi viser utfallsrommet gitt av våre alternative scenarioer Høy og Lav.



Figur 7-7: Volatilitet innenfor uken for tyske priser



Figur 7-8: Volatilitet innenfor døgnet for tyske priser<sup>12</sup>

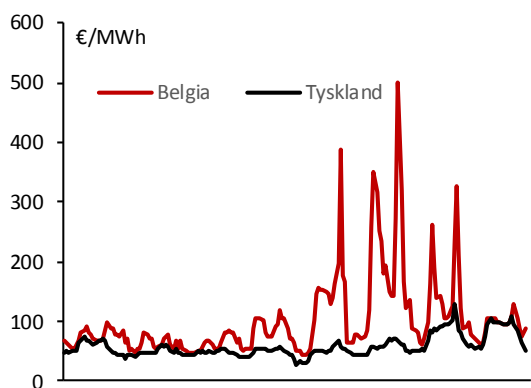
Bak prisene skjuler det seg imidlertid enda større fundamentale endringer i kraftmarkedet, med en langt større rolle for nye teknologier innen forbruk og lagring. I kapittel 9 vil vi gi en mer utdypende analyse av dette samspillet, mens vi her utdyper prisbildet.

#### Mer knapphet fører til flere pristopper – forbruk balanserer kraftmarkedet i flere timer

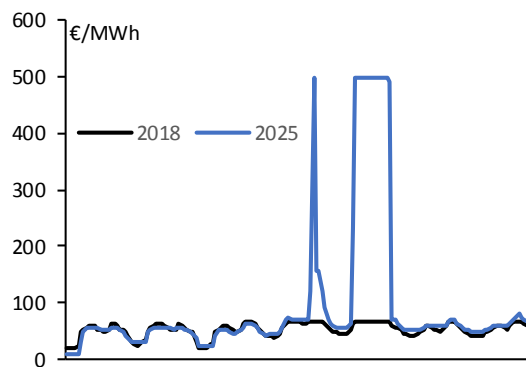
Et kraftmarked med knapphet har generelt mer prisvolatilitet enn et med overkapasitet fordi timer høye priser trekker mer opp enn timer med lave priser trekker ned. Ekstraordinære pristopper i det nord-europeiske markedet har primært forekommet i forbindelse med markedssjokk på grunn av utfall av kraftverk eller nett, eller streng kulde. I disse situasjonene må enten termiske kraftverk med høye kostnader startes eller forbruk kobles ut. Det at kraftverk bare skal kjøre noen timer fører til ekstra høye pristopper, langt utover marginalkostnadene. De aller høyeste prisene inntreffer normalt i timene forbruk setter prisen. Belgia som har hatt sterkt redusert produksjon fra sine kjernekraftreaktorer har de siste årene opplevd slike pristopper (Figur 7-9).

I våre scenarioer for fremtiden fører utfasing av termiske kraftverk til at det oppstår knapphet i denne betydningen oftere, og dermed flere og høyere pristopper. Samtidig legger vi til grunn at det finnes mye ny fleksibilitet på forbrukssiden som kobler ut for å balansere markedet. Det er viktig at dette ikke forveksles med tvungen rasjonering. For samfunnet er det trolig mye mer økonomisk effektivt at forbruket tilpasser seg i stramme situasjoner enn å bygge termiske kraftverk som svært sjelden blir tatt i bruk.

<sup>12</sup> Volatilitet er her definert som gjennomsnittsavviket time for time innenfor uken eller døgnet



Figur 7-9: Sammenligning av spotpriser i Belgia og Tyskland i perioden 16.11.2018 – 23.11.2018.



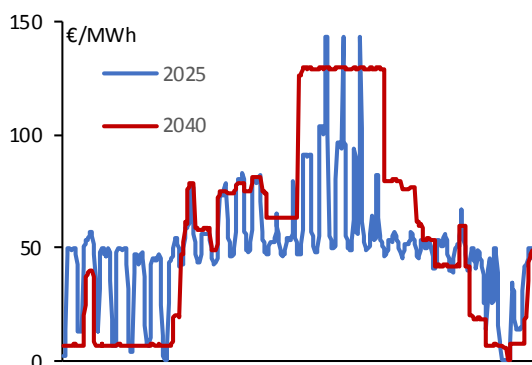
Figur 7-10: Simulerte priser i Tyskland for den samme vinteruken i 2018 og 2025. Knapphet gir pristopper i 2025.

### Variasjoner i prisene er i stor grad drevet av vindkraft, batterier gir mer stabile priser over døgnet

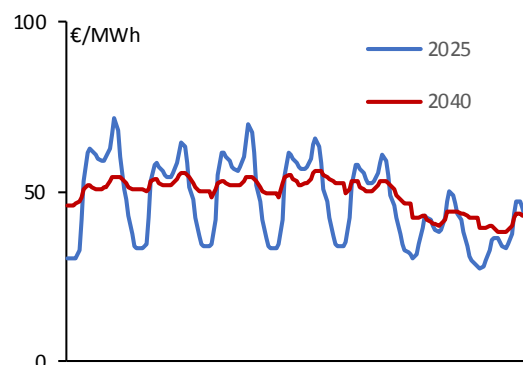
Historisk har prisene primært variert med forbruket, ved at stadig dyrere termiske kraftverk starter etter hvert som forbruket øker. Dette tradisjonelle mønsteret er i ferd med å endre seg, spesielt i Tyskland. Solkraft har allerede i stor grad fjernet pristoppene om dagen i perioden mars til oktober. Nå er prisene ofte lavest i disse timene selv om forbruket er høyest. Dette har gitt lavere prisvariasjon i denne delen av året.

Samtidig ser vi en trend der vindkraft i stadig større grad påvirker prisene. Dette gjør at vi får lengre perioder, typisk opp mot en uke, der prisene blir enten relativt høye eller lave. Disse periodene er langt mer synlige på vinteren. Denne trenden blir bare sterkere og sterkere utover i vår analyseperiode.

Den store endringen mot 2040, i tillegg til mer sol- og vindkraft, er langt større kapasitet fra batterier og andre typer fleksibilitet. Figur 7-11, som sammenligner prisene i en tilfeldig vintermåned i 2025 og 2040, viser hvordan dette gir ett nytt prismønster. I 2025 følger prisene variasjoner i både vindkraft og forbruk. I 2040 er lagringskapasiteten nesten alltid stor nok til å jevne ut endringer i solkraft og forbruk som følger døgnet. Dermed blir prisene stabile over flere dager i strekk. Samtidig er ikke kapasiteten tilstrekkelig til flytte nok energi mellom perioder med lite og mye vind. Prisene blir derfor nært null i periodene med mye vindkraft, nært marginalkostnadene for CCGT i perioder med moderat bidrag fra vindkraft, mens prisene blir nært dyre gasturbiner eller utkobling av forbruk når det blåser lite.



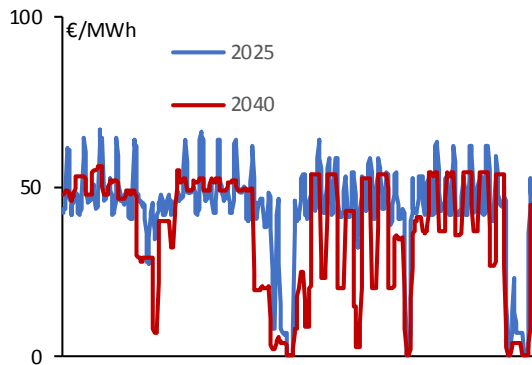
Figur 7-11: Tyske timespriser for samme simulerte vintermåned i 2025 og 2040



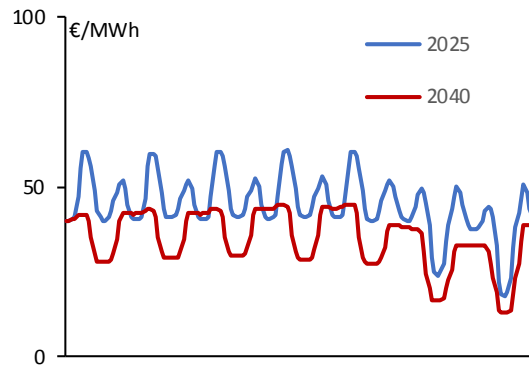
Figur 7-12: Representativ vinteruke i Tyskland i 2025 og 2040

Om sommeren ser vi et annet prisbilde. For det første ser vi at med så mye solkraft og batteri vil det ikke oppstå knapphet og høye priser i denne delen av året. Batterier klarer i stor grad å jevne ut

variasjonene i solkraft, men ikke helt. Dermed har prisene en tendens til å falle midt på dagen og i helgene. Simuleringene indikerer også at variasjonene vil være av noe kortere varighet enn om vinteren, typisk mellom ulike dager. Årsaken er at det er færre perioder om sommeren der bidraget fra vindkraft er langt over normalen i lengre perioder.

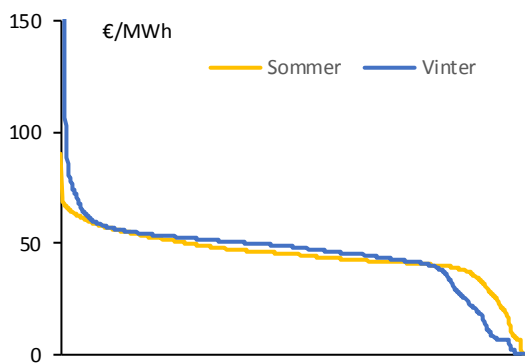


Figur 7-13: Tyske timespriser for samme simulerte sommermåned i 2025 og 2040

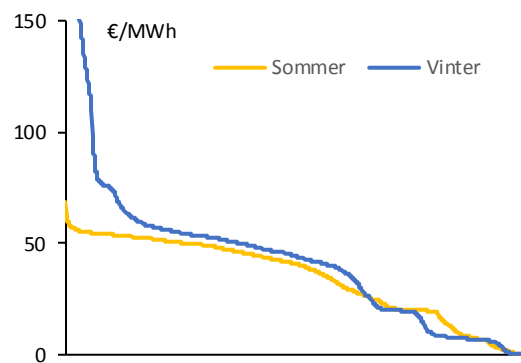


Figur 7-14: Representativ sommeruke i Tyskland i 2025 og 2040

Varighetskurvene som sammenlikner prisene om sommeren og vinteren i Tyskland i 2025 og 2040 viser tydelig hvordan dette på mange måter gir et todelt kraftsystem i Europa der kraftprisene er langt mer variable i perioden fra november til mars enn resten av året.



Figur 7-15: Varighetskurve for sommer- og vinterpriser i Tyskland fra 2025-datasettet

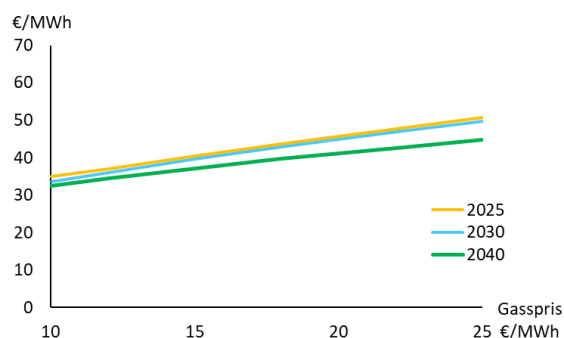


Figur 7-16: Varighetskurve for sommer- og vinterpriser i Tyskland fra 2040-datasettet

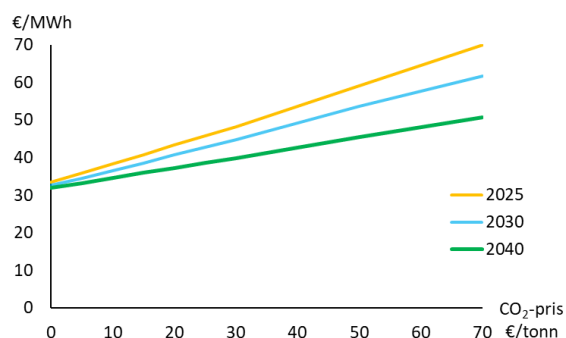
#### 7.4 Prisene på gass og CO<sub>2</sub> fortsetter å bety mye for kraftprisen – kullprisen betyr mindre

Vi har tidligere forklart at termiske kraftverk, og da spesielt gasskraft ofte vil være på marginen selv om andelen sol- og vindkraft dekker over 50 % av energiforbruket over året. Utfasing av kullkraft gjør at gass blir den dominerende teknologien, selv om det ikke kommer veldig mye. Mer batterier bidrar i tillegg til at disse indirekte ofte setter prisen gjennom å flytte produksjon og forbruk i tid. Verdien av kraft i mange timer der batterier er på marginen vil ofte være knyttet til gasskraftverk, selv om dette ikke alltid er tilfelle. Figurene under illustrerer derfor hvordan prisnivået i Europa varierer med prisene på gass og CO<sub>2</sub> i 2025, 2030 og 2040.





Figur 7-17: Tysk kraftpris ved endring i gasspris



Figur 7-18: Tysk kraftpris ved endring i CO<sub>2</sub>-pris

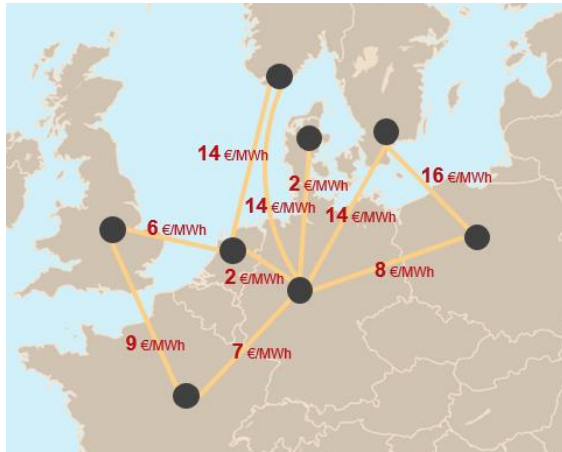
## 7.5 Moderat økning i prisforskjellene i Europa

Våre simuleringer indikerer en svak trend mot større prisforskjeller mellom det europeiske markedet ettersom sol- og vindkraft blir mer dominerende. Likevel er ikke denne så entydig som man skulle tro av to grunner. I dag er en del av prisforskjellene drevet av at noen land er dominert av kullkraft, mens andre er dominert av gasskraft. Disse forskjellene blir forsterket av at noen land har kommet lengre i fornybarutbyggingen, mens andre land har mer knapphet. Høye priser i Belgia er et eksempel på det siste. I våre scenarier forsvinner en del av disse særegenhetene, blant annet ettersom kullkraft blir lagt ned i de fleste land. Dette bidrar isolert sett til mindre prisforskjeller. I tillegg vil mer nett isolert sett gi mindre prisforskjeller. Den andre fundamentale grunnen til den svake økningen i prisforskjeller er at været i den delen av Europa vi modeller er relativt likt. Både sol, vind og temperaturer er korrelerte.

Våre simuleringer underdriver trolig prisforskjellene. Det er flere årsaker til dette. En mulighet er at modellene også underdriver disse i fremtiden fordi det oppstår flere ekstreme situasjoner. Det er i slike situasjoner modellen viser størst avvik fra virkeligheten.



Figur 7-19: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom utvalgte områder i Basis 2025



Figur 7-20: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom utvalgte områder i Basis 2040

## 8 Høyt og lavt scenario – utfallsrom for kraftpriser

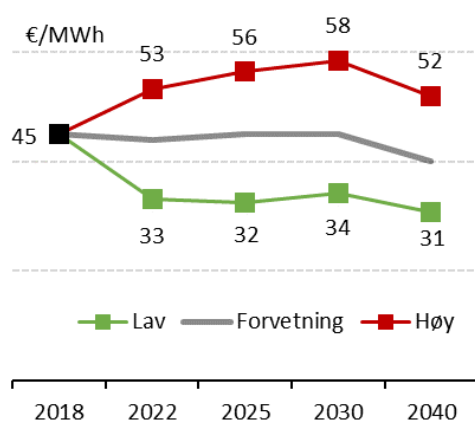
Våre to alternative scenarier er bygget opp hovedsakelig for å gi et realistisk utfallsrom for kraftprisene på sikt. Et viktig premiss her er at de viser henholdsvis vesentlig lavere og høyere priser enn i forventning over hele analyseperioden. De er altså ikke ment å fange midlertidige høye eller lave priser som kan være et par år som følge av høy- og lavkonjunkturer. Dette gjør scenarioene vesentlig mindre sannsynlige enn vår forventning.

Nivået på kraftprisene er viktige både fordi det påvirker verdien av investeringer i produksjon og forbruk. Det er også viktig fordi vi ser det er en klar sammenheng der høyere kraftpriser gir større volatilitet. Dette er viktig for lønnsomheten av fleksibilitet, inkludert nett.

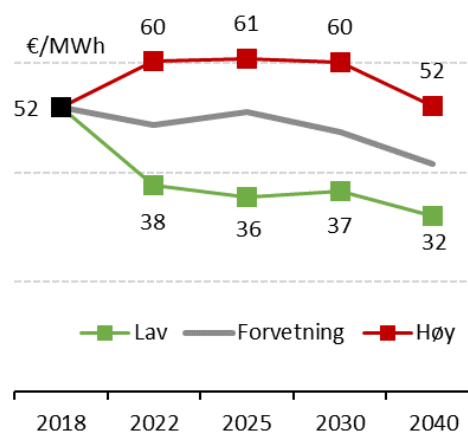
### 8.1 Vi mener at 30-50 €/MWh er et realistisk utfallsrom for kontinentale og britiske priser

I Tyskland har vi et utfallsrom fra i overkant av 30 €/MWh i det lave scenario til rundt 50 €/MWh i det høye. I Storbritannia ligger snittprisene frem til 2040, som i forventning har et par €/MWh høyere enn Tyskland. I 2040 har vi like priser i Storbritannia som på kontinentet.

På samme måte som i forventning ser vi at vind- og solkraft presser ned prisene til 2040 i de alternative scenarioene. Denne effekten er sterkest i Høy fordi det her er lønnsomt å bygge ut mer sol- og vindkraft. Flere nullpriser som følge av mer fornybar trekker også ned snittet mer i et høyprisscenario. Dermed er sol- og vindkraft med på å begrense utfallsrommet på sikt. Sammenlignet med våre scenarier for høye og lave kraftpriser i 2016-analysen har vi nå omtrent samme priser i det lave, mens prisene i det høye scenarioet er etter 2030 noe lavere på grunn av større andel sol- og vindkraft.



Figur 8-1: Tyske snittpriser i scenarioene for høy og lav kraftpris frem til 2040

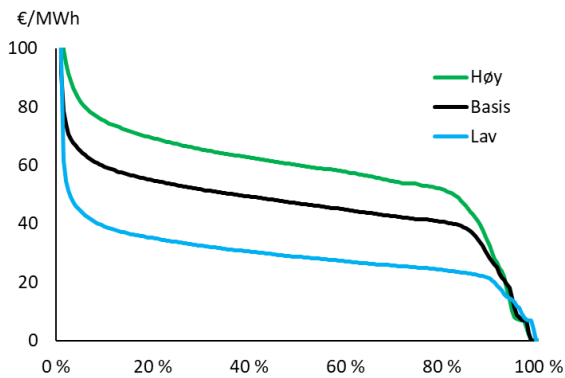


Figur 8-2: Britiske snittpriser i scenarioene for høy og lav kraftpris frem til 2040

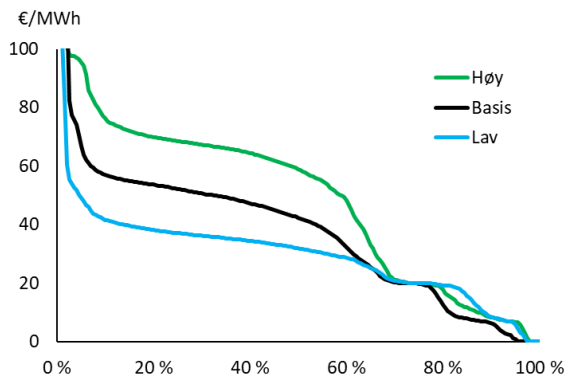
Det er flere grunner til at vi mener det sol- og vindkraft ikke begrenser oppsiden til 2040 enda mer. For det første skal det voldsomme mengder fornybar til for å presse gjennomsnittsprisene langt ned i et scenario der en kombinasjon av høye CO<sub>2</sub>-priser og gasspriser gjør det dyrt å kjøre termiske kraftverk. Dette forsterkes av at det er store mengder termiske kraftverk som kan og skal legges ned i perioden. Mer fornybar fører trolig til raskere nedleggelse av disse. Dessuten øker trolig også forbruket på grunn av elektrifisering. Konkurransfordelen til elektrifisering øker med økende priser på kvoter og gass. Dessuten er det slik at kraftprisene presses mest ned i perioder der bidraget fra sol- og vindkraft er stort. Dette reduserer verdien av teknologiene mer enn kraftprisene i snitt over året indikerer. Etter 2040 tror vi likevel det er en robust konklusjon at sol- og vindkraft presser ned prisene enda mer.

## 8.2 Prisvariasjonen stiger med nivået på kraftprisene

Våre simuleringer viser at termiske kraftverk er på marginen og setter kraftprisen i en stor del av tiden, selv om andelen minker mot 2040. Marginalkostnadene til termiske kraftverk har dermed stor betydning både for gjennomsnittlig kraftpris og prisvariasjonen. Figur 8-3 og Figur 8-4 viser hvordan dette gir stort utfallsrom for kraftprisene i Tyskland i våre tre scenarioer i 2025 og 2040.



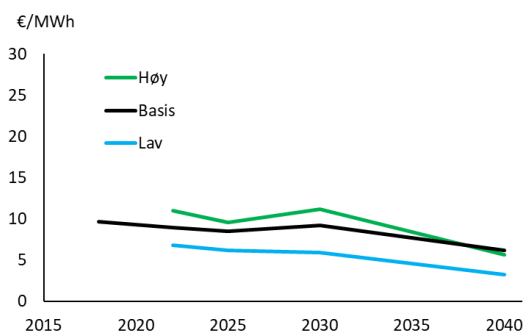
Figur 8-3: Varighetskurve for tysk kraftpris 2025



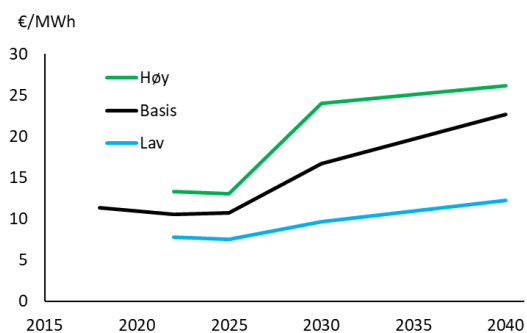
Figur 8-4: Varighetskurve for tysk kraftpris 2040

I vårt forventningsscenario ser vi en klar trend der prisvolatiliteten øker. Dette kommer som følge av både flere lavpris- og høyprisperioder over flere dager om vinteren, og høy- og lavprisdager på sommeren. I Høy ser vi at denne trenden er forsterket. For det første er det flere pristopper. For det andre øker forskjellen mellom perioder med lave kraftpriser og der gasskraft setter prisen når marginalkostnadene øker.

Prisvolatiliteten innenfor døgnet er i Høy noe høyere enn i forventning frem til 2030. På sikt faller imidlertid denne type prisvariasjon til omtrent samme nivå som i Basis. Årsaken er at prisvariasjonen innenfor døgnet er koblet til lønnsomheten av batterier. Vi har derfor flere batterier i det høye scenarioriet. I det lave scenarioriet gir en kombinasjon av få pristopper og lave marginalkostnader at volatiliteten er lav både over lenger og kortere perioder. Konsekvensen er blant annet at ny fleksibilitet trenger mer støtte.



Figur 8-5: Volatilitet innenfor døgnet for tyske priser



Figur 8-6: Volatilitet innenfor året for tyske priser<sup>13</sup>

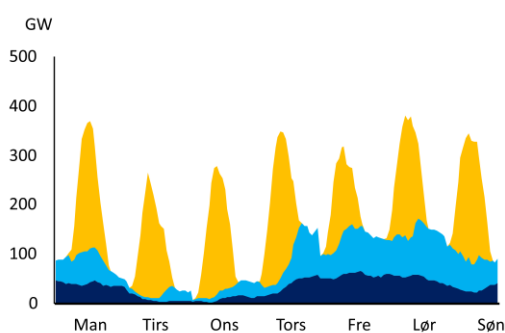
<sup>13</sup> Volatilitet er her definert som gjennomsnittsavviket time for time innenfor døgnet eller året

## 9 Europas behov for fleksibilitet og lønnsomhet av kraftverk

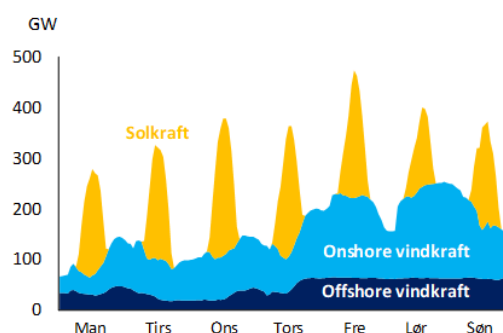
Vi ser her nærmere på hvordan ny fleksibilitet er sentralt for å få til en overgang der sol- og vindkraft er de dominerende produksjonsteknologiene, samt kort om lønnsomheten ved ulike typer kraftverk. Til slutt drøfter vi i hvilken grad det er mulig å kutte alle utslipp med sol- og vindkraft.

### 9.1 Mer sol- og vindkraft forutsetter mer fleksibilitet, og motsatt

Hovedutfordringen med sol- og vindkraft er som kjent at produksjonen varierer med været. På den ene siden kan produksjonen bli svært lav, selv når vi ser på det samlede bidraget fra store deler av Europa. På den andre siden er produksjonen i perioder svært høy, der produksjonen stadig oftere overgår forbruket. Når det i tillegg blir mindre regulerbar termisk produksjonskapasitet blir det mer utfordrende å balansere systemet. Dette temaet er velkjent og er noe både vi og mange andre har jobbet mye med over mange år.



Figur 9-1: Timen med lavest samlet sol- og vindkraftproduksjon i EU11 i 2040 oppstår i en uke i juli. Produksjonen veksler kraftig mellom dag og natt.



Figur 9-2: Timen med høyest samlet sol- og vindkraftproduksjon i EU11 i 2040 oppstår i en uke i mars der forbruket er høyt og kan sluke produksjonen

Figurene over viser produksjon fra sol- og vindkraft i to uker fra Basis 2040. Selv med flere hundre GW i installert effekt viser værhistorikken (Figur 9-1) at den samlede produksjonen i kortere perioder kan gå nesten helt ned i null. Figuren til høyere er et eksempel på det motsatte, nemlig at produksjonen kan også bli langt høyere enn forbruket. Som vi viste i kapittel 7 gir dette større prisvolatilitet og at behovet for å ta i bruk andre former for fleksibilitet for å skape balanse mellom produksjon og forbruk øker.

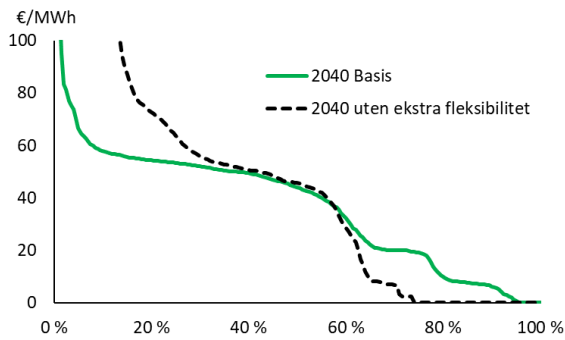
Våre analyser gir klare indikasjoner på at utbyggingen av sol- og vindkraft etter hvert vil stoppe opp uten mer fleksibilitet fra andre kilder. Det er to årsaker til dette – som henger sammen:

- Stadig mer sol- og vindkraft går til spille uten mer fleksibilitet som fanger opp overproduksjon
- Lønnsomheten av sol- og vindkraft blir bedre med mer fleksibilitet

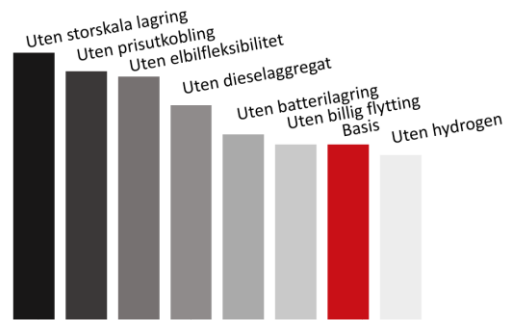
I vårt Basis-scenario for 2030 og 2040 går likevel bare 1 % av den potensielle fornybarproduksjonen til spille. Bakgrunnen er som vi forklarer i kapittel 6 at vi har lagt til grunn at det kommer investeringer i blant annet batterier, hydrogenproduksjon og elkjeler i varmesektoren. I tillegg blir mer av fleksibiliteten i eksisterende forbruk tatt i bruk.

Figur 9-3 viser hvordan den nye fleksibiliteten skaper bedre balanse og i sum demper prisvolatiliteten i Tyskland i Basis 2040. Vi får færre timer med rasjoneringspriser. Samtidig løftes prisene i mange av timene med høy fornybarproduksjon – noe som igjen gir økt lønnsomhet av ved ny sol- og vindkraft. I varianten der vi har fjernet all ny fleksibilitet (stiplet kurve) er det forbruksrasjonering i 5 % av tiden. Samtidig går 9 % av fornybarproduksjonen til spille. Dette er selvfølgelig urealistiske resultater, men

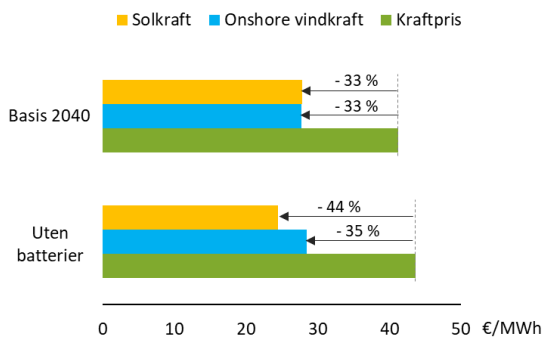
det viser et viktig poeng. Uten ekstra fleksibilitet vil det ikke være økonomisk bærekraftig å bygge ut like mye sol- og vindkraft, og samtidig legge ned mye regulerbar produksjonskapasitet.



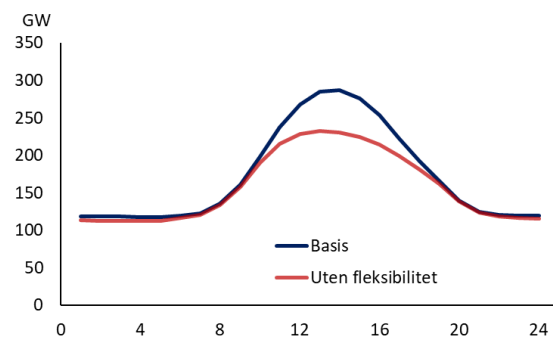
Figur 9-3: Varighetskurve for tyske priser 2040 med og uten alle typer fleksibilitet



Figur 9-4: Tysk snittpris ved å ta ut én type fleksibilitet sammenlignet med Basis 2040

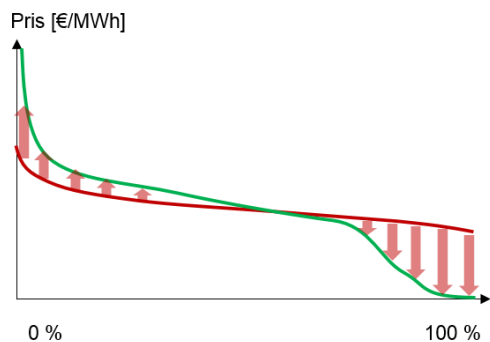


Figur 9-5: Oppnådd pris for tysk sol- og landbasert vindkraft med og uten batterier i 2040

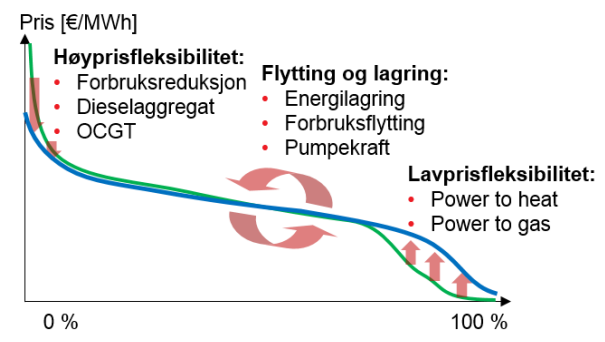


Figur 9-6: Produksjon over døgnet fra sol- og vindkraft uten ny fleksibilitet i EU11 for Basis 2040

Samtidig var en av hovedkonklusjonene fra LMA 2016 at selv om det etter hvert blir lønnsomt med mye ny fleksibilitet vil det ikke kunne hindre at prisvolatiliteten øker fra dagens nivå. I denne analysen ser vi det samme. For eksempel ser vi at i de mest ekstreme overskuddsperiodene kan så mye som 100 GW forsvinne på tross av all den nye fleksibiliteten som forbruker ekstra i disse periodene. Det er også vanskelig å predikere når situasjonene oppstår da de inntreffer like ofte på vinter som sommer.



Figur 9-7: Virkningen av mer uregulerbar produksjon og mindre termisk i systemet



Figur 9-8: Prinsipiell virkning på en varighetskurve av pris for utvalgte typer fleksibilitet

Større prisvolatilitet er den sentrale driveren for økt bruk av lagring og forbrukerfleksibilitet. Flere og høyere pristopper, samt flere timer med priser ned mot null, gjør det mer lønnsomt å investere i batterier, etablere ulike former for forbruk som kommer inn og utnytter lave priser, tilpasse industrier

til å bli mer prisfølsomme eller lignende. I sum blir det en dynamikk der nedleggelse av termisk produksjon, utbygging av fornybar og mer fleksibilitet forsterker hverandre, og den økonomiske likevekten forskyver seg stadig. Mer fleksibilitet demper prisvolatiliteten og da går også lønnsomheten av eksempelvis nye batterier ned. Samtidig fører dette til en ytterligere nedlegges av termiske kraftverk. Med så mye usikkerhet knyttet til fremtidige teknologikostnader og kraftpriser kan vi bare grovt anslå hvor denne balansen ligger. Vi kan imidlertid med stor grad av sikkerhet si at det uansett vil bli flere og høyere pristopper sammenlignet med i dag, og flere timer der prisene er nært null.

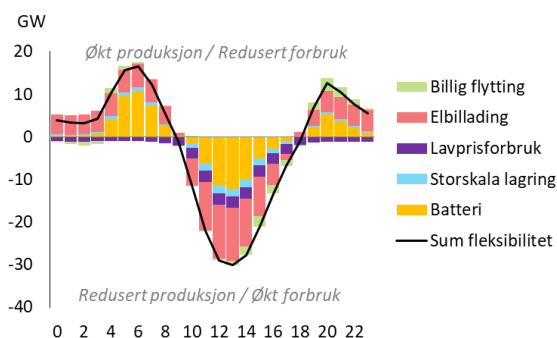
## 9.2 Ulike former for fleksibilitet konkurrerer og kompletterer hverandre

Ulike former for fleksibilitet er til en viss grad i konkurranse med hverandre. Samtidig ser vi at det oppstår et samspill der ulike typer fleksibilitet utfyller hverandre. I denne sammenhengen er også større nettkapasitet et element som bidrar til å gjøre hele kraftsystemet mer effektivt.

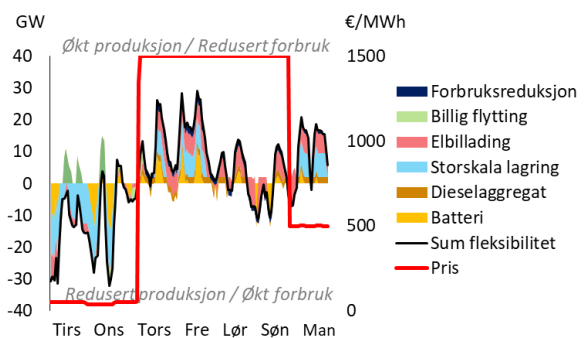
### Batterier og kortvarig forbrukerfleksibilitet jevner ut kortvarige ubalanser

I våre modellsimuleringer blir kortvarige svingninger i forbruk og produksjon over døgnet i stor grad jevnet ut av batterier og ulike former for kortvarig forbrukerfleksibilitet. Dette gjelder særlig i sommerhalvåret hvor vi ser at batterier, smart elbillading og kortvarig utnyttelse av overskuddsproduksjon i eksempelvis elkjeler i sum er nok til å jevne ut variasjonene i solkraftproduksjonen. Figur 9-9 viser hvordan dette skjer i Tyskland i Basis 2040. Samlet sett har vi derfor relativt lav prisvolatilitet på sommeren i våre simuleringer av 2030 og 2040.

Batteriene vil typisk lade opp midt på dagen når solkraftproduksjonen er på sitt høyeste og lade ut på ettermiddagen når forbruket stiger. Ofte vil de også lade tidlig på morgenen når strømmen er billig og lade ut når residualforbruket når en topp senere på morgenen. Med store mengder batterier vil kraftprisene flate ut gjennom døgnet og budgivningen til batteriene vil tilpasse seg marginalkostnadene til termiske kraftverk. Dette gjør at kraftige prissvingninger der start- og stoppkostnader eller forbruk setter prisen blir mindre vanlig.



Figur 9-9: Gjenomsnittlig bidrag fra tysk fleksibilitet over døgnet på sommeren i Basis 2040

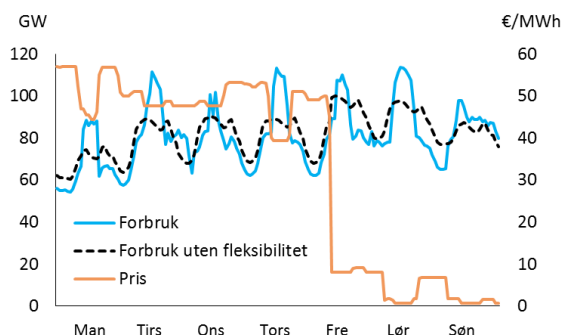


Figur 9-10: Bidrag fra tysk fleksibilitet over syv dager rundt de høyeste kraftprisene i Basis 2040

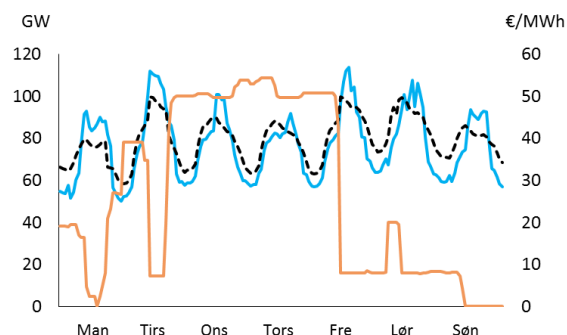
Økt prisrespons i alminnelig forbruk og industriforbruk gir også et bidrag til å jevne ut kortvarige variasjoner i residualforbruket. Gjennom digitalisering og smartere bruk av energi kan husholdninger og næringsbygg optimalisere når det lønner seg å bruke strømmen. Så lenge tilpasningen ikke gir redusert komfort er det grunn til å tro at denne formen for fleksibilitet er svært billig og at den kan respondere på relativt små prissignaler.

Det må være noen få timer i året der prisene går så høyt at deler av industrien reduserer forbruket for at det blir tilstrekkelig lønnsomt i termiske kraftverk. Vi forventer at flere industriaktører melder inn prisavhengige bud etter hvert som det blir mer vanlig at denne typen forbruksreduksjoner må til for å

skape balanse i markedet. Som vi ser av Figur 9-10 kan disse bidra under de høyeste pristoppene, og hadde markedet vært enda strammere ville også forbruket sunket mer enn det som er vist her.



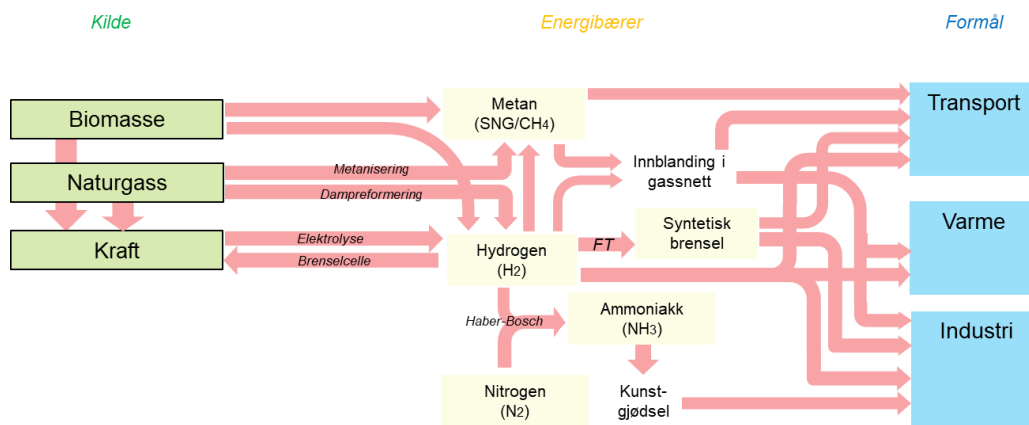
Figur 9-11: Endring i tysk forbruk og pris i en uke i 2040 med kraftig fornybarproduksjon i slutten av uken



Figur 9-12: Endring i tysk forbruk og pris i en uke i 2040 med lite vindkraft, men mye solkraft på dagen

### Storskala lagring og mer langvarig forbrukerfleksibilitet blir viktig for de store svingningene

Kortvarig forbrukerfleksibilitet og batterier er ikke tilstrekkelig for å håndtere langvarige svingninger i bidraget fra vindkraft. Årsaken er rett og slett at periodene med høy og lav produksjon varer så lenge at energimengdene som må flyttes i tid er enorme. Dette gjelder særlig i vinterhalvåret, da produksjonen er størst, men også mest variabel. Da vil fleksibel bruk av kraft i hydrogenproduksjon og i varmesektoren kunne bety mye for evnen til å ta unna overproduksjon.



Figur 9-13: Det er mange mulige veier fra energikilde til bruk – og fleksibel bruk av de ulike alternativene vil få stor betydning for å kunne bruke energikildene mer effektivt.

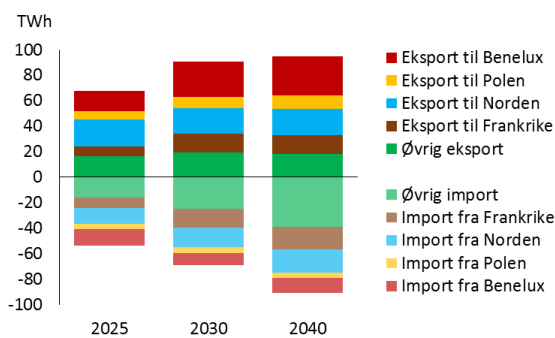
Hydrogen er et av svært få mulige alternativer for avkarbonisering av mange typer kraftintensiv industri og tungtransport. Hvor stor etterspørselen etter hydrogen vil bli i Europa er svært usikkert, men vi forventer en kraftig oppgang etter 2030 for at Europa skal kunne være i nærheten av sine klimamål. I Sverige er det planer om å endre stålproduksjon fra bruk av koks til hydrogen. I tillegg kan hydrogen bli brukt til blant annet skip, fly, tog og energilagring. Hydrogeninfrastruktur mangler i stor grad, men gassnettene har potensial til å inneholde hydrogen opptil en viss andel.

Det er mange usikre faktorer som vil avgjøre hvordan en hydrogenprodusent vil forholde seg varierende kraftpriser. Med våre forutsetninger antar vi hydrogenproduksjon når kraftprisene er under 20 €/MWh. Dette gir en brukstid på rundt 2 500 timer i året i 2040.

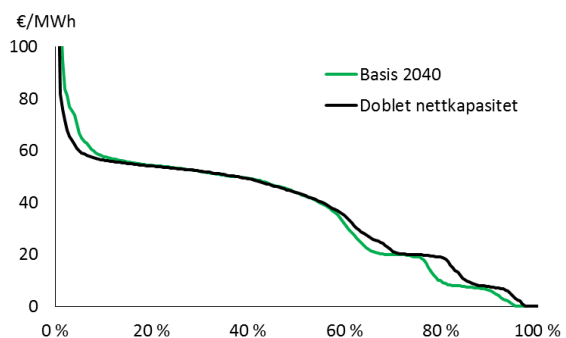
Elektrifisering av varme- og transportsektorene gir også nye muligheter for å få forbruket til å reagere på prissignaler i markedene. Avstanden i tid mellom kraftforbruk og sluttbruk av energi gjør at det er mulig å utnytte variasjoner i kraftpris. Dessuten er det i varmesektoren mulig å bytte brenslers i varmeproduksjonen mellom for eksempel strøm, biobrensel og gass.

### Nett tilfører fleksibilitet til kraftsystemet

Mer nettkapasitet gir et mer fleksibelt kraftsystem. Gjennom en tettere kobling av større geografiske områder blir den samlede sol- og vindkraftproduksjonen jevnet mer ut. I våre simuleringer går da typisk flyten sørover i vindfulle perioder og nordover i solfulle perioder. På solfulle dager vil det ofte flyte vestover på morgenen og østover på ettermiddagen. Vi får også en bedre utnyttelse av den samlede termiske produksjonsparken, batterier og forbrukerfleksibilitet.



Figur 9-14: Utsveksling i Tyskland 2040 fordelt på import og eksport med handelspartnere

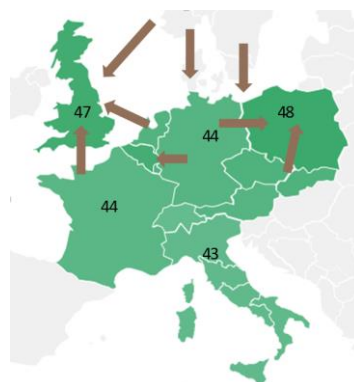


Figur 9-15: Varighetskurve for tysk pris 2040 med og uten ekstra overføringskapasitet mellom områdene

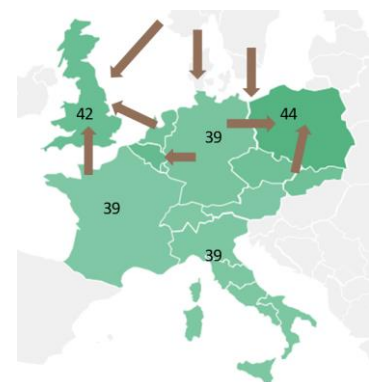
I kapittel 7.5 viser vi at det er økende prisforskjeller og dermed også økt samfunnsøkonomisk nytte av større nettkapasitet mange steder frem til 2040. Dette gir en overordnet bekreftelse på behovet for de forsterkningstiltakene vi har lagt til grunn og som vi dokumenterer i kapittel 6. Vi har også testet effekten av å doble kapasiteten på alle de eksisterende forbindelsene. I Basis 2040 gir dette 40 % mindre spill av fornybar produksjon og rundt 5 % lavere CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette er ikke et realistisk scenario, men illustrerer gevinsten av økt nettkapasitet.



Figur 9-16: Gjennomsnittlige kraftpriser og normalt flytmønster i 2025



Figur 9-17: Gjennomsnittlige kraftpriser og flytmønster i 2030



Figur 9-18: Gjennomsnittlige kraftpriser og flytmønster i 2040

### 9.3 Termiske kraftverk er viktige for systemet helt til 2040, men har usikker lønnsomhet

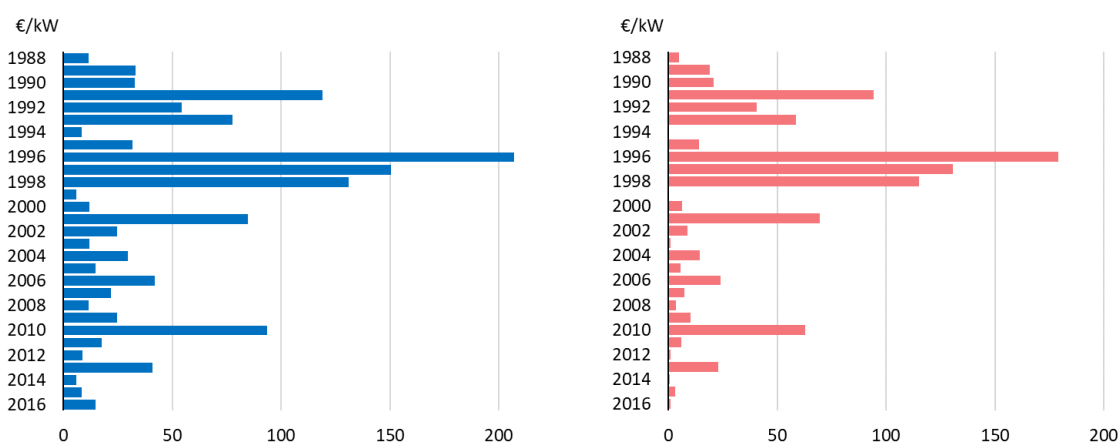
Til tross for større markedsandel for sol- og vindkraft, samt mye mer lagring og forbrukerfleksibilitet, har termiske kraftverk fortsatt en sentral rolle i våre scenario. I 2040 har vi fortsatt en samlet termisk kapasitet på over 250 GW på tross av at vi forventer en massiv nedleggelse av både kull- og kjernekraft.



I våre simuleringer utnyttes denne kapasiteten fullt ut i perioder med lav fornybarproduksjon og høyt forbruk. Med store volumer og en varighet opptil en uke er det vanskelig å se for seg hvordan batterier og forbrukerfleksibilitet skal kunne ta over rollen til termisk produksjon i slike situasjoner.

Stadig mer sol- og vindkraft har gitt mer overkapasitet, færre brukstimer og dermed lav inntjening for termiske kraftverk de siste årene. I mange tilfeller dekker ikke inntektene de faste kostnadene. Fremover viser våre simuleringer økte inntekter til gjenværende termiske kraftverk. Utfasing av kull- og kjernekraft gir en strammere effektbalanse og høyere pristopper.

Figur 9-19 og Figur 9-20 viser at inntjeningen<sup>14</sup> til gasskraftverkene i 2040 kommer med ujevne mellomrom, konsentrert i noen få tilfeldige værår. Altså er kraftverkene avhengig av å tjene mye i et fåtall timer som oppstår sjelden. Dette gjør at det er knyttet stor usikkerhet til investeringene. Denne usikkerheten forsterkes av usikkerheten knyttet til markedsdynamikken forklart på slutten av 9.1.



Figur 9-19: Inntjening for et CCGT-kraftverk i Tyskland for ulike værår i 2040

Figur 9-20: Inntjening for et OCGT-kraftverk i Tyskland for ulike værår i 2040

I kapittel 6.5 nevnte vi at investeringer i nye termiske kraftverk kan bli lønnsomme på lang sikt. Det er ofte mer lønnsomt å vedlikeholde og drifte eksisterende enn å bygge nye. I vårt Basis-scenario er det lønnsomt å drifte de termiske kraftverkene, men mange blir nedlagt når de ikke lengre går i stort overskudd. Dette er dessuten svært følsomt for endringer i forutsetninger for fleksibilitet, for eksempel bidrag fra redusert industriforbruk i timer med høy pris.

Vi har valgt å tilpasse samlet termisk produksjonskapasitet slik at vi får en simulert internrente på rundt -5 % for nye investeringer ved å ta hensyn til kun spotmarkedsinntekter og alle kostnader. Dette er en konservativ antagelse. Gitt at våre modellsimuleringer viser et riktig bilde av markedet med høy risiko på inntektssiden, ville en investor i ny OCGT trolig kreve betydelig høyere avkastning. Vi legger imidlertid til grunn at kraftverkene får noe ekstra inntekter fra kapasitetsmarkeder eller gjennom system- og balansetjenester. I tillegg ønsker vi ikke å overdrive mulighetene for rasjonering og stramme hendelser, noe som ville blitt resultatet om vi hadde lagt inn færre kraftverk. Uansett om landene velger kapasitetsmarked, strategisk reserve eller "energy only" vil trolig konklusjonen være et stramt marked uansett.

<sup>14</sup> Modellen beregner inntjening, her definert som inntektene minus driftskostnader. Et CCGT-kraftverk har noe høyere investerings- og vedlikeholdskostnader enn OCGT, men lavere driftskostnader og høyere brukstid.

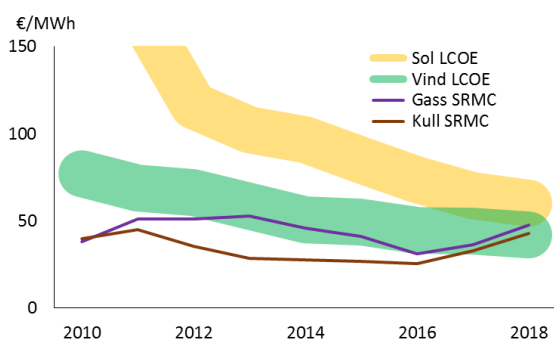
## 9.4 Synkende behov for subsidier av fornybar

Vi har over mange år forutsatt at det meste av utbyggingen av sol- og vindkraft på kontinentet og i Storbritannia forutsetter hjelp i form av ulike subsidie- og garantiordninger. Med en så høy vekst i fornybarandelen som vi har i vårt oppdaterte forventningsscenario gjelder dette fortsatt helt til 2040. Lavere kostnader gir imidlertid et mye lavere subsidiebehov. Når vi simulerer med en mer moderat vekst innen sol- og vindkraft får vi at utbyggingen i stor grad er lønnsom uten subsidier.

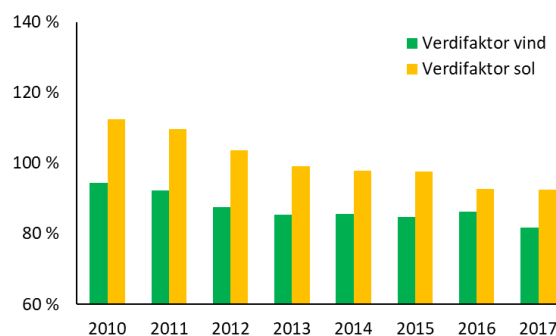
### Både LCOE og oppnådd kraftpris faller - balanserer hverandre

Lavere LCOE gjør sol- og vindkraft stadig mer konkurransedyktig. Sammen med økningen i kraftprisene de siste to årene er det nå slik at ny vindkraft i mange tilfeller har en lavere LCOE enn fortløpende marginalkostnader for kull- og gasskraft, og dermed også kraftprisene. Med vår prognose om fortsatt fallende LCOE indikerer dette at det etter hvert blir bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge ut uten støtte flere steder der sol- og vindforholdene er gode.

I kapittel 7 og 8 viste vi at de gjennomsnittlige kraftprisene synker i scenarioene våre etter hvert som andelen sol- og vindkraft øker, særlig etter 2030. Den oppnådde prisen til sol- og vindkraftprodusenter faller enda mer. Dette er kjent som kannibaliseringseffekten og handler om at kraftprisene faller klart mest i timer med høy sol- og vindkraftproduksjon. Denne effekten blir sterkere når andelen fornybar produksjon øker. Eksempelvis fikk tysk solkraft frem til 2013 bedre betalt enn gjennomsnittlig kraftpris. I dagens marked er oppnådd pris like under gjennomsnittlig kraftpris og i Basis 2040 er den 30 % lavere enn snittprisen.



Figur 9-21: LCOE ligger nå på nivå med marginalkostnad for kull- og gasskraftverk

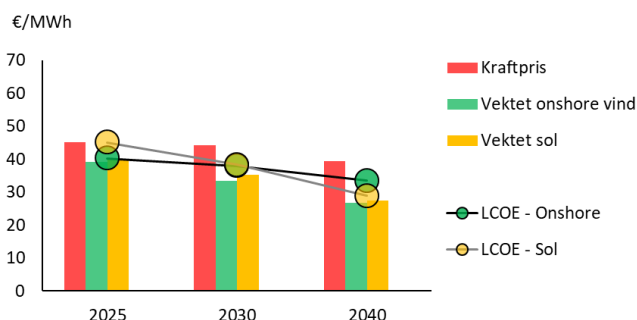


Figur 9-22: Historisk verdifaktor (oppnådd kraftpris delt på gjennomsnittspris) for tysk sol- og vindkraft

Vi ser at modellen ofte undervurderer kannibaliseringseffekten i Europa, slik at for eksempel vindkraft får høyere inntekter i modellen enn i dagens marked. I tillegg er lavprisfleksibiliteten vi simulerer med svært usikker. Derfor er det fullt mulig at oppnådd pris for uregulerbar produksjon blir lavere enn det våre resultater tilsier.

### Vi har fortsatt behov for subsidier i Basis

Figur 9-23 viser hvordan stadig lavere oppnådd kraftpris for sol- og vindkraft i stor grad kompenserer for effekten av fallende LCOE i vårt forventningsscenario. Dette gjør at behovet for støtte vedvarer. Vi forutsetter derfor at subsidier og garantier sikrer en jevnt høy fornybarutbygging i Basis. I Høy blir derimot den oppnådde prisen til sol- og vindkraft høyere enn LCOE allerede i 2025, og at det i utgangspunktet ikke er nødvendig med subsidier. LCOE delt på verdifaktoren setter da et slags tak på hvor høye gjennomsnittsprisene kan bli.



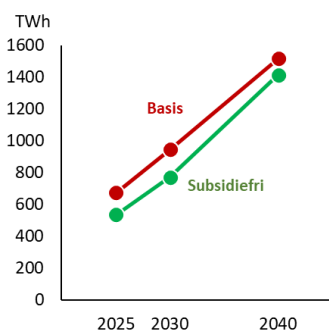
Figur 9-23: LCOE og oppnådd kraftpris for vind- og solkraft i Tyskland

### Sensitivitetsanalyser indikerer at mye sol- og vindkraft kommer uansett

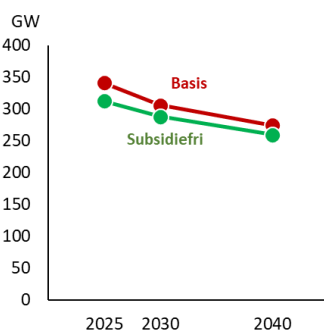
Med utgangspunkt i vårt oppdaterte forventningsscenario har vi gjort en forenklet analyse av hva som skal til for at utbyggingen av sol- og vindkraft kan skje uten subsidier. Vi tester her tre alternativer:

- Saktere fornybarutbygging
- Raskere utfasing av termisk
- Høyere CO<sub>2</sub>-pris

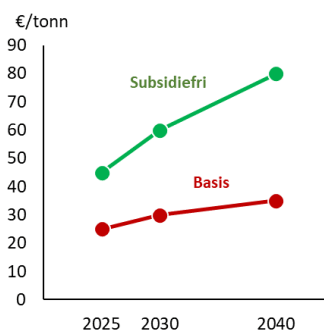
I alle de tre sensitivitetene har vi justert på forutsetningene helt til simulert oppnådd kraftpris for ny solkraft og landbasert vindkraft ligger omtrent på linje med LCOE. I beregningene har vi brukt en noe høyere LCOE som følge av at utbyggerne tar mer risiko uten subsidier. Vi har ikke lagt til nye termiske kraftverk eller mer lagring som følge av at prisnivået og volatiliteten øker. Figur 9-24 og Figur 9-25 underdriver derfor hva som skal til for å oppnå utbygging uten støtte.



Figur 9-24: Sol- og vindkraftproduksjon i Basis og subsidiefri sensitivitet A



Figur 9-25: Termisk kapasitet i Basis og subsidiefri sensitivitet B



Figur 9-26: CO<sub>2</sub>-pris i Basis og subsidiefri sensitivitet C

Figur 9-24 viser at en mer moderat vekst i fornybarutbyggingen vil gjøre utbyggingen mer lønnsom. Dette gir en tydelig indikasjon på at behovet for støtte er mye lavere enn hva vi forventet i forrige LMA. Subsidier kan derfor være nødvendig bare for å få inn den siste delen av veksten vi forventer. Altså vil trolig mye av fornybarveksten komme uavhengig av eventuelle subsidier, gitt våre forutsetninger om øvrig markedsutvikling.

Figur 9-25 viser tilsvarende at en liten nedgang i termisk kapasitet isolert sett raskt gir lønnsom ny fornybar uten subsidier. Dette skyldes den tette koblingen mellom kraftpriser og kapasitetsmargin. Siste figur viser derimot at CO<sub>2</sub>-prisen må øke mye før sol- og vindkraft blir lønnsomt på egen hånd. En av årsakene til dette er at kraftprisene, og da særlig oppnådd kraftpris for sol- og vindkraft, blir stadig mindre følsom for CO<sub>2</sub>-prisen etter hvert som fornybarandelen øker. Mer lønnsom lagring og

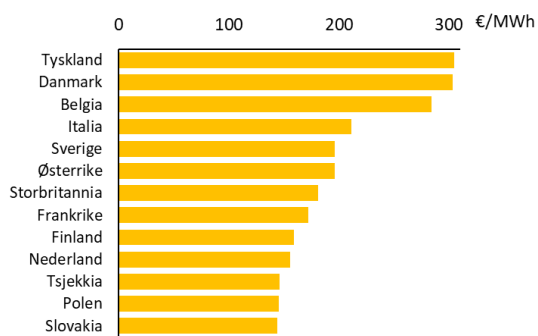
forbrukerfleksibilitet ville riktignok i dette tilfellet løftet lønnsomheten av sol- og vindkraft. Dette ville gitt lønnsom utbygging på en noe lavere CO<sub>2</sub>-pris enn hva vi viser her.

Lavere LCOE er en av de viktigste driverne for lavere subsidienivå. Dersom LCOE for sol- og vindkraft faller 10-15 €/MWh lavere enn hva vi forutsetter vil en tilsvarende utbygging av sol- og vindkraft som i Basis kunne skje uten subsidier. Isolert sett vil også høyere forbruksvekst eller høyere kull- og gasspriser også kunne føre til at fornybar blir lønnsomt uten ekstra støtte, som vi ser i Høy-scenarioet.

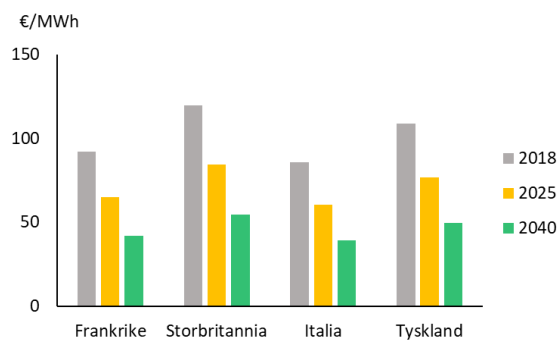
### Småskala solkraft vil være lønnsomt for mange sluttbrukere

Sluttbrukerkostnaden øker for mange europeere, mens kostnaden for solcellesystem på tak har falt kraftig de seneste årene. Selv om kostnaden for å bygge mindre anlegg på tak er høyere enn store solcelleparker kan det ofte være mer lønnsomt med småskala. Dette er på grunn av at storskala parker kun får spotpris, mens alternativkostnaden for småskala anlegg inkluderer også nettleie og avgifter.

Som vi ser av figurene under er det i mange land allerede høyere sluttbrukerpriser enn levetidskostnaden for å installere solceller på tak. Dette betyr ikke at det vil være lønnsomt for alle husholdninger og næringsbygg å installere solceller, og det kan være flere årsaker til det. På lang sikt vil en overgang fra energi- til effektledd på tariffene og generelt lav strømpris når det allerede er høy solkraftproduksjon svekke lønnsomheten kraftig. Potensialet for småskala solkraft veldig høyt, men på samme tid er det usikkert hvor mye som kommer. Eksterne analyser viser at dette kan føre til lavere nettoforbruk, men uten at forbrukerne blir fullstendig uavhengig av nettet.



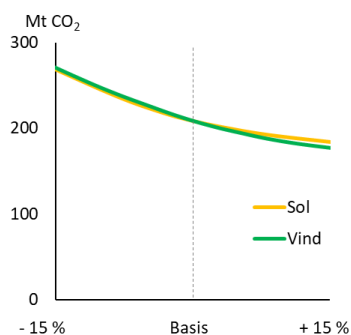
Figur 9-27: Sluttbrukerkostnad for husholdninger i europeiske land 2017. Kilde: Bloomberg NEF



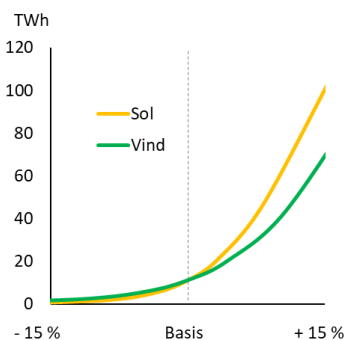
Figur 9-28: Våre prognoser av LCOE for småskala solkraft

## 9.5 Krevende å fjerne alle CO<sub>2</sub>-utslipp med kun sol- og vindkraft

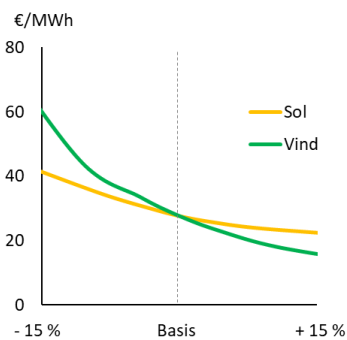
I Basis 2040 er det fortsatt betydelige CO<sub>2</sub>-utslipp fra den europeiske kraftsektoren. Samtidig blir det stadig mer krevende å få til en videre utslippsreduksjon ved hjelp av sol- og vindkraft alene. Dette er like tydelig nå i vår oppdaterte analyse som det var i LMA 2016. Når vi øker andelen sol- og vindkraft utover 2040-nivået er det stadig flere timer hvor uregulert produksjon dekker hele forbruket. Samtidig er det fortsatt perioder med neglisjerbar fornybar produksjon. Utnyttelse av ny sol- og vindkraft vil dermed forutsette mye mer lagring og annen fleksibilitet. Det er usikkert i hvilken grad dette lar seg gjøre, og om det kan komme andre teknologier som bedre kan løse utfordringene. Veien videre etter 2040 er et betydelig usikkerhetsmoment også for utviklingen før 2040 da investeringene i kraftsektoren har lang levetid.



Figur 9-29: CO<sub>2</sub>-utslipp i kraftsektoren ved å justere mengden solkraft eller vindkraft



Figur 9-30: Spill av fornybar ved å justere mengden solkraft eller vindkraft



Figur 9-31: Oppnådd kraftpris for tysk vindkraft ved å justere mengden solkraft eller vindkraft

Figurene over viser hvordan endringer i mengden sol- og vindkraft i Basis 2040 isolert sett påvirker CO<sub>2</sub>-utslipp, spill av energi og oppnådd kraftpris for tysk vindkraft. Generelt er markedet mettet av sol- og vindkraft i 2040 og mengden spill av energi øker raskt uten mer fleksibilitet.

## *Del IV*

# *Det nordiske kraftmarkedet*

I denne delen presenterer vi våre forutsetninger, kraftpriser og analyser av norske og nordiske markedet. Utviklingen vi har presentert for det europeiske markedet tidligere har store konsekvenser for dette. I denne delen forklarer vi blant annet trendene som ligger bak våre prognoser og forutsetninger. Et viktig premiss for norsk nettutvikling er en stadig større andel uregulerbar produksjon, spesielt fra vindkraft. Utfasing av hele eller store deler av svensk kjernekraft de neste 30 årene får betydelig konsekvenser i det nordiske markedet.

## 10 Utviklingstrekk og forutsetninger Norden

Vi forventer store endringer i det nordiske kraftsystemet frem mot 2040. Forbruket vokser og det blir mye mer vindkraft. Vi forventer også lavere produksjon og mindre tilgjengelig effekt fra kjernekraft og andre termiske kraftverk. I sum blir uregulert produksjon dominerende, og vi får mye større svingninger i den løpende effektbalansen. Dette hovedbildet er vesentlig forsterket fra LMA 2016.

Energi- og klimapolitikk, både nasjonalt og i EU, er fortsatt en viktig drivkraft for utviklingen av det nordiske kraftsystemet. Samtidig har teknologisk utvikling og reduserte kostnader fått en mer sentral rolle. Allerede nå gjør høyere kraftpriser og lavere kostnader det lønnsomt å bygge ut ny landbasert vindkraft uten subsidier mange steder. Den største endringen fra sist er derfor at vi legger til grunn mer vindkraft i Norge og Sverige.

### 10.1 Ambisiøs energi- og klimapolitikk i Norden på lang sikt

Alle de nordiske landene har nasjonal energi- og klimapolitikk knyttet opp til EUs mål og politikk. De langsiktige målene innebærer store reduksjoner i de samlede utslippene av klimagasser. For kraftsektoren er målet i praksis å ha null utslipp innen 2040. Selv om mye er likt er det også flere forskjeller i konkrete delmål og tiltak mellom landene.

- **Sverige** har vedtatt et langsiktig mål om 100 % fornybar kraftproduksjon innen 2040 og utvidet det norsk-svenske sertifikatsystemet for fornybar produksjon med 18 TWh til 2030. Dette volumet er snart fylt opp og det er ikke bestemt noe om en eventuell utvidelse av målet. Det er ikke vedtatt noen sluttdato for kjernekraften, men for å nå målet om et fornybart kraftsystem må alle reaktorer stenges på sikt. Energisikkerhet ved utfasing av kjernekraft et sentralt energipolitisk tema.
- **Finland** vedtok en klimalov i 2015 med mål om 80-95 % reduksjon i samlede klimagassutslipp innen 2050. [Klimastrategien](#) frem til 2030 gitt ut i 2017 gir mål om 50 % fornybarandel av sluttenergiforbruket, utfasing av kullkraft og 50 % reduksjon av utslippene fra transport. Finland har i dag anbuds konkurranser for fornybar kraftproduksjon. Det er usikkert om dette blir videreført etter 2020. Det er politisk aksept for fortsatt satsing på kjernekraft og et nytt kjernekraftverk er under planlegging nord i landet. Landet har et stort underskudd på kraftbalansen og energisikkerhet er et sentralt tema i energipolitikken.
- **Danmark** var tidlig ute med ambisiøse klimamål og vedtok tidligere i år en ny [klimaplan](#) med mål om at 50 % av sluttenergiforbruket skal være fornybart innen 2030. De har allerede høy andel vindkraft. Danmark satser mye på nett som løsning for å få god forsyningssikkerhet, i tillegg til å bygge om til biokraft.
- **Norge** er gjennom EØS med i EUs kvotesystem ETS, og har i tillegg egne CO<sub>2</sub>-avgifter. Norge har dessuten vedtatt å knytte seg til EUs mål for 2030. Dette innebærer større utslippskutt i Norge, særlig utenfor kvotepliktig sektor der målet i utgangspunktet er 40 % reduksjon innen 2030, målt mot 2005. Kraftsektoren er som kjent allerede tilnærmet utslippsfri, men større utslippskutt innen industri, petroleumsrelatert virksomhet og transport får konsekvenser for kraftsystemet i form av elektrifisering og dermed økt kraftforbruk. Norge ligger langt framme internasjonalt når det kommer til elektrifisering av transport.

Felles for Sverige, Finland og Danmark er utfordringer knyttet til økende effektunderskudd i timer med lite vindkraft. Det kan lede til en større diskusjon om dagens markedsdesign vil være tilstrekkelig for å sikre nok regulerbar kapasitet på sikt.

Den norske regjeringen publiserte i april 2016 en melding om energipolitikken. Meldingen fokuserer på fire hovedområder:

- Styrket forsyningsikkerhet – satse på utvikling av markedsløsninger og ny teknologi
- Utbygging av lønnsom fornybar kraftproduksjon – sertifikatsystemet utvikles etter 2021
- Effektiv og klimavennlig bruk av energi – kobling mot klimamål
- Økt verdiskaping ved å ta kraften i bruk – nytt industrialisert forbruk basert på fornybar kraft

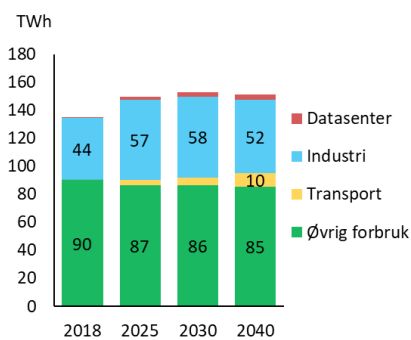
Støtteordningen for ny fornybar produksjon går ut fra 2021 i Norge. Dette har ikke nødvendigvis stor betydning da det med dagens kraftpriser er lønnsomt å bygge ut vindkraft uten støtte i Norge.

## 10.2 Forbruksvekst i Norden på grunn av elektrifisering og ny industri

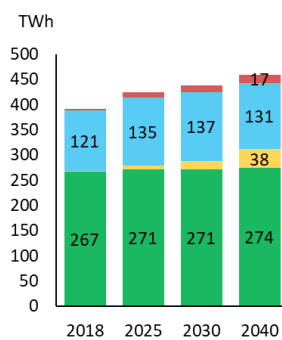
Vi forventer at det nordiske kraftforbruket vokser med i underkant av 20 % til 2040. Dette er omtrent på samme nivå som i LMA 2016. Veksten kommer mest av elektrifisering av transport og olje- og gassinstallasjoner, større industriforbruk og flere nye datasentre. Det vil trolig også komme noe vekst fra økt bruk av kraft til varme, blant annet i fjernvarmeanlegg. Energieffektivisering i blant annet bygg reduserer forbruket og demper dermed forbruksveksten. På lang sikt er forbruksnivået usikkert. I sum vurderer vi sannsynligheten for større vekst enn i Basis som mer realistisk enn en tilsvarende reduksjon.

Maksimalt effektforbruk øker også mot 2040, men noe mindre enn veksten i energiforbruket. I våre simuleringer øker det maksimale forbruket fra 26 til 28 GW i Norge, og fra 72 til 79 GW i Norden totalt. Forbrukerfleksibilitet kan bidra til å dempe forbruket i de kaldeste vinterdagene noe.

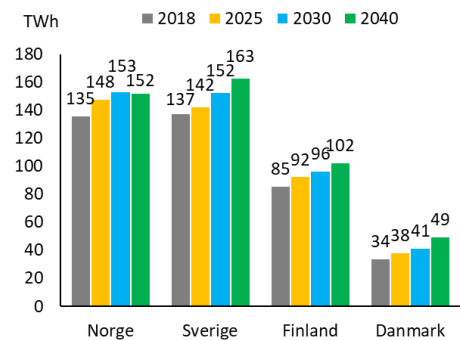
Frem til 2025 er industrien sitt forbruk som vokser mest i både Norge og Norden. Etter 2030 vil transportforbruket øke raskere, mens industriforbruket i Norge er antatt å gå noe ned igjen.



Figur 10-1: Utvikling i norsk kraftforbruk

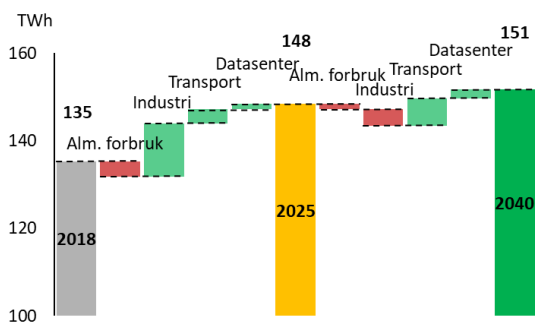


Figur 10-2: Utvikling i nordisk kraftforbruk

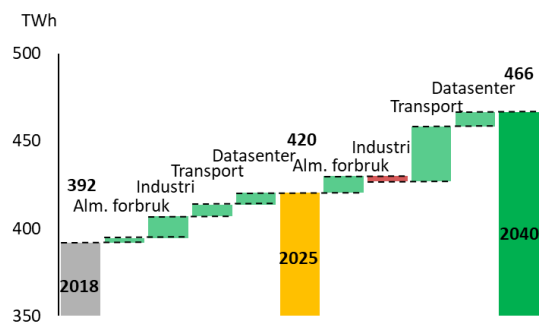


Figur 10-3: Nordisk kraftforbruk fordelt på land





Figur 10-4: Forbruksendringer Norge



Figur 10-5: Forbruksendringer i Norden

### Byggforbruket holder seg stabilt i alle de nordiske landene

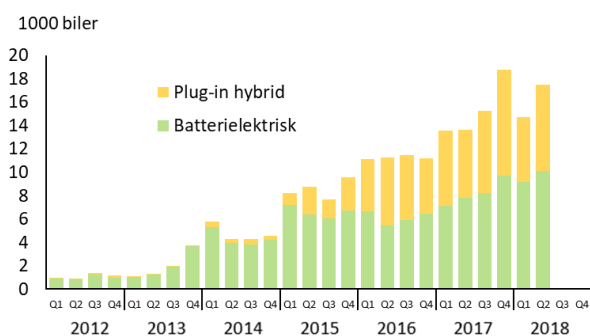
Bygg står for rundt halvparten av det norske kraftforbruket. Frem mot 2040 trekker viktige faktorer i byggforbruket i ulike retninger. På den ene siden vil nybygging og renovering gi mer energieffektivitet gjennom strengere TEK-krav. På den andre siden viser SSBs befolkningsframskrivninger en moderat befolkningsvekst. Basert på vår forbruksprognosemodell<sup>15</sup> forventer vi at disse to hovedfaktorene balanserer hverandre, og at norsk forbruk fra boliger (unntatt elbiler) holder seg flatt på rundt 38 TWh årlig. Når det gjelder øvrig alminnelig forbruk forventer vi en svak nedgang frem til 2040.

I de andre nordiske landene er det noe vekst i byggforbruk gjennom økt bruk av varmepumpe når disse erstatter oppvarming basert på andre energikilder.

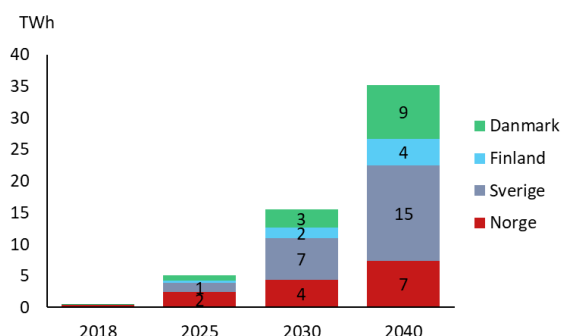
### Elektrifisering av transport gir sterk forbruksvekst i Norden, særlig etter 2025

Det blir stadig mer tydelig at vi går mot en betydelig elektrifisering av transport. Som vi beskriver tidligere i rapporten er lavere batterikostnader og strengere utslippsregler for kjøretøy viktige årsaker.

I Norge står elbiler for en stadig større andel av nybilsalget. Stortinget ønsker forbud mot fossilbiler fra 2025, og dette vil forsterke elbilsalget. Også i de andre nordiske landene vil billigere batterier og flere avgiftsfordeler føre til en kraftig vekst i antall elbiler. Mellom 2030 og 2040 antar vi at andelen elbiler av den totale bilbestanden øker fra rundt 50 % til 90 % elbiler i Norge, og fra 30 % til 85 % for Norden.



Figur 10-6: Kvartalsvis salg av ladbare biler i Norge



Figur 10-7: Kraftforbruk fra elbiler i Norden

Norge ligger også langt framme innen bruk av andre elektriske kjøretøy, som ferger, varebiler og busser. Innen 2040 kan tilnærmet all privat og kollektiv transport i Norden være utslippsfri og elektrisk, trolig med unntak av flytransport. Vi forventer derfor et kraftforbruk på 10 TWh fra transport totalt i

<sup>15</sup> LeoPard-modellen er utviklet av Optimeering og Statnett, og gir detaljerte kommunevise forbruksprognoser

Norge i 2040. Det er 4 TWh mer enn hva vi hadde i LMA 2016. For Norden forventer vi et samlet kraftforbruk på 38 TWh til transport i 2040, som er 14 TWh høyere enn i forrige analyse.

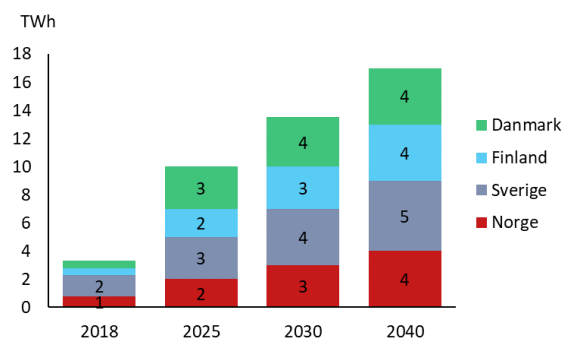
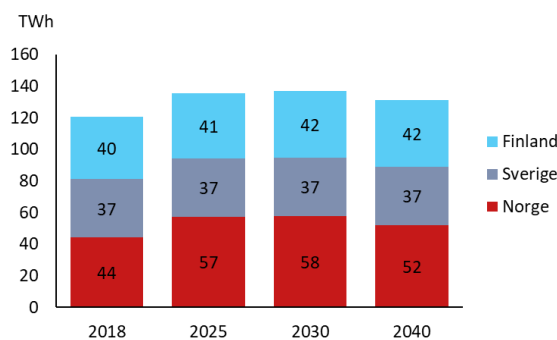
### Forbruksvekst innen kraftintensiv industri og datasentre

Den kraftintensive industrien i Norge er i vekst, og det er stort potensial for videre vekst. I vårt forventningsscenario vokser det samlede industriforbruket med 14 TWh til 2030 og faller så 6 TWh tilbake til 2040. Samlet industriforbruk i Norden har vært stabilt de siste åtte årene, og i Sverige og Finland beholder vi dagens nivå frem til 2040.

Treforedlingsindustrien i Norden har vært svekket i mange år som følge av lav global etterspørsel. Forbruket på 40 TWh, særlig i Finland og Sverige, kan ta seg opp igjen gjennom mer produksjon rettet mot papp og emballasje. Analyser fra blant annet INSA tilsier at dette kan gi en oppsving for finsk og svensk industriforbruk.

Hydros oppstart av piloten på Karmøy og gjenåpning av linje B på Husnes gir økt forbruk fra aluminiumsindustrien. Senere kan også et fullskalaanlegg på Karmøy gi økt forbruk. Øvrig metall- og legeringsindustri vil trolig være på nivå med dagens forbruk, men med en mulig oppside knyttet til silisiumproduksjon og stålindustri i Sverige.

Elektrifisering av plattformer offshore og trykkstøtte til olje og gass gir en forbruksvekst innen 2025. Etter 2030 forutsetter vi noe tilbakegang i forbruket knyttet til petroleum, men dette er svært usikkert.



Figur 10-8: Forbruk fra kraftintensiv industri per land

Figur 10-9: Forbruk fra datasentre

Etableringen av nye datasentre i Norden har fått stor oppmerksomhet. Etterspørselen etter datakraft og lagring er sterkt økende globalt, og det er mange fordeler ved å legge denne typen virksomhet i de nordiske landene. Antallet aktører som ønsker å tilknytte seg nettet har derfor økt kraftig og det er mange planer som i sum ville gitt høy vekst i kraftforbruket. Dette gjelder både medium store datasentre som samlokaliserte ulike kunder og dedikerte datasentre for store internasjonale IT-selskaper.

Vedtaket om full elavgift og lavere priser på Bitcoin har gjort det mindre aktuelt å starte opp denne typen datasentre i Norge. I 2040 har vi i alt 17 TWh datasenter jevnt fordelt mellom de nordiske landene. Plasseringen og hvor stort kraftforbruket til datasentre vil bli er høyst usikkert. Vi ser et potensial for langt høyere vekst enn hva vi forutsetter i Basis.

Utfallsrommet for industriutvikling er stort. For det første kan beslutninger fra enkeltaktører ha stor betydning for det totale forbruket. For det andre er industriforbruket avhengig av konjunkturer i sine respektive markeder. Finanskriser eller problemer med tilførsel av alumina er eksempler som kan gi store svingninger i industriforbruket. Likevel er trolig oppsiden større enn nedsiden på grunn av mulighetene for mer elektrifisering av industri inklusive petroleum, og nye datasentre.

### Mer flyt sørover gir større tap i nettet

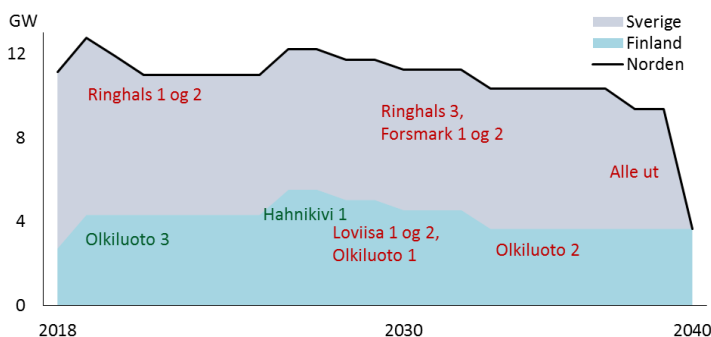
Tap i det norske transmisjonsnettet øker fra ca. 3 til 5 TWh mellom 2018 og 2040 i Basis. I resten av Norden har vi en økning fra 7 til 14 TWh, noe som betyr at tap blir en mer betydelig del av den totale lasten. Den viktigste årsaken til økte tap er mer transport fra nord til sør.

### 10.3 Kjernekraft faser ut i Sverige – Finland opprettholder kapasiteten

Sverige og Finland har totalt 11 GW kjernekraft i dag med omtrent 80 TWh årlig produksjon. Kjernekraftverkene har stor betydning for kraftsystemet, både nasjonalt i Sverige og Finland, og for hele Norden. Med jevn og forutsigbar grunnlast nær forbrukssentre bidrar kjernekraften både til energisikkerhet, jevne markedspriser og å opprettholde systemstabiliteten i det nordiske nettet.

I Sverige ligger det nå an til å bli full utfasing av hele kjernekraften. To av reaktorene, Oskarshamn 1 og 2, er nylig tatt ut av drift og innen 2020 skal også Ringhals 1 og 2 legges ned. Selv om Sverige har vedtatt et mål om 100 % fornybar kraftproduksjon innen 2040 er det fortsatt en viss usikkerhet knyttet til når de siste seks reaktorene blir lagt ned. I henhold til gjeldene teknisk levetid vil de bli faset ut mellom 2037 og 2045. Levetidsforlengende tiltak er imidlertid fortsatt en realistisk mulighet og kan gi videre drift også etter 2045.

Vi legger til grunn full utfasing av svensk kjernekraft til 2040, men presiserer at dette er en usikker forutsetning. Dette er i tråd med det nordiske referansescenariot for 2040 som er utarbeidet til bruk i den kommende Nordisk plan 2019. En grunn til å ta ut all kjernekraft allerede til 2040 er levetiden tilsier at de skal fase ut kort tid etter. Dermed får vi en bedre representasjon av situasjonen etter 2040 i dette datasettet. Som vi kommer tilbake til i kapittel 15.4 medfører dette til dels uløste utfordringer for det svenske og nordiske kraftsystemet.

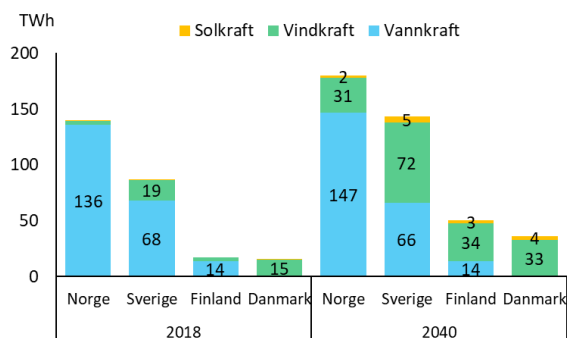


Figur 10-10: Kjernekraftkapasiteten i Norden frem til 2040 i Basis

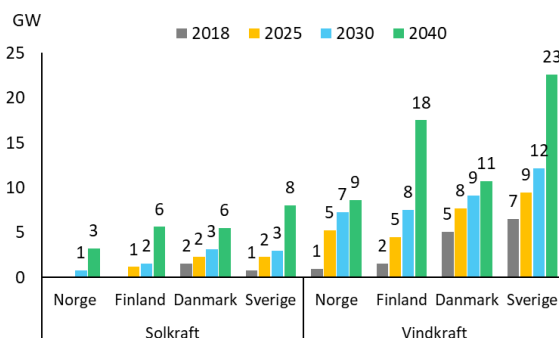
I Finland har Olkiluoto 3 blitt ytterligere forsinket, og idriftsettelse ligger 11 år bak den opprinnelige planen. Reaktoren på 1600 MW skal nå bli satt i drift i januar 2020. Dessuten er fortsatt den offisielle planen å starte opp Hanhikivi på 1200 MW i 2024. Vi legger til grunn at Hanhikivi kommer i drift innen 2030. De finske reaktorene har i utgangspunktet en levetid på 50 år, men kan bli forlenget med ti ekstra år. I Basis stenger Loviisa 1 og 2 ned til 2030, og Olkiluoto 1 og 2 til 2040.

### 10.4 Fornybar kraftproduksjon fortsetter å vokse

Vi forventer økende fornybar kraftproduksjon i alle de nordiske landene helt til 2040. Dette kommer i hovedsak i form av vindkraft. Samlet sett forventer vi en økning på 46 TWh vindkraft i Norden til 2040. I tillegg forventer vi en økning på 9 TWh vannkraft og 14 TWh solkraft. Lønnsomhet uten subsidier, behov for å dekke opp for bortfall av kjernekraft og politiske målsetninger er de viktigste driverne.



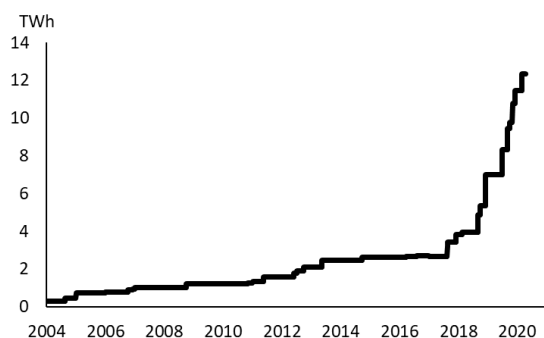
Figur 10-11: Fornybarproduksjon per område



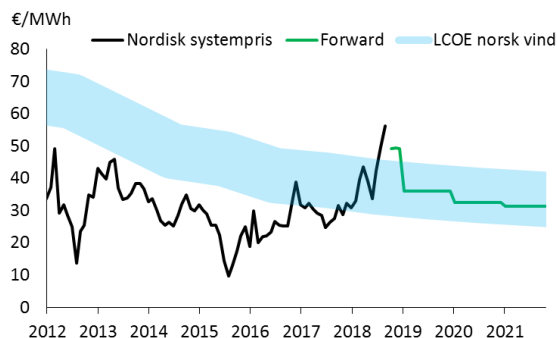
Figur 10-12: Installert effekt sol- og vindkraft

### Høy utbyggingstakt – sertifikatssystemet er trolig fullt ti år før tiden

Den norsk-svenske elsertifikatordningen hadde som mål å gi 28,4 TWh ny fornybar innen 2020. Sverige har vedtatt en utvidelse til 46,4 TWh innen 2030, mens Norge valgte å avslutte ordningen. Det nye svenske målet er så godt som oppfylt allerede som følge av en lang rekke investeringsbeslutninger i både Norge og Sverige de siste par årene. I Norge innebærer dette at normalårsproduksjonen fra vindkraft øker fra 3 til 12 TWh mellom 2016 og 2020. Da teller vi kun vindparker under bygging og prosjekter med endelig investeringsbeslutning. Utviklingen har gått mye raskere enn hva vi forventet i våre prognoser fra 2016. Selv om elsertifikatprisen trolig vil falle videre ned mot null som følge av at det blir bygget ut mer enn målsetningen, kommer det stadig nye investeringsbeslutninger.



Figur 10-13: Årsproduksjon fra vindkraft i Norge summert for alle kraftverk i drift, under utbygging eller med endelig investeringsbeslutning



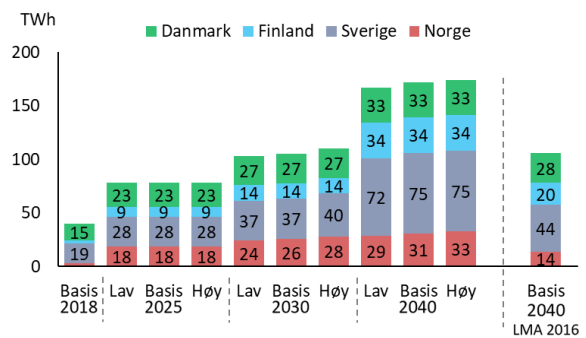
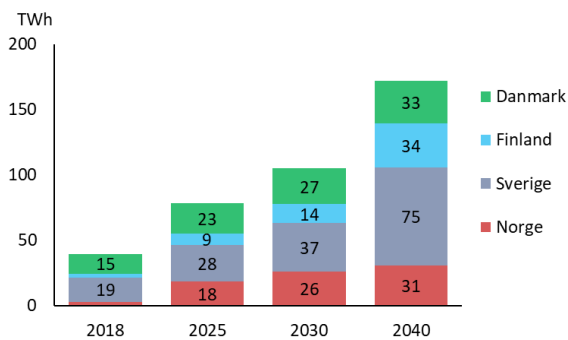
Figur 10-14: Utvikling i historisk kraftpris med forwardpris, og utvikling i LCOE for norsk vindkraft

### Vindkraftutbyggingen fortsetter i Norge uten subsidier

Fortsatt høy utbygging selv med utsikter til små bidrag fra elsertifikater gir en solid indikasjon på at vindkraft i Norge er lønnsomt uten subsidier allerede i dag. Figur 10-14 viser den bakenforliggende årsaken med kombinasjonen av fallende kostnader og økte kraftpriser. Med prisenivået vi har på kontinentet i Basis, får vi høy lønnsomhet av ny norsk vindkraft de neste 10-15 årene. Mer vindkraft vil riktignok presse ned prisene og til slutt gjøre det ulønnsomt å bygge ut mer. Men som vi har vist i vår [offentlige delanalyse](#) til NVEs pågående arbeid med "Nasjonal ramme for vindkraft" må det i vårt forventningsscenario bygges ut store volumer ny vindkraft i Sør-Norge før kraftprisen faller ned under forventet LCOE i 2025-30. Vi konkluderer derfor med at det er markedsmessig plass til 25-45 TWh i Sør-Norge, der det høye estimatet er mer realistisk i Høy. I Nord-Norge og delvis Midt-Norge er det større nettbegrensninger og det skal mye mindre ny produksjon til før de lokale kraftprisene faller ned under forventet LCOE og gjør videre utbygging ulønnsomt selv om vindforholdene er svært gode. Mer nettkapasitet sørover og mot Finland og Sverige, og eventuelt nytt forbruk, vil gi plass til noe mer.

På lengre sikt forventer vi at kraftprisene på kontinentet og ellers i Norden gradvis går ned som følge av stadig mer sol- og vindkraft i hele Europa. Dette gir lavere kraftpriser også i Norge, og dermed lavere lønnsomhet av norsk vindkraft. Videre er det grunn til å tro at hensynet til naturvern får betydning for hvor mye som blir bygget ut av landbasert vindkraft i Norge.

I Basis legger vi til grunn at norsk vindkraftproduksjon øker til over 30 TWh i 2040. Dette er en dobling fra LMA 2016. Som følge av at vi ikke har lagt til grunn nye store nettinvesteringer, har vi i Basis lagt til grunn at mesteparten av den nye vindkraften kommer i Sør-Norge.



Figur 10-15: Vindkraftproduksjon per land i Basis

Figur 10-16: Nordisk vindkraft per scenario

### Noe ny vannkraft og solkraft i Norge – stor oppside

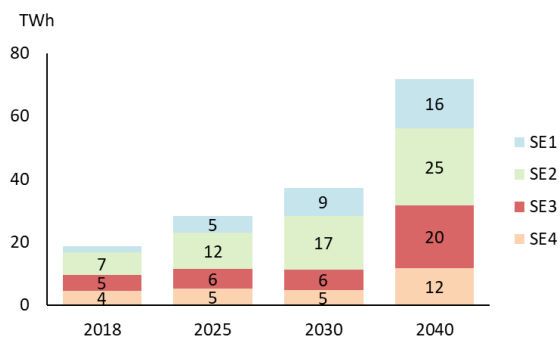
Da det norsk-svenske sertifikatsystemet ble innført forventet både vi og mange andre at det ville bli mye ny vannkraft, spesielt i form av småkraft. Selv om det har kommet til en del ny vannkraft de siste årene er det lite som tyder på at vi skal få noen stor utbygging i fortsettelsen. Kostnadene faller ikke på samme måte som for vind- og solkraft, og uregulert vannkraft har en ugunstig produksjonsprofil over året som gjør at oppnådd kraftpris blir relativt lav sammenlignet med vindkraft. Mye av produksjonen kommer om sommeren da prisene er lave. Dette gir lav lønnsomhet.

Vi forventer noe økt produksjon gjennom opprustning av gamle regulerte vannkraftverk. I tillegg vil klimaendringer gi økt tilsig på høsten og vinteren. Samtidig pågår det en revisjonsprosess av konsesjonsvilkårene for mange av landets vannkraftverk. Noe av hensikten med dette er å ta mer hensyn til naturvern og dette gir trolig noe mindre årsproduksjon samlet sett. I sum har vi derfor ikke forutsatt særlig store endringer i produksjonen fra det eksisterende vannkraftsystemet.

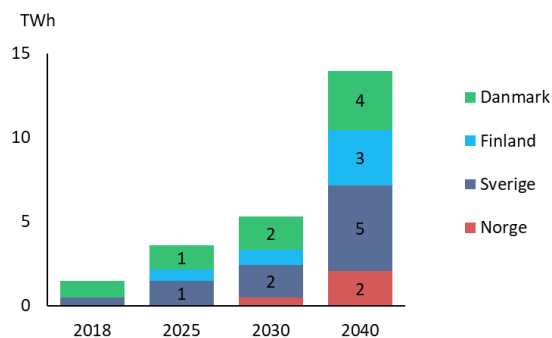
Lavere priser på solcelleanlegg og muligheter for å spare både nettleie og avgifter gjør at solceller på tak blir stadig mer vanlig, også i Norge. Lav solkraftproduksjon i perioden november til februar med tilhørende høye kostnader knyttet til reservekraftproduksjon, gjør det lite sannsynlig å koble seg av nettet ved hjelp av solceller. Vi forventer derimot at det vil bli mer vanlig å bli 20-40 % selvforsynt blant de som installerer solcelleanlegg på tak. Dette gjelder særlig eneboliger og næringsbygg med store, sørvendte tak i Sør-Norge. I vårt forventningsscenario for 2040 forventer vi at dette vil utgjøre 2 TWh samlet for Norge, og 3 TWh i Høy. Dette er konservative estimater og det kan bli mye mer.

### Mye mer vindkraft i Sverige og noe solkraft i alle land

I Basis er ny vindkraft delvis lønnsom uten støtte både i Sverige, Finland og Danmark. Vi forventer størst vekst i Sverige, som i vårt Basis 2040 har en samlet vindkraftproduksjon på 75 TWh. Veksten skyldes både gode vindforhold og behovet for å kompensere for mindre kjernekraft og økt forbruk. Det er etter vår vurdering sannsynlig at Sverige sikrer en tilstrekkelig utbygging av vindkraft med subsidier eller garantier hvis det ikke blir tilstrekkelig lønnsomt basert på markedspriser alene. I Basis kommer mye av veksten i de nordlige delene av landet.



Figur 10-17: Fordeling av vindkraft i Sverige



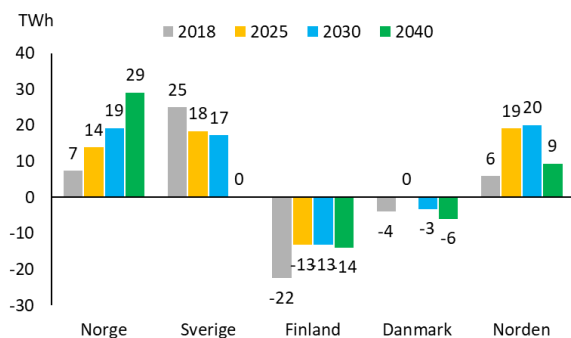
Figur 10-18: Solkraft per land i Norden

Også i Danmark og Finland fortsetter vindkraften å vokse, blant annet for å erstatte termisk produksjon. Danmark har allerede en høy andel vindkraft og den oppnådde prisen for vindkraft i Danmark vil derfor være preget av kannibalisering. Samtidig er Danmark i underskudd og vindkraft fremstår som sannsynlig tiltak for å dekke forbruk fra nye datasentre.

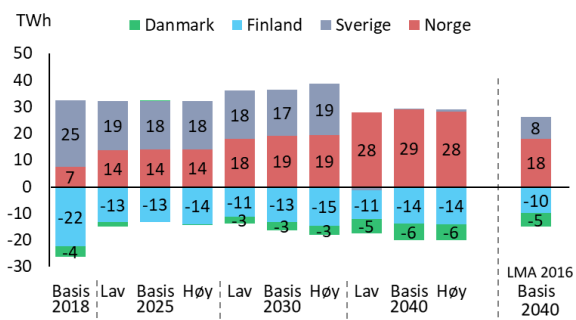
Etter hvert får også solkraft en større rolle i det nordiske systemet. Dette gir økt produksjon i sommerhalvåret når det allerede er et stort og til dels uregulert overskudd.

### 10.5 Økende nordisk kraftoverskudd, men stort utfallsrom

Vi beregner et nordisk overskudd på 6 TWh for normalåret 2018. Frem mot 2025 vil en sterk økning i vindkraft og ny finsk reaktor føre til et økende overskudd. Etter 2030 synker balansen igjen på grunn svensk kjernekraft og økt forbruk. Konkurransefortrinnet til nordisk vindkraft i samspill med fleksibel vannkraft gjør det relativt sikkert at Norden opprettholder overskuddet til tross for negativ balanse i Danmark og Finland.



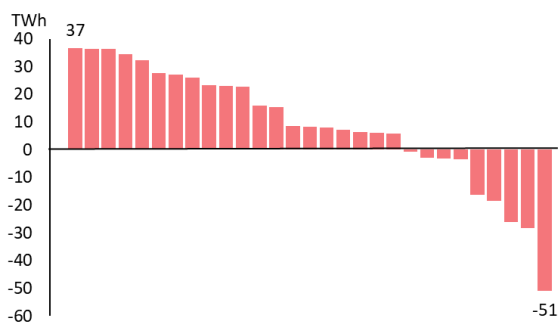
Figur 10-19: Kraftbalanser i Norden i Basis



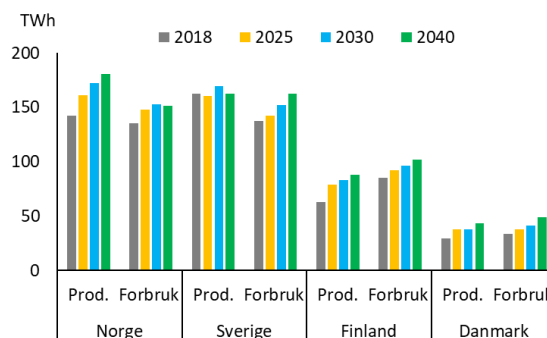
Figur 10-20: Nordisk kraftbalanse i våre scenarier

I Norge er overskuddet i gjennomsnitt på 29 TWh i Basis 2040. Dette tilsvarer 1 TWh økning per år gjennom hele perioden, ettersom veksten i vindkraft stabilt noe høyere enn forbruksveksten. Mye av overskuddet kommer på sommeren ettersom forbruket er relativt høyt på vinteren. Overskuddet varierer dessuten mye mellom ulike værår, og differansen mellom våte og tørre år kan være på opptil 90 TWh for hele Norden.

Balansen i Lav og Høy er nokså lik som i Basis. I Høy er det mer vindkraft, solkraft og industriforbruk som i sum gir omtrent samme overskudd.



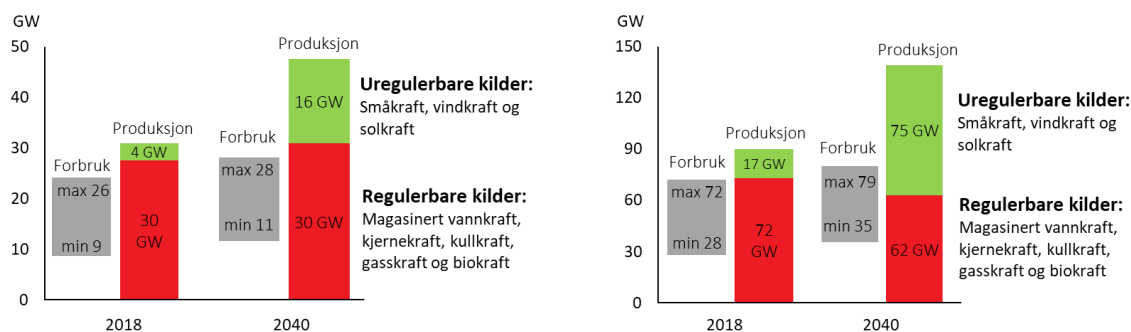
Figur 10-21: Nordisk balanse i 2040 sortert etter værår



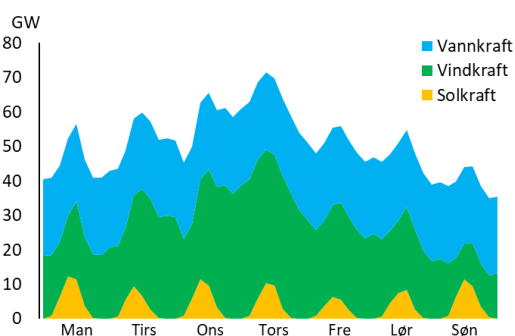
Figur 10-22: Produksjon og forbruk per land og år

## 10.6 Effektsituasjonen vil variere med svingninger i forbruk og uregulert produksjon

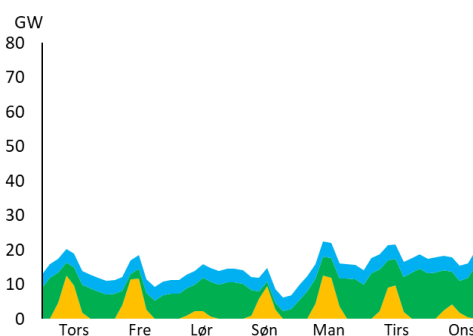
I Basis 2040 utgjør vind-, sol- og småkraft over halvparten av produksjonskapasiteten i Norden. Kombinert med lavere kapasitet innen kjernekraft og annen termisk produksjon, får vi dermed en situasjon der uregulerbar produksjon dominerer. Dette gir mye større svingninger i den løpende effektbalansen, som på mange måter er et viktigere utviklingstrekk enn energibalansen over året. Figurene under viser at i timer med lite uregulerbar produksjon vil Norden være avhengig av import for å kunne dekke forbruket. Samtidig vil det oppstå flere timer der uregulerbar produksjon overstiger forbruket alene, og vi får eksport basert på uregulert produksjon.



Figur 10-23: Maksimal effekt fra regulerbare og uregulerbare kraftverk i Norge og Norden i 2018 og 2040, samt minimum og maksimum forbruk.

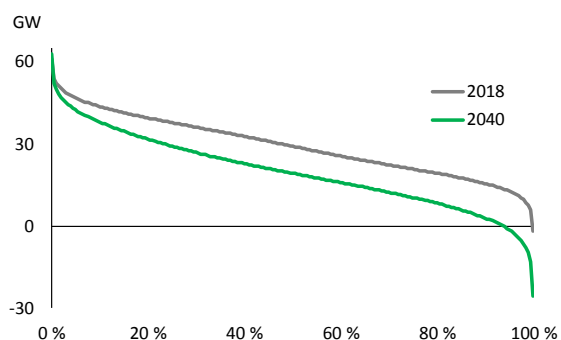


Figur 10-24: Timen med høyest produksjon fra uregulerbare kilder i Norden

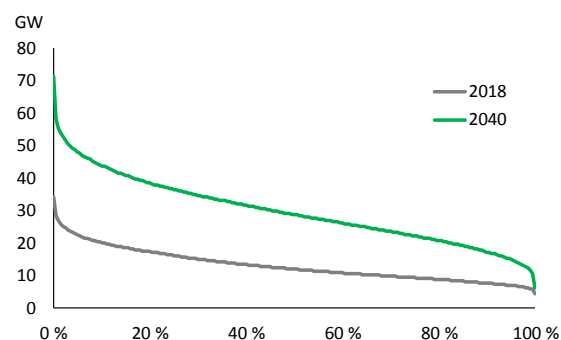


Figur 10-25: Timen med lavest produksjon fra uregulerbare kilder i Norden

Værsystemene i Norden kan gi samtidig høy eller lav sol- og vindkraftproduksjon over mange dager. Det samme mønsteret så vi også for Europa (se kapittel 9.1), og perioder med høy eller lav fornybarproduksjon på kontinentet er ofte korrelert med det nordiske.



Figur 10-26: Varighetskurve på residuallast (forbruk minus uregulerbar produksjon) i synkronområdet



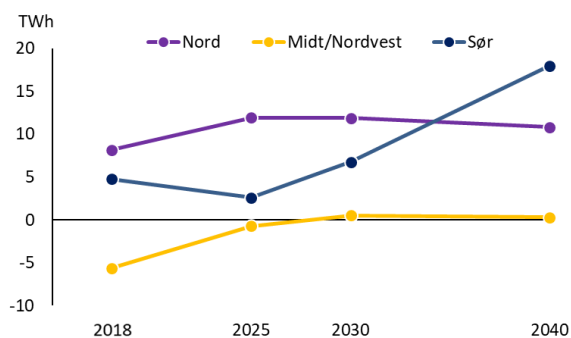
Figur 10-27: Varighetskurve på uregulerbar produksjon i synkronområdet

For å dempe de store variasjonene i effektbalansen kan flere typer fleksibilitet bli mer aktuelle. Prisvolatiliteten øker, og dermed stiger nytten for teknologier som kan kjøpe billig og selge dyrt. I Sør-Sverige har vi på grunn av effektknapphet lagt til 500 MW batterier som flytter 10 TWh energi årlig. Det er sannsynlig at det vil skje en videre vekst innen forbrukerfleksibilitet som deltar i både balansemarkedene og spotmarkedet. Mange typer fleksibilitet i Norden vil oppstå for å løse en rekke behov, og variasjoner i spotpris er derfor bare en liten andel av inntektene.

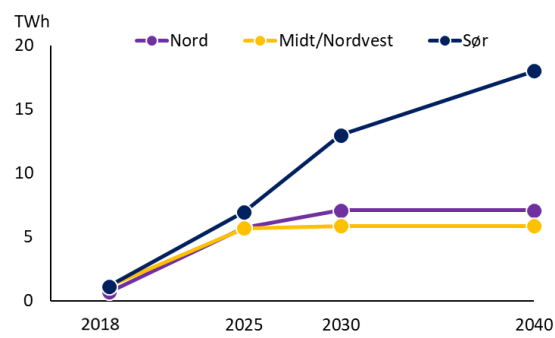
### 10.7 Fordeling balanse internt i Norge, både effekt og energi

Det norske kraftoverskuddet, som øker gradvis til 29 TWh mot 2040, er ulikt fordelt mellom ulike regioner i Norge. Frem mot 2025 er usikkerheten relativt lav, og vindkraftutbyggingen er spredt mellom nord og sør i landet. Forbruksveksten er derimot noe høyere i Sør-Norge, og derfor går balansen nært null i 2025.

Etter 2025 er det aller meste av ny vindkraft plassert i Sør-Norge av to grunner. For det første er ulik dynamikk mellom nord og sør i landet. Sør-Norge har en oppnådd pris som er høyere enn vår forventede LCOE i Basis etter 2025. I Nord-Norge faller den oppnådde prisen til vindkraftprodusentene raskere. Dette kan bremse utbyggingen, til tross for at Nord-Norge har de beste vindressursene og lavest utbyggingskostnader. For det andre ville en kraftigere utbygging i Nord-Norge ført til flaskehals som hadde krevd nettoppgraderinger. Siden vi bruker datasettene til nytteberegninger og samfunnsøkonomiske analyser er vi konservative med å legge inn nye transportkanaler som ikke er besluttet.



Figur 10-28: Balanse i norske regioner



Figur 10-29: Vindkraftproduksjon i norske regioner



## 10.8 Økt kapasitet for overføring både internt og til resten av Europa

Vi er inne i en periode der det blir gjennomført mange store nettinvesteringer både internt, ut av Norge og ellers i Norden. Mot 2040 er det sannsynlig at det vil komme nye prosjekter som ikke er under planlegging per i dag. Som vi forklarte i kapittel 3.3 er vi imidlertid konservative med å legge inn nye prosjekter i forutsetningene våre. Med noen få unntak tar vi kun med prosjekter som er under utbygging eller har kommet langt i planleggingen. Internt i Norge har vi med følgende prosjekter:

### Ferdig siden forrige LMA:

- Mongstad – Kollsnes (2016)
- Klæbu – Namsos (2017)
- Nedre Røssåga – Namsos (2017)
- Ofoten – Balsfjord (2017)
- Indre Oslofjord (2017/2018)
- Feda-Kristiansand (2018)

### Til 2022:

- Mongstad-Kollsnes (2019)
- Namsos – Åfjord/Storheia (2019)
- Snilldal – Surna/Trollheim (2019)
- Vestre Korridor (2018-2022)  
Flere prosjekter fra Sauda og sørover

### Til 2022 (fortsetter):

- Mauranger – Blåfalli  
Temperaturoppgradering
- Balsfjord – Skaidi (2022)
- Lyse-Fagrafjell

### Til 2025:

- Aurland – Sogndal (2023)
- Haugalandet/SKL-ringen

### Til 2030:

- Åfjord/Storheia – Snilldal (2028)
- Klæbu-Aura/Viklandet (2028)
- Nettplan Stor-Oslo  
Flere prosjekter rundt Oslo

---

Prosjektene nevnt over blir i hovedsak ikke gjennomført for å øke kapasiteten mellom dagens prisområder. De bidrar derimot til at vi kan opprettholde kapasitetene vi har i dag.

Når det gjelder ny kapasitet ut av Norge gir hver av de pågående prosjektene NordLink og NSL 1400 MW til henholdsvis Tyskland og Storbritannia. Utover dette har vi lagt inn en ny forbindelse på 1400 MW til Storbritannia i Basis 2040 og i Høy fra 2030 og en ny kabel til Nederland i Høy 2040. Vi viser imidlertid effekten av NorthConnects planlagte forbindelse fra Sima til Skottland som en sensitivitet i 2025. Videre er kapasiteten til Danmark uforandret helt til 2040 i Basis, selv om Skagerak 1, 2 og 3 når sin antatte tekniske levetid i løpet av vår analyseperiode. Her understreker vi at det ikke er tatt noe beslutning om reinvestering.

I Norden for øvrig har vi med Viking Link mellom Danmark og Storbritannia, Kriegers Flak, Hansa PowerBridge og SydVästlänken i Sverige til 2025. Til 2030 har vi lagt inn mer kapasitet mellom Finland og Sverige og til 2040 er kapasiteten på snitt to i Sverige økt til 10 500 MW fra 7 300 MW i dag. I sum øker kapasiteten fra Norden til kontinentet, Baltikum og Storbritannia fra 6 til 13 GW<sup>16</sup>. I 2040 Høy har vi dessuten en ny HVDC-forbindelse mellom Sverige og Polen.

### Flytbasert markedsklarering vil endre hvordan kapasitetene fastsettes

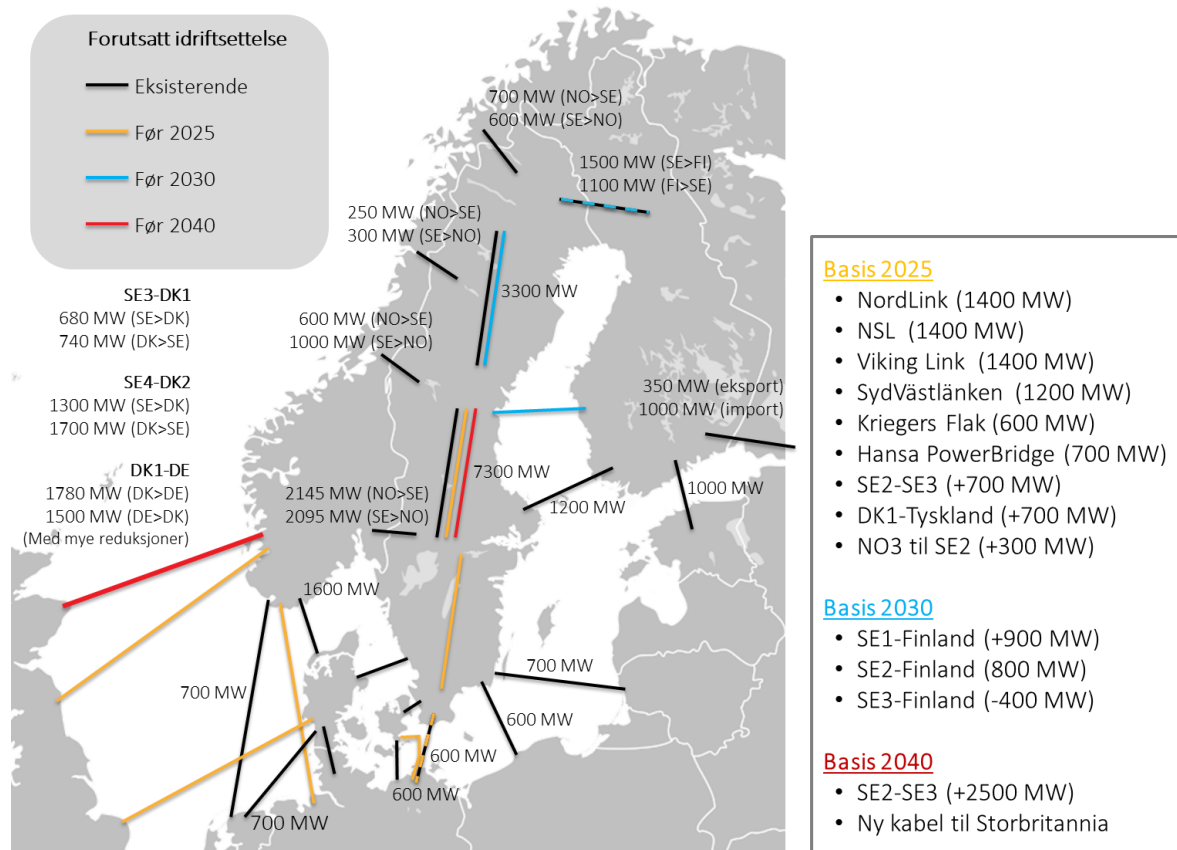
Statnett og de andre nordiske TSO-ene arbeider med å innføre flytbasert markedsklarering i Norden. Dette er et annet system for å beregne områdepriser og utveksling mellom områdene enn det vi har i dag.

Den største forskjellen er at fysisk flyt mellom områdene blir estimert som en del av beregningen, og algoritmen tar derfor direkte hensyn til fysiske nettbegrensninger. I dag gjør Landssentralen til Statnett og de andre nordiske TSO-ene en vurdering av forventet flyt og fysiske nettbegrensning før de bestemmer markedskapasiteten mellom hvert område.

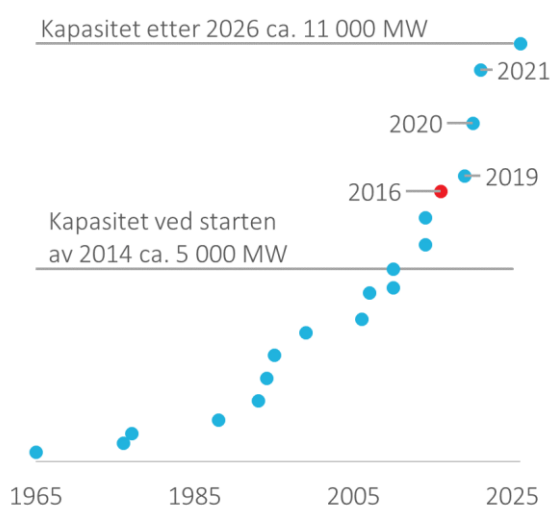
---

<sup>16</sup> Inkluderer ikke importkapasiteten til Finland fra Russland

Med flytbasert markedsklarering blir dagens kapasitet mellom områdene erstattet av et mulighetsrom for kapasitet som er avhengig av balansen i alle områder i kraftsystemet. Det kan høres komplisert ut, men det vil gi en langt mer transparent prosess for å bestemme utveksling og priser. Og det vil føre til mindre prisforskjeller mellom områdene, selv om det oftere vil være små prisforskjeller. Vi mener at flytbasert vil være et viktig virkemiddel for å få mest mulig kapasitet i det nettet vi har i dag.



Figur 10-30: Overføringskapasitet mellom Norden og resten av Europa og enkelte snitt innad i Norden. Eksisterende kapasitet er vist i kart, og endringer er vist i tabellen til høyre.

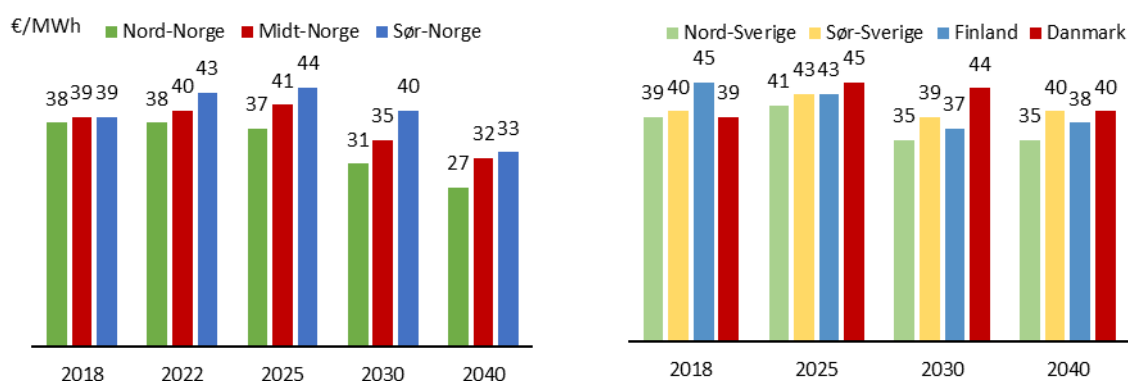


Figur 10-31: Historisk utvikling i kapasitet mellom Norden og resten av Europa. Viser også investeringsbesluttete forbindelser som kommer frem til 2026. Kapasiteten inkluderer ikke forbindelsene til Russland.

## 11 Nordiske kraftpriser i forventning

Vi forventer noe høyere priser i Sør-Norge de neste fem årene på grunn av høyere kvotepriser, økt overføringskapasitet til Europa og mindre svensk kjernekraft. Etter 2025 trekkes prisene i Sør-Norge ned på grunn av utbygging av vindkraft. Etter hvert forsterkes prisnedgangen av lavere europeiske priser. Samtidig forventer vi større flaskehals og prisforskjeller internt. Figur 11-1 viser hvordan dette fører til lavere kraftpriser i Nord-Norge enn i Sør-Norge allerede tidlig på 2020-tallet. Midt-Norge og delene av Vestlandet som i dag utgjør NO3 får priser mellom de i sør og nord.

I resten av Norden konvergerer kraftprisene i Sør-Sverige og Finland ettersom Sverige faser ut rundt 15 TWh kjernekraft, mens i Finland kommer Olkiluoto 3 på drift. Mindre kjernekraft i Sverige kombinert med fortsatt utbygging av vindkraft i Nord-Sverige gir større prisforskjeller internt i Sverige. Vi forventer at prisene i Danmark blir sterkere koblet til kontinentale og britiske priser med økt overføringskapasitet mot Nederland, Tyskland og Storbritannia.



Figur 11-1: Gjennomsnittspriser i ulike områder i Norge i Basis fra i dag til 2040

Figur 11-2: Gjennomsnittspriser for andre nordiske områder i dag og frem til 2040 i Basis

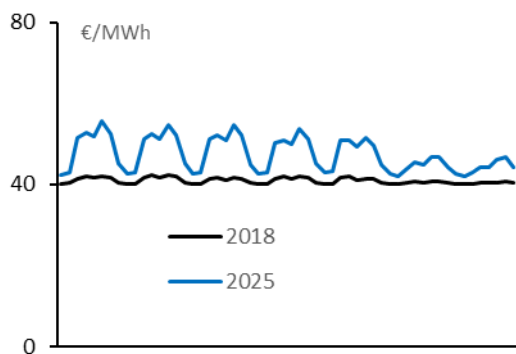
En sentral endring til 2030-40 er at norske og nordiske kraftpriser vil variere mye mer over tid. Dette skyldes både utviklingen på kontinentet og at vind- og solkraft blir dominerende også i Norden. Nedgang i svensk kjernekraft forsterker også dette. Prisvariasjonen er klart størst om vinteren da vi både har flere og høyere pristopper enn i dag, men også flere timer med svært lave priser. Om sommeren øker volatiliteten, men langt mindre da dette kun skyldes flere timer med lav pris. Det siste bidrar også til større sesongvariasjoner i prisene etter 2025, med lavere priser i sommerhalvåret. Prisene vil generelt være følsomme for endringer i gass- og CO<sub>2</sub>-priser, spesielt de første ti årene.

### 11.1 Prisene øker og blir mer variable til 2025 - forskjellene mellom våte og tørre år minker

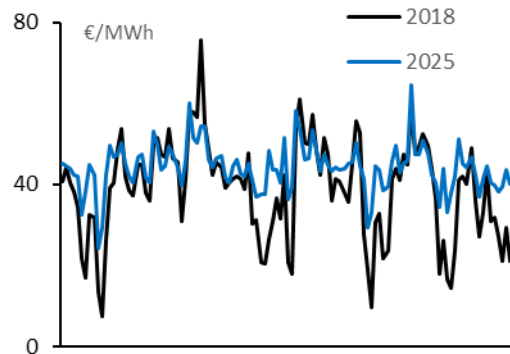
Norske priser stiger i forventning med ca. 5 €/MWh fra 2018 til 2025, drevet av høyere CO<sub>2</sub>-priser, nye forbindelser til Europa og Storbritannia, mindre svensk kjernekraft og mer forbruk. Dette mer enn oppveier effekten av utbygging av fornybar i Norge og resten av Norden.

Prisene i det nordiske markedet er i ferd med å bli mer volatile på kort sikt innenfor døgnet, spesielt om vinteren. Vi ser at denne trenden forsterker seg de neste årene. Den viktigste årsaken er den økte kapasiteten til Tyskland og Storbritannia kombinert med mer volatile kraftpriser i hele det europeiske markedet. Internt i Norden vil en mer variabel effektbalanse, som følge av utfasing av kjernekraft i Sverige og mer vindkraft, dra i samme retning. På den andre siden ser vi at de nye forbindelsene til utlandet gir mer stabile priser mellom år og sesonger som følge av at hydrologiske svingninger får

mindre betydning. Spesielt hindrer forbindelsene priskollaps i sommerhalvåret i år der tilsiget er høyere enn normalt. I tørre og kalde vintre bidrar forbindelsene til lavere priser (Figur 11-4).



Figur 11-3: Representativ vinteruke fra Basis 2018 og 2025

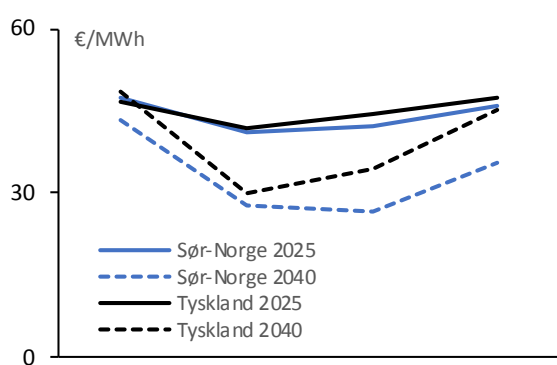


Figur 11-4: Snittpriser for vinter, vår sommer og høst for alle for alle simulerte værår i sekvens fra 1988 til 2016

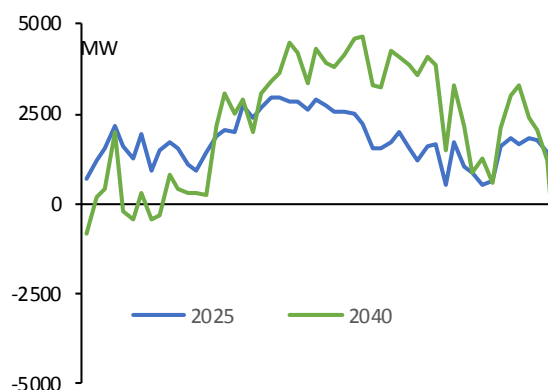
## 11.2 Til 2040 presser mer fornybar ned prisene – spesielt i sommerhalvåret

Etter 2025 begynner norske og nordiske priser å falle i vårt forventningsscenario.. Til 2030 synker prisen i Sør-Norge med om lag 4 €/MWh, før de synker med ytterligere 7 €/MWh til 2040. Årsaken er både mer vindkraft internt og etter hvert lavere kraftpriser på kontinentet, selv med en moderat oppgang i kvoteprisen.

Nedgangen er størst fra mars til oktober, fordi europeiske priser faller mye i denne perioden (Figur 11-5). I tillegg har Norge og Norden et stort energioverskudd i denne delen av året som er økende (Figur 11-6). I perioden fra desember til mars har vi en moderat nedgang i norske priser fra 2025 til 2040 på tross av en svak oppgang i tyske priser. Høyere priser i Tyskland skyldes flere pristopper. Norge får mer innslag av høye priser både som følge av dette og utfasing av svensk kjernekraft. Likevel blir dette motvirket av flere timer med lav pris. Årsakene er at i timer med høy vindkraftproduksjon i både Europa og i Norge blir kraftprisen meget lav også her.

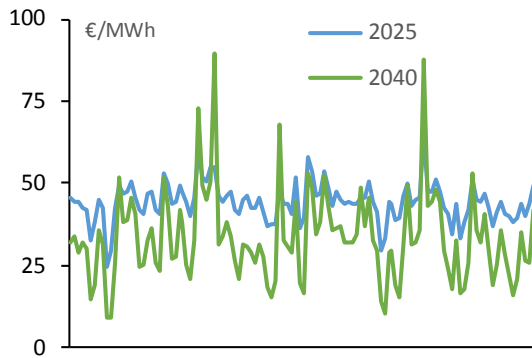


Figur 11-5: Snittpriser per kvartal over året i Sør-Norge og Tyskland i forventning 2025 og 2040

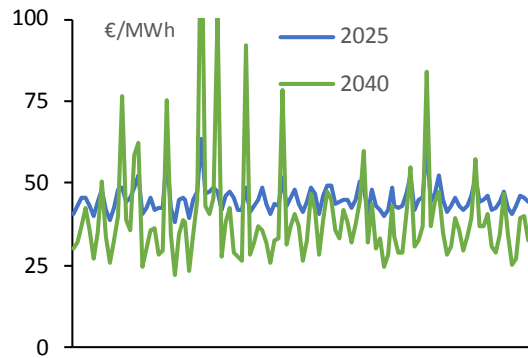


Figur 11-6: Samlet utveksling på DC-forbindelsene ut av Sør-Norge i Basis 2025 og 2040

Vi ser også at reduksjonen i sesongvariasjonen i norske kraftpriser vi får fra 2018 til 2025 på grunn av mer kapasitet til utlandet reverseres mot 2040 (Figur 11-7). Dette kommer av at prisene på kontinentet blir langt mer variable (Figur 11-8), samt mer vindkraft i Norden..



Figur 11-7: Snittpriser per kvartal over alle værår i Sør-Norge i forventning 2025 og 2040

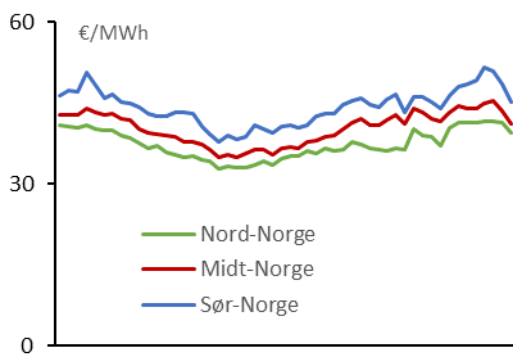


Figur 11-8: Snittpriser per kvartal over alle værår i Tyskland i forventning 2025 og 2040

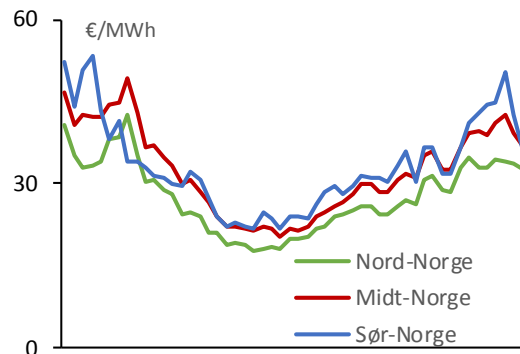
### 11.3 Vedvarende lavere kraftpriser i Nord-Norge, trolig nær utbyggingskostnaden for vind

Til 2025 ser vi en markant økning i antall timer med flaskehals ut av Nord-Norge. Figur 11-9 viser hvordan dette fører til at kraftprisen i snitt ligger lavere enn i Midt-Norge jevnt over hele året. Årsaken til at Midt-Norge ligger lavere enn Sør-Norge er både at kraftprisene er lavere i de to nordligste prisområdene i Sverige og økende kraftproduksjon i NO4 og NO3.

I våre Basis-datasett vedvarer flaskehalsen ut av Nord-Norge til 2040 da vi har at ny vindkraft utligner en moderat vekst i forbruket slik at antall timer med flaskehals er konstant. Prisforskjellen er størst om vinteren da Nord-Norge er mindre eksponert for pristoppene som oppstår både i Sverige og på kontinentet. Grunnen til at Midt-Norge har høyere priser i deler av året enn Sør-Norge er at området i disse periodene får en del av de samme pristoppene som i Sverige. Disse øker markant også i Nord-Sverige i 2040 ettersom kjernekraften er borte. Når vi simulerer en sensitivitet der 3000 MW kjernekraft fortsatt er i drift i 2040, går prisene vesentlig ned i hele Norge, men mer i Midt og Sør-Norge enn i Nord-Norge.



Figur 11-9: Snittpriser per uke over året i 2025 Basis



Figur 11-10: Snittpriser per uke over året i 2040 Basis

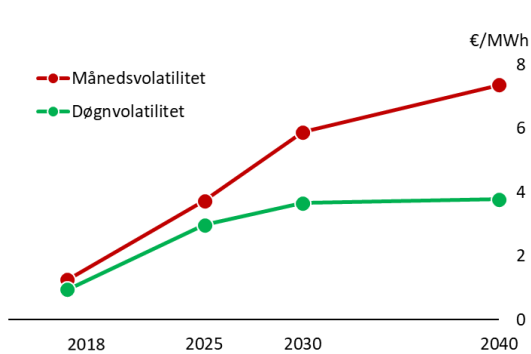
Som vi forklarer senere i rapporten vil mer forbruk heve prisene i Nord-Norge og dermed bidra til å jevne ut prisforskjellen. Dette vil imidlertid gi økt lønnsomhet til mer vindkraft og vi er tilbake der vi startet. I lys av dette, og at en eventuell større utbygging av ny nettkapasitet ut av regionen uansett tar lang tid, mener vi det er sannsynlig med varig lavere priser i Nord-Norge enn i Sør-Norge.

## 11.4 Lavere markedsandel for vannkraft og mer vind bidrar til mer prisvolatilitet i Norge

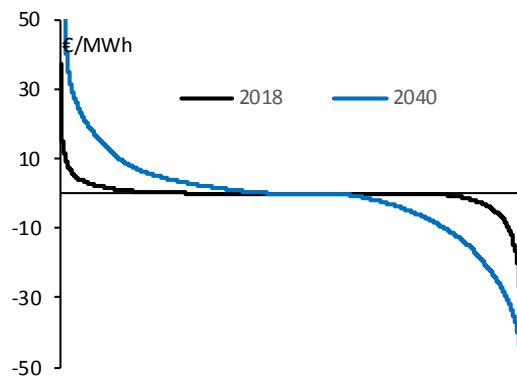
Figur 11-11 viser utviklingen i prisvolatilitet målt på tilsvarende to måter som vi viste i Figur 7-7 og Figur 7-8 for Tyskland. Prisvolatiliteten over døgnet øker mot 2030, blant annet som følge av de nye forbindelsene til kontinentet og Storbritannia. På sikt stabiliserer denne type variasjon seg i Norge, ettersom stort innslag av batterier gir mer stabile priser over døgnet i markedene rundt. Prisvolatilitet målt på månedsnivå viser derimot en stigende trend helt til 2040. Dette skyldes at tilsvarende type volatilitet øker på kontinentet og at vindkraft blir mer dominerende også her hjemme.

En annen måte å se dette på er at regulert vannkraft mister markedsandel. Figur 11-12 viser differansen mellom kraftpris og vannverdi for alle simulerte timer i Sør-Norge i 2018 og 2040. Hvis kurven ligger på null eller i nærheten setter regulert vannkraft med magasin prisen. Hvis kurven ligger over null er prisen høyere enn vannverdien. I disse tilfellene er ikke effekten i det norske kraftsystemet nok til å både dekke innenlandsk forbruk og full eksport til alle handelspartnere samtidig. Da blir prisen i Norge lik utlandet som igjen er satt av et termisk kraftverk med høye marginalkostnader, eventuelt utkobling av forbruk.

Hvis kurven er under null er prisen lavere enn vannverdi. Da er prisen enten satt av uregulert produksjon internt i Norge eller i utlandet<sup>17</sup>. Med sterk vekst i vindkraft og solkraft både hjemme og ute øker antall timer dette skjer markant. Det som er nytt i Norge, er at dette også skjer på vinteren.



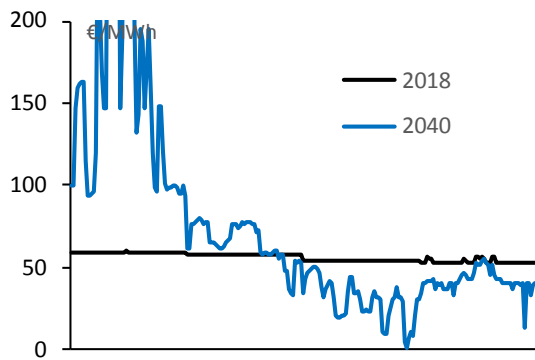
Figur 11-11: To mål på volatilitet for sør-norsk pris



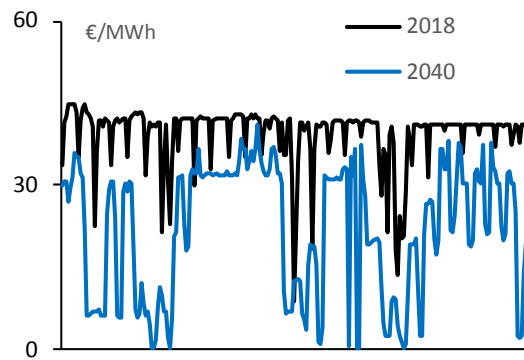
Figur 11-12: Varighetskurve på kraftpris minus vannverdi i Sør-Norge

Figurene nedenfor viser prisene sekvensielt for den samme simulerte vinter- og sommeruken i 2018 og 2040. Kurvene gir illustrerer de store endringene i prisbildet vi forventer. På vinteren i 2040 blir perioder med knapphet og høye priser avløst av perioder der regulert vannkraft er prissettende før økt fornybar produksjon fører til priskollaps, på tross av høyt vinterforbruk. Typisk varighet for sånne perioder er 3-4 dager til opp mot 1-2 uker.

<sup>17</sup> Et poeng her er at all prisvariasjon i Norge skyldes ikke avvik fra vannverdi. Ulike vannverdier over året eller mellom magasin kan naturlig nok også bidra til prisvariasjon. For eksempel skyldes mer stabile priser mellom sesong fra 2018 til 2025 likere vannverdier over året. Mot 2040 med økende andel vind- og solkraft ser vi igjen større forskjeller i vannverdier.

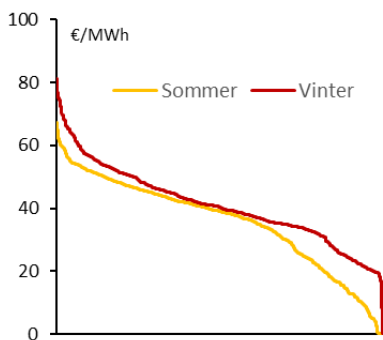


Figur 11-13: Priser i Sør-Norge for uke 5-8 for væråret 1997 i 2018 og 2040

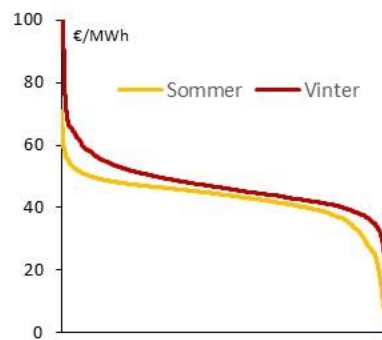


Figur 11-14: Priser i Sør-Norge for uke 29-32 for væråret 1998 i 2018 og 2040

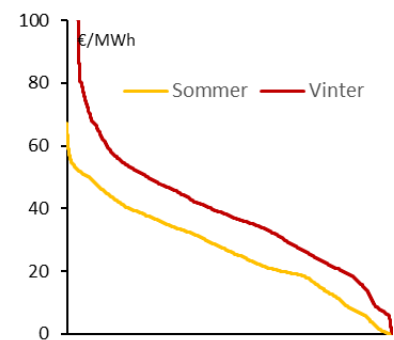
Varighetskurvene under er fordelt på henholdsvis sommer og vinter for 2018, 2025 og 2040, og oppsummerer endringene vi forventer i Sør-Norge og Nord-Norge.



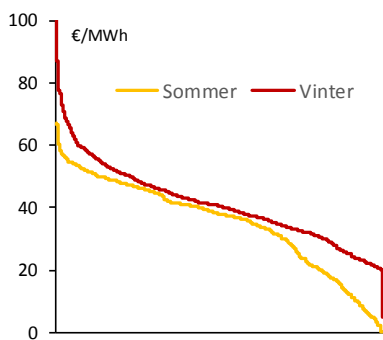
Figur 11-15: Varighetskurve for kraftpris i Sør-Norge, Basis 2018.



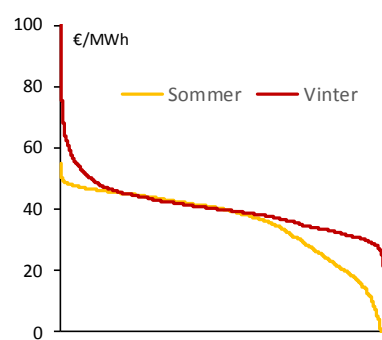
Figur 11-16: Varighetskurve for kraftpris i Sør-Norge, Basis 2025.



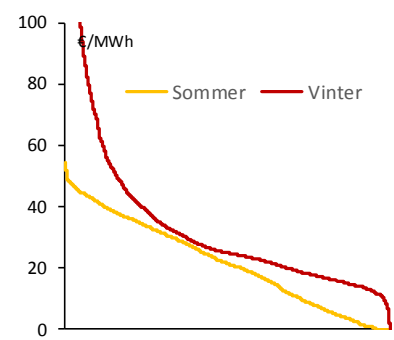
Figur 11-17: Varighetskurve for kraftpris i Sør-Norge, Basis 2040.



Figur 11-18: Varighetskurve for kraftpris i Nord-Norge, Basis 2018.



Figur 11-19: Varighetskurve for kraftpris i Nord-Norge, Basis 2025.

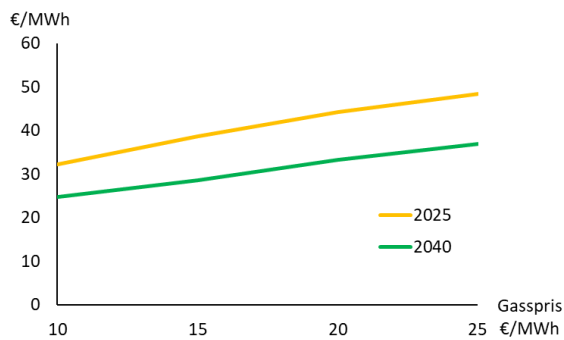


Figur 11-20: Varighetskurve for kraftpris i Nord-Norge, Basis 2040.

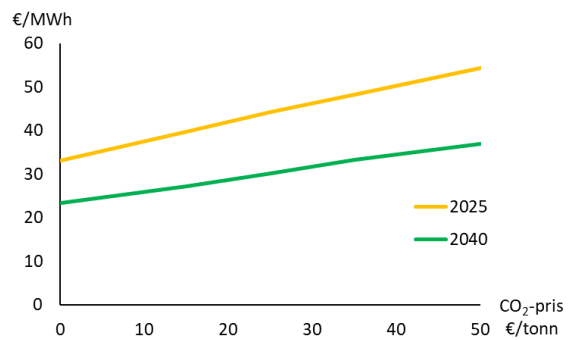
## 11.5 Norske priser følsomme for gass- og kvoteprisen helt til 2040

Figurene under viser hvor følsom den norske kraftprisen er for isolerte endringer i gass- og kvoteprisene i 2025 og 2040. Endringene i norske kraftpriser er relativt like som vi viste for tyske priser i kapittel 7.4, men noe mindre følsomme. Varige endringer i kraftprisenivået får innvirkning på investeringer i blant annet ny produksjon og nytt nett. Trolig vil dette til en viss grad motvirke endringer

i brenslens- og CO<sub>2</sub>-priser på sikt. Dette diskuterer vi nærmere i forbindelse med vårt lave og høye scenario.



Figur 11-21: Sør-norsk kraftpris simulert med forskjellige gasspriser for Basis 2025 og 2040

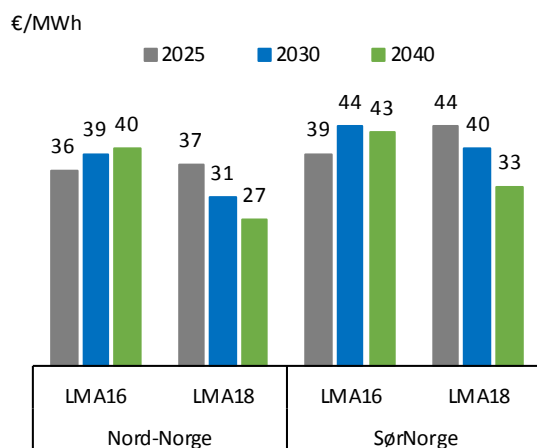


Figur 11-22: Sør-norsk kraftpris simulert med forskjellige CO<sub>2</sub>-priser for Basis 2025 og 2040

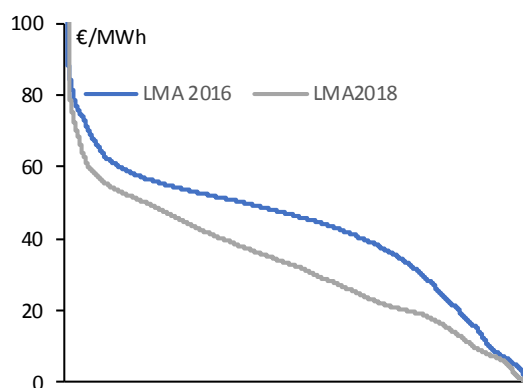
### 11.6 I LMA 2018 er prisene høyere enn i LMA 2016 frem til 2025, deretter lavere

Figur 11-23 sammenligner gjennomsnittsprisen i Nord-Norge og Sør-Norge i LMA 2016 med LMA 2018. I vårt oppdaterte Basis-datasett for 2025 er snittprisen i Sør-Norge ca. 5 €/MWh høyere enn i LMA 2016, til tross for økt mengde vindkraft i Norge. Årsaken er at høyere kull- og kvotepriser løfter kraftprisene i hele Europa. I Nord-Norge dempes denne oppgangen av økt flaskehals ut av området. Dermed er kraftprisen bare 2 €/MWh høyere i 2018-analysen. Flere timer med flaskehals skyldes større utbygging av vindkraft, og av dette er mye under bygging eller investeringsbesluttet.

Etter 2025 er imidlertid prisene fra denne analysen lavere på grunn av mer fornybarproduksjon i Norge og lavere europeiske priser. I 2040 er prisene hele 10 €/MWh lavere i den oppdaterte analysen. Varighetskurven viser at dette skjer nesten alle timer, men nedgangen er størst i sommerhalvåret. I Nord-Norge er forskjellen fra sist enda større. Her ligger prisene 9 €/MWh under LMA 2016-prisen i 2030, og 14 €/MWh i 2040. Årsaken er lavere priser i hele Norden og flere timer med flaskehals ut av området i hele analyseperioden.



Figur 11-23: Gjennomsnittspriser i 2025, 2030 og 2040 i Nord og Sør-Norge fra LMA 2016 og LMA 2018



Figur 11-24: Varighetskurve for pris i Sør-Norge i 2040, LMA 2016 og LMA 2018



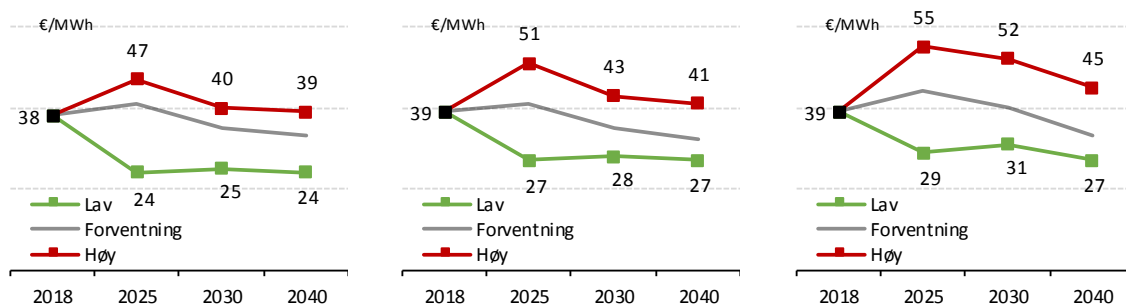
## 12 Utfallsrom for norske kraftpriser

Vi presenterer her kort utfallsrommet for norske kraftpriser frem mot 2040 gitt av våre alternative scenarier Høy og Lav. Bakgrunnen er de europeiske prisene presentert i kapittel 8.

### 12.1 Utfallsrommet for norske kraftpriser avtar trolig på sikt, fordi oppsiden er begrenset

Figurene nedenfor viser kraftprisene i Sør-, Midt- og Nord-Norge i de alternative scenarioene for lav og høy kraftpris frem til 2040. Til 2040 har vi et utfallsrom fra 30 €/MWh til i underkant av 45 €/MWh i Sør-Norge. Sammenlignet med kontinentet har vi et mindre utfallsrom på norsk side. Årsaken er gode vindressurser kombinert med vannkraftsystemet i større grad begrenser oppsiden. Prisene i det høye scenarier ligger i 2040 ca. 5 €/MWh under det vi hadde i LMA 2016. I Nord-Norge og Midt-Norge har vi noe lavere priser frem til 2030 i det høye scenarier. Dette skyldes en kombinasjon av flaskehals ut av Nord-Norge, mellom Midt<sup>18</sup> og Sør-Norge og internt i Sverige.

I det lave scenarier er kraftprisene i Sør-Norge i underkant av 30 €/MWh. Prisene er generelt noe lavere i Midt-Norge, med unntak av 2040. Nord-Norge har igjen de laveste prisene. Her er prisene under 25 €/MWh. I det lave scenarier har vi også noe lavere priser enn i LMA 2016, men nedgangen er mindre enn i Basis og Høy.



Figur 12-1: Gjennomsnittsprisen i Nord-Norge i våre scenarier.

Figur 12-2: Gjennomsnittsprisen i Midt-Norge i våre scenarier.

Figur 12-3: Gjennomsnittsprisen i Sør-Norge i våre scenarier.

Det er også stor forskjell i prisbildet mellom de to alternative scenarioene. I det høye scenarier forsterkes trenden mot mer prisvariasjon, mens i det lave scenarier forblir prisvariasjonen liten i hele perioden. Vi må igjen gjøre oppmerksom på at det er mindre grad av likevekt i disse to scenarioene. I det høye scenarier vil det trolig komme investeringer som vi ikke har med. Dette endrer ikke hovedbildet, men kan både dempe og forsterke noen konklusjoner. På den andre siden trengs det vesentlig større subsidier i det lave scenarier, både til ny produksjon, termiske kraftverk og ny fleksibilitet.

### 12.2 Utbyggingskostnad for vindkraft utgjør trolig ikke et fast pristak mot 2040 i Sør-Norge

I det høye scenarier stiger prisene i Sør-Norge til over 50 €/MWh på 2020-tallet drevet av høye gass- og CO<sub>2</sub>-priser, og et strammere europeisk kraftmarkedet. Dette er et nivå der det er lønnsomt å bygge ut store volumer vindkraft i Norge og de andre nordiske landene. Likevel setter ikke dette et absolutt pristak i Norden de neste 20 årene, selv om det mest sannsynlig begrenser oppsiden. Grunnen er sammensatt:

<sup>18</sup> Her er Sogn og Fjordane en del av Midt-Norge, da prisen i dette området i vår modell er koblet sterkere til Midt-Norge. Når vi omtaler kraftbalanser har vi likevel valgt å holde Sogn og Fjordane som en del av Sør-Norge.

- Hvis høye gass- og CO<sub>2</sub>-priser i første omgang presser prisene til nivået vi har i Høy-scenarieret, skal det en stor utbygging til for å komme ned på utbyggingskostnaden for vindkraft (se kapittel 14 og rapporten "Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet").
- Forbruksvekst i Norden kombinert med at Sverige uansett skal fase ut mye kjernekraft til 2040 bidrar isolert sett til høyere priser i det nordiske markedet. Mye vindkraft må til bare for å erstatte dette.
- I kapittel 8 argumenterte vi også for at det skal enda mer til for at fornybar presser ned kraftprisen i Europa.
- Punktet over bidrar til at kraftprisene i et høyprisscenario blir vesentlig lavere i Norge. Resultatet er at kan komme mer forbruk som motvirker lave priser og økt lønnsomhet av flere mellomlandsforbindelser. Vi har i vårt Høy-scenario lagt til ytterligere 2800 MW kapasitet til kontinentet/Storbritannia sammenlignet med i dag, mot 1400 MW i Basis.

I vårt lave scenario ligger prisen i Sør-Norge nært prisene på kontinentet, rundt 30 €/MWh, men er i snitt noe under på grunn av lavere sommerpriser. Også i dette scenarioet er det en trend mot lavere priser utover i tid. Denne er imidlertid svakere. Dette skyldes for det første at lønnsomheten av vindkraft er lavere. Det skal dessuten mer til å redusere prisene fordi de er så lave i utgangspunktet. Prisene relativt til kontinentet er tilsvarende som i vårt lave scenario sist.

### 12.3 I Nord-Norge er det begrensninger på utbygging av vindkraft i vårt høye scenario

I det høye scenarioet stiger snittprisen i Nord-Norge til over 45 €/MWh til 2025, og blir værende på dette nivået til 2040<sup>19</sup>. I datasettet skyldes det at forbruksvekst øker mer enn vindkraft. Vi mener i utgangspunktet at det er liten sannsynlighet for et slikt scenario. Årsaken er at man kan bygge ut store mengder vindkraft til langt lavere kostnad. I kombinasjon med begrenset nettkapasitet, slik at en relativt liten utbygging reduserer prisene mye, betyr dette trolig at det må ligge noen restriksjoner på videre utbygging av vindkraft. Vi har ikke sett på ny kapasitet i nettet i denne analysen. Økt kapasitet ut av området vil naturligvis gjøre at kraftprisen blir noe mindre sensitiv for kraftbalansen.

---

<sup>19</sup> Prisen i Nord-Norge er sensitiv for kraftbalansen i området, derfor varierer prisen noe mellom de ulike årstallene.

## 13 Prisforskjeller internt i Norge og ut av landet

Vi ser en trend mot økte prisforskjeller internt i Norge og ut av landet<sup>20</sup>. Selv om nettkapasiteten blir større flere steder er det en rekke faktorer som trekker i motsatt retning. De viktigste er økt energiflyt nord-sør i Norge og Sverige, mindre kjernekraft i Sverige, mer vindkraft lokalt og mer volatile kraftpriser på kontinentet. Vi utdyper deler av analysen i kapittel 14, der vi blant annet ser ulike fordelinger av vindkraft og til dels forbruk internt.

### 13.1 Dette er en forenklet analyse for å gi en viss oversikt – videre analyser i KSU/NUP

Vi presiserer at dette ikke er noen fullstendig analyse av mulige interne flaskehalser i Norge til 2040. Resultatene er i større eller mindre grad avhengig av usikre forutsetninger, spesielt når det gjelder geografisk fordeling av videre vekst i forbruk og produksjon i Norge og til dels Sverige. Vi har i utgangspunktet lagt inn en fordeling av nytt forbruk og ny produksjon som i mindre grad øker nettbehovet. I tillegg har vi som forklart i kapittel 3.3 med noen få unntak kun lagt til grunn vedtatte nettførsterkninger. Bakgrunnen for begge deler er at datasettene skal være et godt utgangspunkt for videre analyser av blant annet lønnsomheten av nettinvesteringer.

Vår modell gir en god ettergivelse av virkeligheten, men er på langt nær perfekt. Vi kjenner flere eksempler på forenklinger og usikkerhetsmomenter:

- Simuleringene vi viser til her med intakt nett på de fleste forbindelsene i alle timer. Videre har vi ingen revisjoner på vannkraftverk. I virkeligheten er det flere revisjoner og utfall av både nett, produksjon og industriforbruk.
- Til 2040 øker antall timer der knapphet gjør at forbruksreduksjoner setter prisen. Her er det usikkert både hvor godt vi fanger antall timer med priser satt av at forbruk, og hvor høyt prisene da blir.
- Vi simulerer med flytbasert markedskobling. Dette gir en annen måte å håndtere nettkapasiteter på. Før dette nå blir innført i det virkelige kraftsystemet har vi ikke noen historiske observasjoner å sammenligne med for å verifisere.
- Vi simulerer med 15 markedsområder i Norge. I virkeligheten vil noen flaskehalser bli løst ved bruk av spesialregulering.

I hvilken grad våre modellsimuleringer reflekterer de faktiske markedsforholdene 10-20 år frem i tid er et annet usikkerhetsmoment. I sum gjør dette at vårt forventningsscenario trolig ikke er forventningsrett med hensyn på utviklingen av interne prisforskjeller i Norge. Selv om det er usikkerhet mener vi analysen peker på flere sannsynlige utviklingstrekk. Blant annet virker det som en robust konklusjon at Nord-Norge vil ha lavere kraftpriser enn Sør-Norge. Dessuten vil interne prisforskjeller i Norge bli påvirket både at utviklingen i Europa og i resten av Norden, spesielt Sverige. Vi gjør videre analyser av nettbehov og prisforskjeller gitt av våre oppdaterte scenarier i prosessen som leder til NUP og KSU 2019.

### 13.2 Sentrale flaskehalser i det norske og nordiske kraftmarkedet

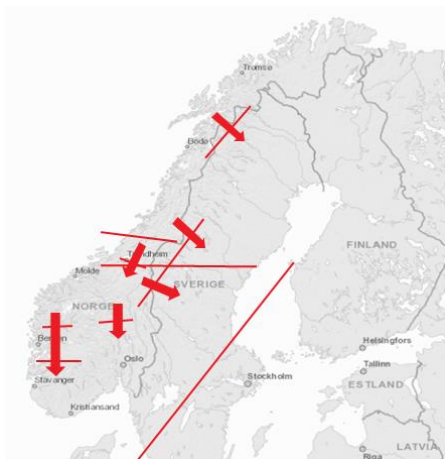
Figur 13-1 gir en oversikt over sentrale begrensninger i nettet der vi i mange tilfeller ser økt flaskehals når vi simulerer over ulike scenarier for fremtidig utvikling<sup>21</sup>.

---

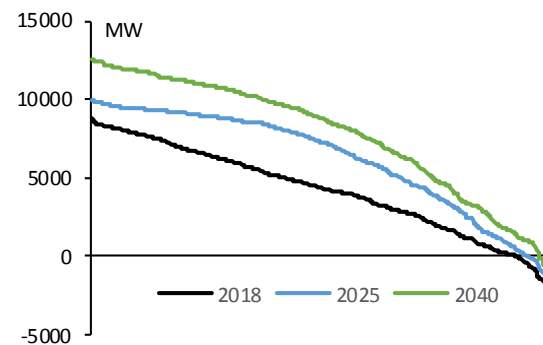
<sup>20</sup> Imidlertid reduseres prisforskjellene mot Tyskland, Nederland og Storbritannia i første omgang som følge av forbindelsene under bygging.

<sup>21</sup> Dette er drøftet i Statnetts Nettutviklingsplan 2017.

- Ut av Nord-Norge og internt er det flere ledninger alene eller i kombinasjon med andre som begrenser. Noen av begrensningene er knyttet til spenning og stabilitet.
- Med økende overskudd i Nord-Norge og mindre underskudd i Midt-Norge venter vi økt flaskehals mot Sverige over Nea, i Gudbrandsdalen og over Sognefjorden, selv om vi har forutsatt at Sogndal-Aurland er oppgradert til 420 kV.
- Lenger sør på Vestlandet er det en potensiell flaskehals mellom Samnanger og Sauda. Sammen med ledningene over det såkalte Hallingdalsnittet gjør dette at områdene som utgjør dagens NO5 kan få lavere pris.
- Internt i Sør-Norge er det færre flaskehals, men Flesakersnittet mellom dagens NO1 og NO2 kan være flaskehals begge veier avhengig av hvilket scenario vi ser på.
- Prisforskjeller og flaskehals internt i Norge er dessuten påvirket av flaskehalsene mot Sverige og i Sverige. Den viktigste er snitt 2 i Sverige. Flaskehals på dette snittet kan føre til at områdene som inngår i dagens NO5 og NO4 får lavere kraftpris.



Figur 13-1: Viktige flaskehals i det norske og svenske nettet



Figur 13-2: Energitransporten nord-sør i det svensk-norske nettet doubles nesten fra i dag til 2040

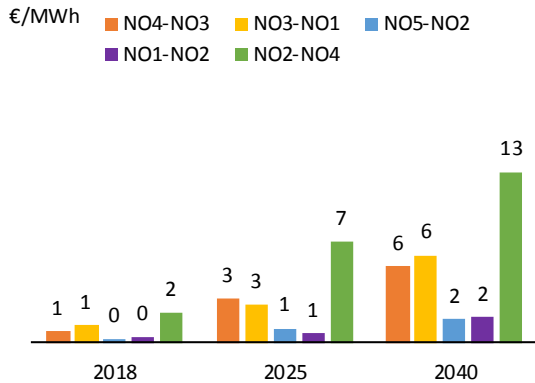
### 13.3 Større prisforskjeller internt mot 2030 og 2040 – usikker geografisk fordeling

Figur 13-3 viser utvikling i prisforskjeller i det norske markedet fra i dag til 2040, samt mellom Nord- og Sør-Norge selv om disse ikke har direkte forbindelse mellom seg. Mot 2025 ser vi at den fysiske flaskehalsen ut av Nord-Norge øker som følge av mer vindkraft. Mer vindkraft og forbindelsene fra Sør-Norge til Tyskland og Storbritannia øker også antall timer med flaskehals mellom NO3 og NO1. Internt i Sør-Norge øker også antall timer med prisforskjell mellom NO5 på den ene siden og NO2 og NO1 på den andre. Et viktig budskap i vår analyse er at prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalsene blir forsterket av den generelle markedsutviklingen i Norden og Europa:

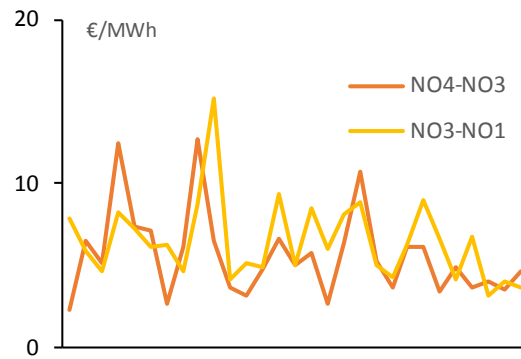
- Utfasing av kjernekraft i Sør-Sverige kombinert med mer vindkraft i de nordlige delene av Norge, Sverige og Finland, og mer kjernekraft i Finland forsterker prisforskjellene internt i Norden, som igjen smitter inn i Norge.
- Mer volatile kraftpriser både i Europa og i Sverige påvirker i større grad Sør-Norge. Dette gjelder spesielt pristopper om vinteren når det er lite ledig effekt i det norske kraftmarkedet.

Etter 2025 ser vi mindre utvikling i de fysiske flaskehalsene internt i Norge fordi vi har lagt til grunn en rimelig balansert utvikling i hvert område. Likevel blir prisforskjellene forsterket. Den viktigste årsaken er at det oppstår flere pristopper i hele det nordiske markedet som i mindre grad smitter inn i Nord-

Norge og til dels Midt-Norge. Samtidig stiger prisforskjellen mellom Nord- og Sør-Norge mer enn gjennomsnittsprisen over året kan forklare. Årsaken er at i en del perioder med mye uregulert og billig import får områdene i sør lavere priser enn i Nord- og Midt-Norge. I tillegg får også de nordligste prisområdene i Sverige høye priser i en del timer uten svensk kjernekraft i 2040. I perioder smitter disse prisene inn i Nord- og Midt-Norge, men ikke Sør-Norge.



Figur 13-3: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time over alle simulerte værår mellom ulike områder i Norge i 2018, 2025 og 2040



Figur 13-4: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO4-NO3 og NO3-NO1 i 2040 for hvert værår

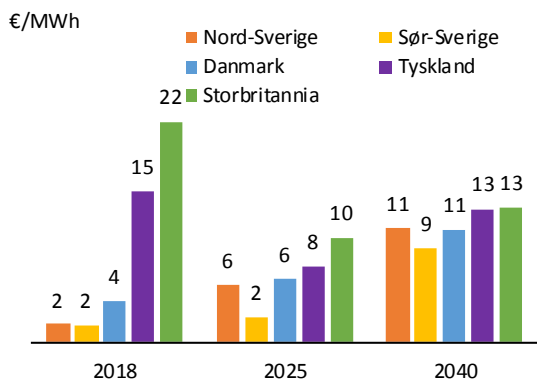
Internt i Sør-Norge ser vi at prisforskjellene internt øker noe mot 2040. Dette gjelder mellom alle områder. NO1 er mest utsatt for høye priser om vinteren, blant annet som følge av utviklingen i Sverige. I en del timer når prisene er høyere i Sverige enn på kontinentet, gjør dette at prisene i både NO1 og NO5 blir høyere enn i NO2. Når det er flaskehals i lavpristimer på sommeren kan NO1 og NO5 på den andre siden få lavere pris enn NO2.

I våre datasett er det slik at vi har forutsatt en ny forbindelse mellom dagens NO5 og Storbritannia i 2040. Denne er på 1400 MW og påvirker til en viss grad flaskehals og prisforskjeller internt. Vi ser at forbindelsen reduserer forskjellene mellom NO5 og NO1/NO2, men også mellom NO1 og NO2. På den andre siden ser vi at den gir mer prisforskjeller mellom NO3 og NO5.

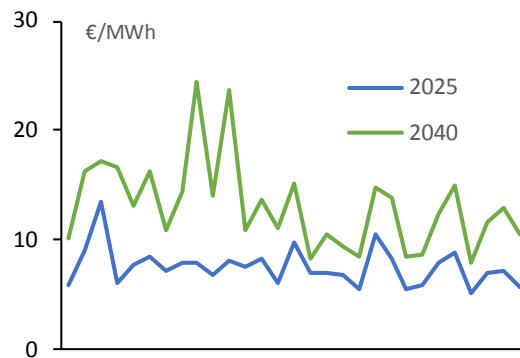
### 13.4 Prisforskjellene mot Sverige, Danmark, kontinentet og Storbritannia øker

Hvis vi starter i nord ser vi at de samme flaskehalsene som gir større prisforskjell mellom Nord- og Midt-Norge også gir stor prisforskjell mellom Nord-Norge og Nord-Sverige. Over Haslesnittet, mellom Sør-Norge og Sør-Sverige, ser vi relativt små prisforskjeller mot 2030 før de øker mye til 2040. Her har vi imidlertid forutsatt full utfasing av svensk kjernekraft til 2040. Hvis vi beholder 3000 MW kjernekraft i 2040-datasettet blir forskjellene markant redusert. Uansett bidrar mer vindkraft i begge land og nedgang i kjernekraft til større forskjeller. Ut fra analyser der vi sammenligner modellsimuleringer med historiske priser, vet vi i tillegg at modellsimuleringene underdriver prisforskjellen mellom Norge og Sverige over Haslesnittet.

Mot Danmark øker prisforskjellene i hele analyseperioden, men mest etter 2025. I første omgang skyldes økningen at Danmark blir mer knyttet til det kontinentale og britiske markedet gjennom mer kapasitet. Etter 2025 kommer økningen som følge av at prisforskjellene mellom Norge og det kontinentale markedet øker som vi forklarer rett under.



Figur 13-5: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time over alle simulerte værår til utlandet i 2018, 2025 og 2040



Figur 13-6: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mot Tyskland per værår i 2025 og 2040

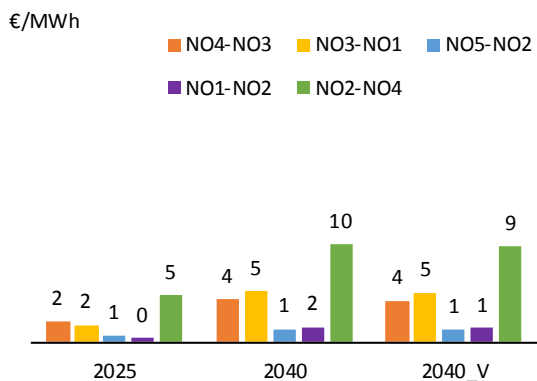
Til 2025 ser vi en vesentlig nedgang i prisforskjellene mellom Norge og Tyskland, og mellom Norge og Storbritannia som følge av de nye forbindelsene til disse landene. Disse reduserer effekten av hydrologi på norske priser og gir mer prisvolatilitet i Norge (se Figur 11-3 og Figur 11-4). Forskjellene mot Storbritannia reduseres noe mer enn mot Tyskland fordi det britiske prisnivået i Basis 2025 er likere resten av Nord-Europa enn i dag.

Mot 2030 og 2040 ser vi at markedsutviklingen gir større prisforskjeller igjen. Den viktigste grunnen er mer kortsiktig prisvariasjon i kontinentale og britiske priser. Mer sol- og vindkraft i Norden forsterker dette. Forskjellene vil være klart størst i perioden november til mars drevet av høy prisvolatilitet på kontinentet. Forskjellene vil være klart størst i år hvor det oppstår mange timer med knapphet og høye priser. På sommeren varierer det mer. Det kan oppstå relativt store prisforskjeller i perioder med stort tilsig og mye vind i Norden. På den andre siden kan det være omtrent like priser time for time i flere måneder i strekk i år der tilsiget er som normalt eller lavere.

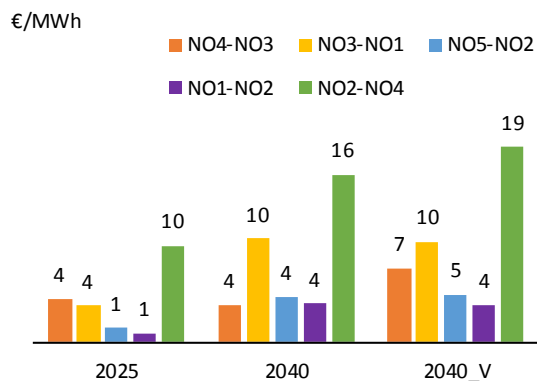
### 13.5 Prisforskjeller både internt i Norge og mot utlandet avhenger av nivået i Europa

Det er en klar positiv korrelasjon mellom prisnivået på kraft, som i våre datasett i stor grad er knyttet til marginalkostnadene i gasskraftverk, og prisforskjellene både internt og mot utlandet. Denne sammenhengen blir forsterket av at mer knapphet i markedet vil føre til flere pristopper som også bidrar til større prisforskjeller i vårt høye scenario. Det motsatte er tilfellet i Høy.

Figurene nedenfor viser prisforskjellene internt i Norge i henholdsvis Lav og Høy i 2025 og 2040, samt i to varianter fra 2040 der vi har kontinentale og britiske priser som i Lav og Høy, men der nordiske forutsetninger på produksjon, forbruk og nett er som i Basis. Disse simuleringene illustrerer hvor avhengig interne prisforskjeller i Norge er av utviklingen i markedene rundt oss. Jevnt over er prisforskjellene langt større i de høye scenarioene enn i de lave. Grunnen til at prisforskjellene mellom NO3 og NO4 er mindre i høyt scenario enn i varianten med kun høye europeiske priser er at forbruksvekst reduserer flaskehalsen ut av Nord-Norge i vårt høye scenario.

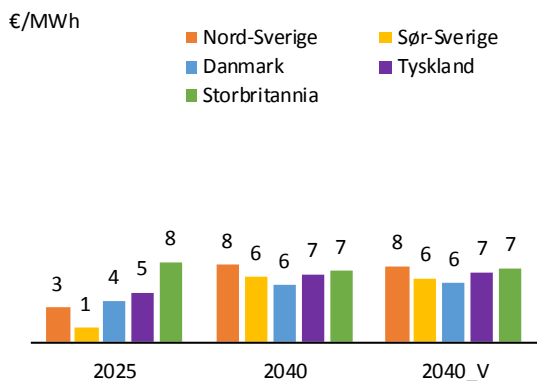


Figur 13-7: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell internt i Norge i lavt scenario, og en variant av Lav i 2040 der vi har simulert med europeiske forutsetninger som i Lav og nordiske som i Basis

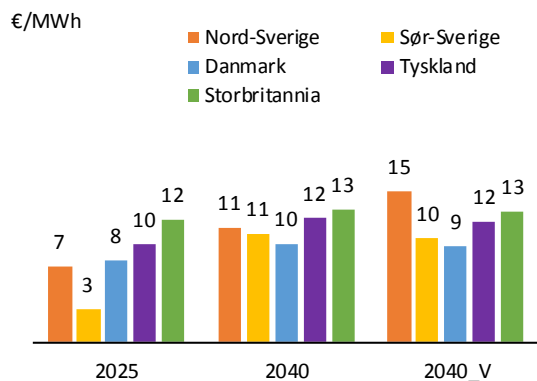


Figur 13-8: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell internt i Norge i høyt scenario, og en variant av Høy i 2040 der vi har simulert med europeiske forutsetninger som i Høy og nordiske som i Basis

Figur 13-9 og Figur 13-10 viser prisforskjellene ut av Norge i de alternative scenarioene Lav og Høy. Også her er disse langt større i Høy enn i Lav. Sammenlignet med Basis synker prisforskjellene mer i det lave scenarioet enn de øker i det høye. Vi ser den samme trenden mot økte prisforskjeller utover i tid i alle tre scenarioene.



Figur 13-9: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mot utlandet i lavt scenario, og en variant av Lav i 2040 der vi har simulert med europeiske forutsetninger som i lav og nordiske som i Basis



Figur 13-10: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mot utlandet i høyt scenario, og en variant av Høy i 2040 der vi har simulert med europeiske forutsetninger som i Høy og nordiske som i Basis

## 14 Markedspotensial for vindkraft i Norge og samspill med forbruk

I dette kapitlet ser vi nærmere på markedspotensialet for å bygge ut mer vindkraft innenfor rammene av europeiske kraftpriser vi har mot 2040. Vi ser blant annet på hvordan vindkraft spiller sammen med økt forbruksvekst.

### 14.1 Vindkraft har trolig høy lønnsomhet de neste 10-15 årene, men avtar på sikt

Hvis vindkraft skal være lønnsomt uten subsidier må den produksjonsveide prisen vindkraft oppnår i spotmarkedet ligge over de samlede drifts og utbyggingskostnadene (LCOE). Punktene under oppsummerer kort hovedbildet vi ser i vårt forventningsscenario<sup>22</sup>.

- Den oppnådde prisen for norsk vindkraft er i dag omtrent lik gjennomsnittsprisen. I 2025 er denne prisen 45 €/MWh i Sør-Norge. Til 2030 bidrar mer vindkraft både i Norge og i resten av Europa til å presse prisene nedover. Likevel ser vi at verdien av vindkraft i Sør-Norge holder seg godt både fordi kraftprisene synker relativt lite, og at den oppnådde prisen til vindkraft fortsatt ligger nært opp mot snittprisen, ca. 40 €/MWh.
- Den høye verdien av vind kommer som følge av fleksibiliteten til vannkraftsystemet, en gunstig produksjonsprofil siden det blåser mest på vinteren og at det i utgangspunktet er relativt lite vindkraftkapasitet i Norge sammenlignet med andre land. Dette er altså et annerledes bilde enn vi ser på kontinentet hvor verdien av vindkraft er lavere.
- Til Basis 2040 faller den oppnådde prisen til ca. 30 €/MWh i Sør-Norge. Dette er 4-5 €/MWh lavere enn snittprisen. Grunnen til nedgangen er både at utbygging internt i Sør-Norge øker kraftoverskuddet<sup>23</sup>, men også at prisene i Europa begynner å falle som følge av fortsatt høy utbygging av sol- og vindkraft.
- I Nord-Norge gir økt overskudd flere timer med flaskehals som igjen reduserer kraftprisene lokalt. I Basis 2025 er oppnådd kraftpris for vindkraft likevel i underkant av 40 €/MWh. Til 2030 og 2040 faller prisene mye selv om den lokale kraftbalansen i liten grad endres i våre datasett. Dette skyldes lavere kraftpriser i Sør-Norge og at større flaskehals internt i Sverige gir lavere priser i Nord-Sverige. Dessuten smitter timer med høye europeiske priser på vinteren i mindre grad inn i Nord-Norge. I sum fører dette til at oppnådd pris for vindkraft faller til 30 €/MWh i 2030 og under 25 €/MWh i 2040.
- I områdene som utgjør dagens NO3 blir kraftprisen liggende mellom Nord- og Sør-Norge.

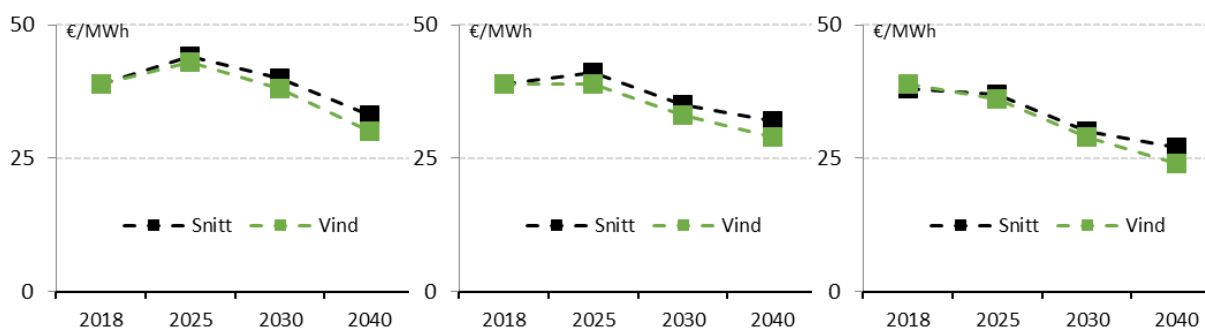
Med en LCOE som kan gå under 30 €/MWh (se kapittel 4.3) betyr dette at det er lønnsomt å bygge ut mye vindkraft uten subsidier, spesielt i Sør-Norge. Dette er også bakgrunnen for at vi har så mye vindkraft i Basis. Mange bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter betyr imidlertid ikke at alt vil bli bygget ut, for eksempel kan hensyn til lokal miljø og natur begrense utbyggingsvolumet.

---

<sup>22</sup> Når det gjelder ny vindkraft og hvordan denne påvirker flaskehals er dette detaljert beskrevet i rapporten "Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisijsnettet". Analysen er Statnetts bidrag til NVEs arbeid med å utvikle en nasjonal ramme for vindkraft. Der tok vi utgangspunkt i varianter av datasettene fra LMA 2016. I den grad det er noen forskjell mot våre datasett nå går dette på at vi har lagt til noe mer forbruksvekst, samt at kraftprisene i Europa er høyere i 2025. Dette øker naturlig nok volumet lønnsom vindkraft som kan bygges ut. Mot 2040 har vi i stor grad den samme analysen som i LMA 2016, men mer vind- og solkraft på kontinentet gjør at vindkraft i Norge er noe mindre lønnsomt.

<sup>23</sup> Fra 2030 til 2040 øker kraftoverskuddet i Sør-Norge fra om lag 10 TWh til over 20 TWh.





Figur 14-1: Sør-Norge: Gjennomsnittspris og oppnådd kraftpris for vindkraft i Basis

Figur 14-2: Midt-Norge: Gjennomsnittspris og oppnådd kraftpris for vindkraft i Basis

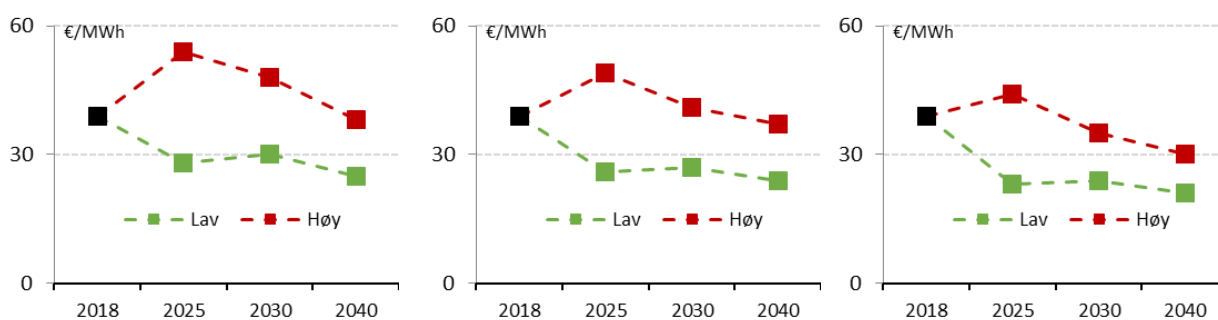
Figur 14-3: Nord-Norge: Gjennomsnittspris og oppnådd kraftpris for vindkraft i Basis

## 14.2 Usikkerhet rundt europeiske kraftpriser gir stort utfallsrom for lønnsomhet

Den største usikkerheten rundt lønnsomheten av vindkraft er knyttet til nivået på kraftprisene i Nord-Europa. For å illustrere dette har vi simulert to varianter av datasettene med europeiske priser som i lav- og høyprisscenarioet, mens nordiske forutsetninger er som i Basis. I varianten med høye europeiske priser ligger oppnådd pris for vindkraft i Sør-Norge på over 50 €/MWh til ca. 2030, før de presses ned til rett under 40 €/MWh i 2040. Det betyr at potensialet for å bygge ut mer lønnsom kraft er stort i hele tidsperioden.

I Nord-Norge øker prisen til over 40 €/MWh i 2025 i den høye varianten. Men på grunn av lavere priser i områdene rundt presses prisen ned selv om kraftbalansen internt blir noe svakere. Dermed synker prisen vindkraft oppnår til ca. 35 €/MWh i 2030 og 30 €/MWh i 2040. I dagens NO5 blir prisene liggende omtrent midt mellom de i sør og nord.

Med kontinentale kraftpriser som i Lav faller prisen i Sør-Norge raskt til ca. 30 €/MWh. De blir værende på dette nivået frem til 2030, før de faller ytterligere til 2040. I Nord-Norge faller prisene til 25 €/MWh før de faller til 20 €/MWh i 2040. Det er dermed liten lønnsomhet av vindkraft basert på inntektene i spotmarkedet i et slikt lavprisscenario.



Figur 14-4: Sør-Norge: oppnådd kraftpris for vindkraft med nordiske forutsetninger som i Basis og europeiske priser som i Høy og Lav

Figur 14-5: Midt-Norge: oppnådd kraftpris for vindkraft med nordiske forutsetninger som i Basis og europeiske priser som i Høy og Lav

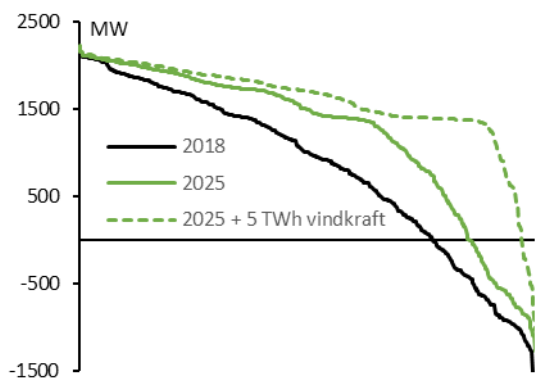
Figur 14-6: Nord-Norge: oppnådd kraftpris for vindkraft med nordiske forutsetninger som i Basis og europeiske priser som i Høy og Lav

## 14.3 I Nord-Norge vil vindkraft raskt støte på flaskehals som gir lave lokale priser

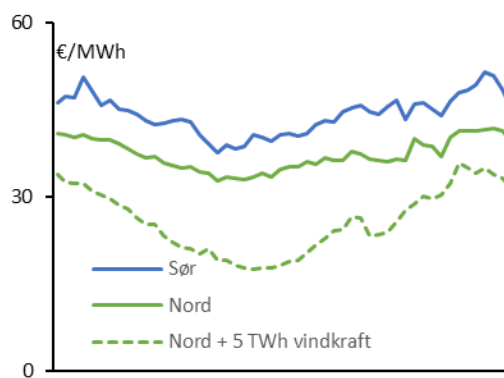
I Nord-Norge øker kraftoverskuddet i vårt Basis-datasett fra om lag 8 TWh i dag til ca. 12 TWh i 2025 og utover. Uten mer nettkapasitet gir dette langt flere timer med flaskehals ut av området enn i dag.

Denne flaskehalsen vil raskt bli større ved en ytterligere utbygging av vindkraft og føre til sterkt reduserte kraftpriser lokalt, som vist i Figur 14-7 og Figur 14-8. I både 2025 og 2040 reduserer 5 TWh ny produksjon prisene i Nord-Norge med over 10 €/MWh. Dette betyr også at lønnsomheten av vindkraft også raskt blir lav i et scenario med høye europeiske priser hvis vi får en betydelig utbygging.

På grunn av flaskehalsene får en utbygging i Nord-Norge ganske liten påvirkning på prisene andre steder i Norge. I Midt-Norge går prisene ned med om lag 3 €/MWh, mens i Sør-Norge er det knapt noen påvirkning på prisene.



Figur 14-7: Varighetskurve for samlet flyt ut av Nord-Norge i Basis-datasettene for 2018 og 2025, samt i en variant av 2025 med 5 TWh mer vindkraft i Nord-Norge



Figur 14-8: Gjennomsnittspris per uke over året i Sør-Norge og Nord-Norge i Basis-datasettet for 2025, samt i Nord-Norge med 5 TWh mer vindkraft

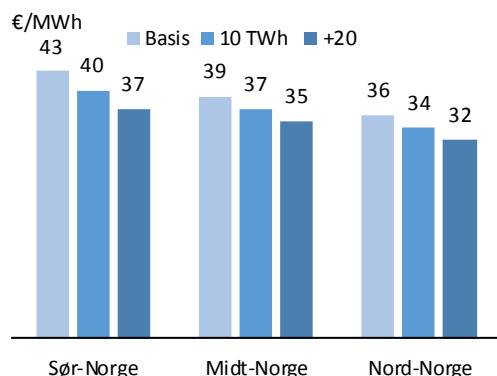
#### 14.4 I Sør-Norge opprettholdes verdien av vindkraft i høy grad selv ved stor utbygging

Våre analyser viser at det er generelt er god plass til ny produksjon i det sterke 420 kV-nettet i dagens NO1 og NO2. Årsaken er at det er få flaskehalsen internt og det er høy kapasitet til utlandet. I sum gjør dette at markedsverdien av ny produksjon holder seg godt, selv i fravær av forbruksvekst<sup>24</sup>. Figurene under viser hvordan prisen vindkraft oppnår i ulike deler av landet påvirkes av at vi legger til henholdsvis 10 og 20 TWh vindkraft i Sør-Norge i Basis-datasettene for 2025 og 2040<sup>25</sup>. I tilfellet med 20 TWh ny produksjon reduseres prisene i Sør-Norge med ca. 6-7 €/MWh i både 2025 og 2040.

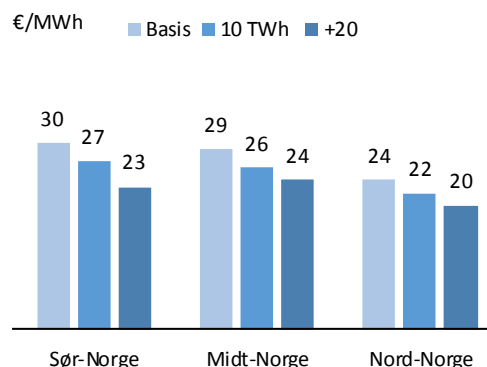
Ny produksjon i dagens prisområder NO5 og NO3 vil støte på flaskehalsen raskere enn i NO1 og NO2. Flaskehalsene blir større hvis produksjonen kommer nord for Sognefjorden (NO5) selv med Sogndal-Aurland oppgradert til 420 kV. I Nord-Norge fører lavere priser i Sør og Midt-Norge til at prisene synker med ca. 4 €/MWh i tilfellet med 20 TWh ny produksjon i Sør. En nærmere beskrivelse av vindkraft og flaskehalsen i områdene som i dag utgjør NO5 og NO3 er gitt i den nevnte rapporten "Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet".

<sup>24</sup> Internt i NO1, i 300 kV-nettet nord for Oslo er det lite plass til ny vindkraft. I NO2 er det også lokale flaskehalsen, for eksempel på Jæren.

<sup>25</sup> I simuleringene med 10 TWh er 2 TWh hver plassert i Hordaland og Sogn og Fjordane, mens i simuleringen med 20 TWh er til sammen 6 TWh plassert i disse fylkene.



Figur 14-9: Vektet pris for Sør, Midt og Nord-Norge i Basis 2025 og to varianter med 10 og 20 TWh mer vindkraft i Sør-Norge



Figur 14-10: Vektet pris for Sør, Midt og Nord-Norge i Basis 2040 og to varianter med 10 og 20 TWh mer vindkraft i Sør-Norge

### 14.5 Forbruksvekst vil legge til rette for mer vindkraft i hele landet

En overordnet konklusjon fra våre analyser er at vindkraft og industriforbruk utjevner hverandre. Med det mener vi at kraftprisen holder seg tilnærmet uforandret hvis vi legger til like mye vindkraft og industriforbruk målt i energi over året<sup>26</sup>. Grunnen er at selv om vindkraften har en brukstid som er halvparten eller lavere enn normalt industriforbruk<sup>27</sup> så kan regulert vannkraft langt på vei tilpasse sin produksjon. Ved store mengder vindkraft og ny industri ser vi imidlertid at verdien av vindkraft faller noe. Årsaken er vannkraftens evne til å tilpasse sin produksjon blir stadig mer uttømt. Våre analyser indikerer at dette skjer raskere i Nord-Norge enn i Sør-Norge. Dette er naturlig da det er vesentlig mer regulert vannkraft i sør, og området har mye kapasitet til det europeiske markedet

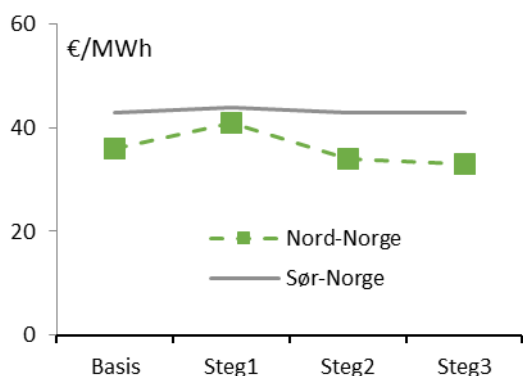
#### Mer forbruk vil avlaste flaskehalsene ut av Nord-Norge og øke lønnsomheten vesentlig

Vi har testet hvordan mer forbruk og vindkraft påvirker kraftprisene i Nord-Norge. I både 2025 og 2040 er 5 TWh ekstra forbruk nok til å fjerne omtrent alle timer med flaskehals. I 2040 fører faktisk dette til at prisene i Nord-Norge løftes over nivået i Sør-Norge. På grunn av utfasingen av kjernekraft i Sverige og stort kraftoverskudd i Sør-Norge, har Sør-Norge lavere priser enn Nord-Sverige i Basis 2040. Når industrivekst i Nord-Norge fjerner flaskehalsen ut av området blir prisen koblet med Nord-Sverige. Dermed blir faktisk prisene i Nord-Norge høyere enn i Sør-Norge.

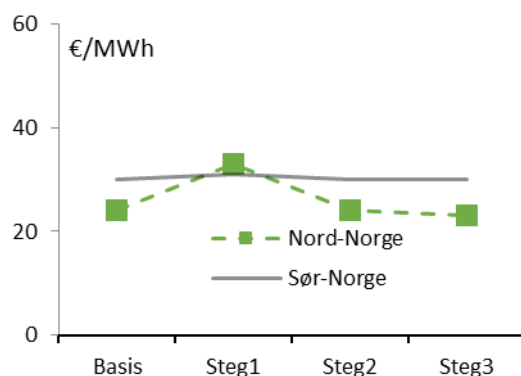
Jevner vi ut industriveksten med ytterligere 5 TWh vindkraft er vi omtrent tilbake i Basis. Vi får omtrent det samme resultatet hvis vi øker både produksjon og forbruk med 10 TWh. Likevel ser vi en svakt nedadgående trend i vindvektet pris etter hvert som vi kommer opp i store volumer av nytt forbruk og produksjon.

<sup>26</sup> I denne analysen presenterer vi resultater der vi har samlokalisert nytt produksjon og forbruk. I rapporten "Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisijsnettet" har vi vist at internt i Nord-Norge er det spesielt viktig med en samlokalisering. Internt i Sør-Norge er det mindre viktig, men vi ser for eksempel at forbruksvekst lokalisert på Østlandet og produksjonsvekst i NO5 og NO3 vil føre til større flaskehals.

<sup>27</sup> Vi forutsetter en jevn last over alle årets timer



Figur 14-11: Vindvektet pris i Nord- og Sør-Norge i 2025 med økt forbruk og produksjon i Nord-Norge. Steg 1 = økt industriforbruk med 5 TWh, steg 2 = steg 1 + 5 TWh vind, steg 3 = steg 2 + 5 TWh industri og vind



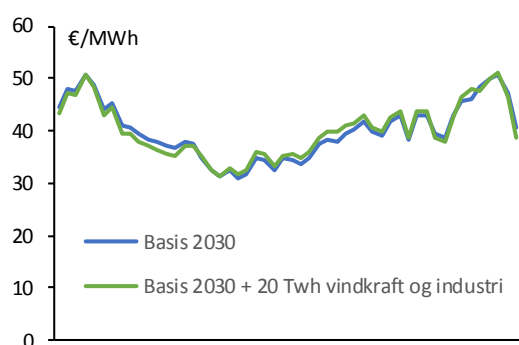
Figur 14-12: Vindvektet pris i Nord- og Sør-Norge i 2040 med økt forbruk og produksjon i Nord-Norge. Steg1 = økt industriforbruk med 5 TWh, steg 2 = steg 1 + 5 TWh vind, steg 3 = steg 2 + 5 TWh industri og vind

### I Sør-Norge blir kraftprisene lite påvirket hvis vi øker forbruk og vindkraft like mye i energi

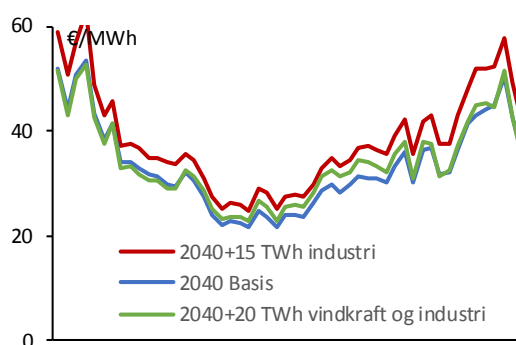
Grunnen til at prisene i Sør-Norge synker mot 2040 er todelt. Den viktigste er at prisene blir lavere i Nord-Europa, men større overskudd internt bidrar også. Fra 2025 til 2040 øker det norske kraftoverskuddet fra under 10 TWh til over 25 TWh. Vi har derfor kjørt en sensitivitet der vi har økt forbruket med 15 TWh. Dette øker snittprisen med om lag 5 €/MWh til ca. 38 €/MWh. Prisen vindkraft mottar øker tilsvarende fra 30 €/MWh til 35 €/MWh.

For å belyse hvordan både mer vindkraft og industrivekst påvirker prisene har vi simulert to varianter av Basis-datasettene for 2030 og 2040 med 20 TWh vekst i industriforbruk og vindkraft. I simuleringene er forbruket og produksjon lagt inn slik at lokale flaskehalsar internt i liten grad påvirkes. Sammenlignet med Basis er snittprisen uforandret, mens prisen vindkraft oppnår synker kun med litt over 1 €/MWh for både 2030 og 2040. Over året faller prisene noe på vinteren, fordi vindkraft produserer mest da, mens de øker på sommeren, som vist i Figur 14-13 og Figur 14-14.

Dette tyder på at verdien av vindkraft i Sør-Norge holder seg godt selv om vindkraft blir langt mer dominerende i produksjonsmiksen. Redusert verdi av vindkraft utover i tid i våre scenarier kommer derfor primært av at fornybar presser ned prisene i hele det europeiske markedet og at kraftoverskuddet i Sør-Norge øker fra 6 TWh i 2025 til over 20 TWh i 2040.



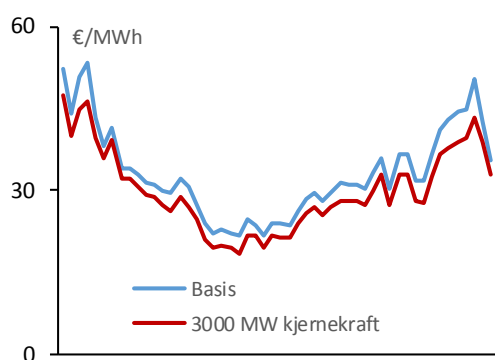
Figur 14-13: Snittpris per uke over året i Sør-Norge i Basis 2030 og en variant med 20 TWh vekst i industri og vind



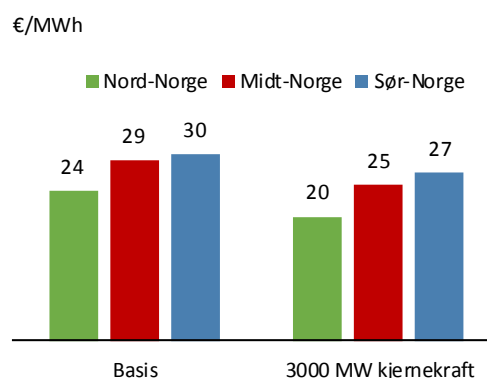
Figur 14-14: Snittpris per uke over året i Sør-Norge i Basis 2040 og en variant med 15 TWh vekst i industriforbruket og i en variant med 20 TWh vekst i både industri og vind

## 14.6 Beholdes svensk kjernekraft lenger reduseres verdien av norsk vindkraft

I våre datasett har vi som nevnt tidligere tatt ut all svensk kjernekraft til 2040. Vi har derfor testet en enkelt sensitivitet der vi har beholdt om lag 3000 MW kjernekraft i Sverige. Vi har her også redusert vindkraftproduksjonen noe, men beholdt denne i stor grad for å være i tråd med det politisk vedtaket om et 100 % fornybart kraftsystem til 2040. Til sammen gir dette en vesentlig reduksjon i verdien av norsk vindkraft i hele landet. Dette skyldes blant annet færre pristopper i hele det nordiske markedet. På tross av mye usikkerhet er dette et robust resultat da det trolig ikke finnes alternative kilder til fleksibilitet med like lave kostander som kjernekraft. Med fleksibilitet menes her evnen til å bidra med enten produksjon eller forbruksreduksjoner i timer med knapphet.



Figur 14-15: Snittpris per uke over året i Basis 2040 og i en variant der vi beholder 3000 MW svensk kjernekraft



Figur 14-16: Oppnådd kraftpris for vindkraft i 2040

## 15 Utfyllende delanalyser Norge og Norden

I dette kapittelet utdyper vi litt mer på et utvalg temaer på norsk og nordisk nivå. Vi ser først på hvordan deling av dagens NO4 kan gi bedre utnyttelse av nettet. Deretter berører vi effektene av solkraft, mellomlandsforbindelser, Sverige uten kjernekraft og mulighetene for å ta i bruk ny fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet.

### 15.1 Deling av NO4 gir trolig økt utnyttelse av nettet – med flytbasert

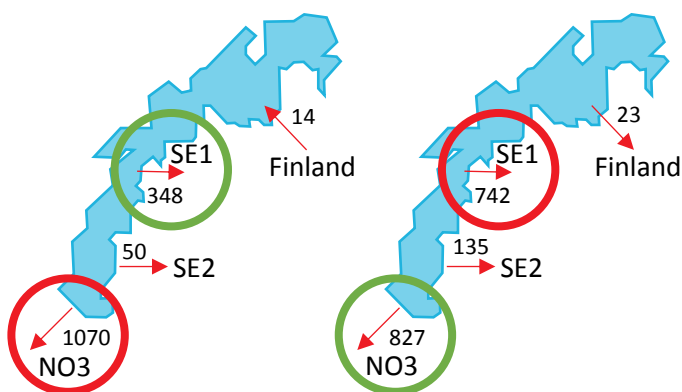
Når vi nå ser at det blir større flaskehals ut av NO4 viser våre analyser at det vil være bra å dele dette prisområdet i to for å håndtere flaskehalsene mer effektivt. Vi forklarer her kort bakgrunnen for dette.

#### Skjev fordeling av flyt på ledningene gir dårlig utnyttelse av kapasiteten

Fra NO4 er det forbindelser til Midt-Norge (NO3), Nord-Sverige (SE1 og SE2) og en svak forbindelse til Finland. Den samlede kapasiteten på disse ledningene er god. Utfordringen oppstår når én av forbindelsene blir fullt belastet før de andre, det vi kaller skjevflyt. Når dette skjer kan vi ikke øke produksjonen mer i NO4 selv om det er ledig kapasitet på de andre forbindelsene. Det er fordi økt flyt ut av NO4 vil øke flyten på alle forbindelsene ut, også den som allerede er maksimalt belastet. Den mest belastede forbindelsen begrenser dermed den totale flyten ut av Nord-Norge siden vi ikke kan styre flyten. Og for å hindre overlast må overskuddet i NO4 begrenses gjennom å sette lavere kapasitet. Et annet alternativ er å spesialregulere for å bedre situasjonen dersom det er mulig.

Vi forventer at det blir mer vanlig at vi får denne typen begrensninger når vi nå får et større produksjonsoverskudd i NO4, blant annet som følge av mer vindkraft. Dette skjer både fordi kapasiteten oftere vil være høyt utnyttet, og det kan bli enda vanskeligere å forutse hvordan produksjonen vil fordele seg innad i området. Det er i hovedsak samspillet mellom forbindelsene til Midt-Norge og Sverige som er utfordringen og våre modellsimuleringer viser at sistnevnte i mange tilfeller blir fullt belastet først.

Når vi skal løse denne typen begrensning er det en utfordring at dagens NO4 er så stort i utstrekning. Det gir for det første lite styring med produksjonsfordelingen mellom de nordlige og sørlige delen av området i selve spotklareringen. I tillegg er det en utfordring at vi ikke vet hvor produksjonen kommer før vi er nært i tid til driftstimen. I sum gjør dette dagens NO4 til et lite presist verktøy for å holde flyten innenfor sikre driftsgrenser.



Figur 15-1: Flytsituasjonen 27. november 2018 klokken 01:21 (til venstre) og 6. november 2018 klokken 06:17.

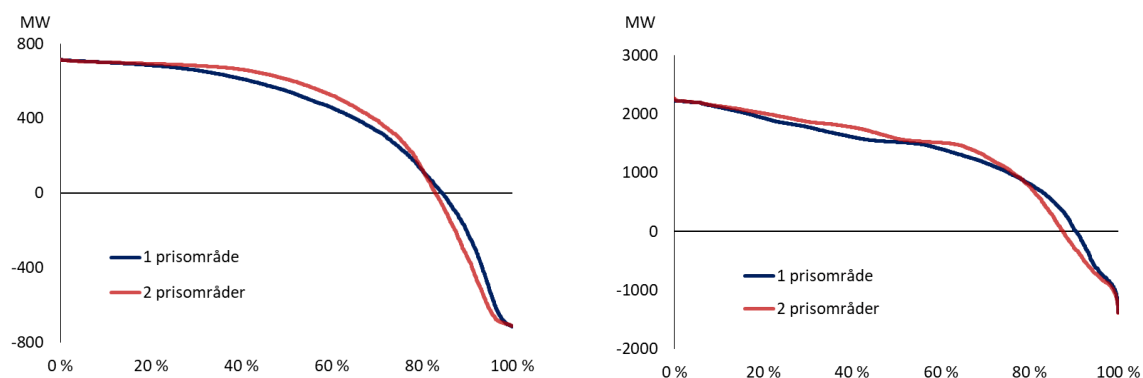
Det er ledig kapasitet på en forbindelse, mens det er fullt på den andre hovedforbindelsen. Økt kapasitet/eksport vil belaste begge forbindelsene, og det er derfor vanskelig å gi mer kapasitet selv om en av ledningene er ledig.

#### Inndeling i to prisområder gir mer kontroll i spot og bedre utnyttelse av nettet samlet sett

Våre analyser viser at vi får en mer effektiv utnyttelse av nettet om vi deler NO4 i to prisområder. Vi har ikke gjort noen grundig vurdering av hvor det vil være mest optimalt å legge inn et dele. Det er imidlertid tydelig at effekten blir størst om det nye skillet kommer et sted sør for Ofoten, der den

nordlige forbindelsen til Sverige går. Med en slik inndeling viser våre modellsimuleringer at det blir lettere å få en mer optimal fordeling av flyten på forbindelsene til Sverige og Midt-Norge.

Med to prisområder vil markedet allerede etter budgivning vite hvordan produksjon og forbruk er fordelt nord og sør i dagens NO4. I kombinasjon med flytbasert markedsklarering<sup>28</sup> (FBMK) tror vi at det i praksis kan øke kapasiteten ut av Nord-Norge med om lag 5-10 % uten nye nettinvesteringer. Fordelen med FBMK er at det i motsetning til i dag tar direkte hensyn til den fysiske flyten i markedsklareringen og priser kraften i henhold til dette.



Figur 15-2: Simulert flyt på forbindelsen mellom dagens NO4 og SE1 (til venstre) og totalt ut av Nord-Norge (til høyre), med ett eller to prisområder i Nord-Norge. Kapasiteten på forbindelsen er begrensende i mange timer, og med delt nett i Nord-Norge er modellen i stand til å få litt større flyt på ledningen i en del timer hvor forbindelsen allerede er høyt belastet. Simulering for 2025 er med flytbasert markedsklarering.

Høyere kapasitet ut av området i eksportsituasjonen betyr at prisen ikke faller like mye som den ellers ville gjort. Vi kan altså unngå flere perioder hvor Nord-Norge har lavere priser enn resten av Norge og Sverige.

Forutsatt en noenlunde jevn fordeling av ny produksjon og forbruksvekst viser våre modellsimuleringer at vi i liten grad får noen forskjell i gjennomsnittsprisen mellom et eventuelt nordlig og sørlig prisområde internt i dagens NO4. Det er dermed ikke slik at vi automatisk får lavere pris i det nordligste området ved et dele. Får vi derimot en mer ujevn vekst i produksjon eller forbruk vil det kunne bli større prisforskjeller. I et slikt scenario blir også fordelene ved et dele enda større.

Før FBMK er innført vil det være krevende å få til en effektiv bruk av flere prisområder. Da må Statnett fremdeles gjøre en vurdering av produksjonsfordelingen i hver time før vi bestemmer kapasiteten mellom områdene, og værendringer eller andre overraskende faktorer kan gjøre at kapasitetene ikke blir de beste.

### Prosess ved endring av prisområde involverer flere TSO-er og krever mer analyse

Analysen vi her presenterer av fordelene ved å dele NO4 er en ufullstendig analyse og må ikke ses på som et vedtak fra Statnett om å opprette et nytt elspotområde. Statnett har publisert prognoser for elspotområder i 2013<sup>29</sup>, 2015<sup>30</sup> og 2018<sup>31</sup>. I alle disse skriver Statnett at inndelingen i prisområder vil bli vurdert ved overgang til FBMK. En deling av NO4 slik vi her skisserer er et av temaene det er naturlig å se nærmere på da og analysen vi her har vist vil inngå som et underlag i disse vurderingene. Det virker

<sup>28</sup> Flytbasert markedsklarering er et system hvor fysisk flyt blir estimert i beregningen av utveksling, se mer informasjon i kapittel 10.8 på side 56.

<sup>29</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/tso-news/2013/q4/No-532013-Prognosis-for-future-ElspotElbas-bidding-areas-in-Norway/>

<sup>30</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/tso-news/2015/q2/no.-152015---prognosis-for-future-elspotelbas-bidding-areas-in-norway/>

<sup>31</sup> <http://www.statnett.no/Global/Markedsmelding%20-%20Prognose%20for%20fremtidig%20elspotomr%C3%A5deinndeling%202018.pdf>

imidlertid lite sannsynlig med deling av NO4 før flytbasert blir innført siden det vil være vanskelig å sette riktige kapasiteter manuelt utenfor markedsklareringen.

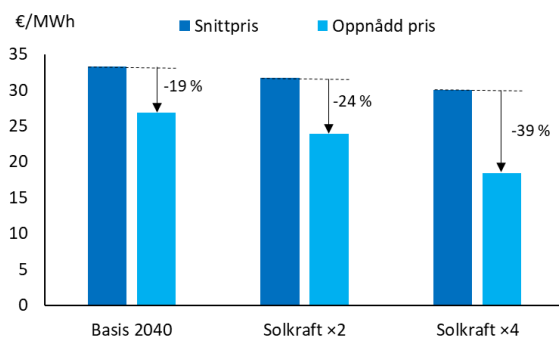
Større flyt ut av NO4 slik som vi skisserer at vil være mulig kan få andre konsekvenser for driften, som større belastning på snitt som ikke er begrensende i dag, og for konsekvensen av utfall. Altså er det fremdeles analyser som gjenstår å gjøre før dette eventuelt blir innført.

Ved endring av prisområder forholder Statnett seg til reguleringen CACM<sup>32</sup>. Dette er en felles europeisk prosess for å endre prisområder som stiller krav til analyse, dokumentasjon og involvering av andre berørte TSO-er. Endringer i prisområdeinndelingen – slik som en eventuell deling av NO4 – vil Statnett utføre i henhold til disse reglene.

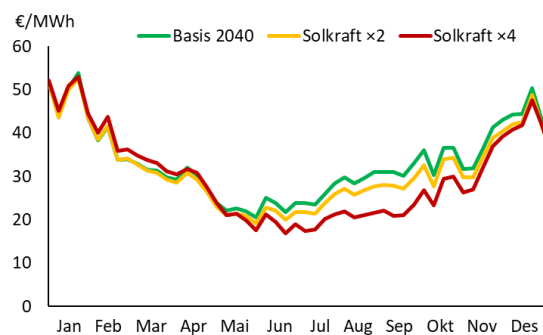
## 15.2 Verdien av solkraft i kraftmarkedet er lav, batterier vil i begrenset grad øke den

I Basis har vi 14 TWh solkraft i Norden i 2040, hvor 2 TWh er i Norge (se kapittel 10.4). Den oppnådde kraftprisen for solkraft i Sør-Norge er på ca. 27 €/MWh i Basis, som vist i Figur 15-3. Det er en reell mulighet for et langt høyere utbyggingsvolum. Dette kan for eksempel komme av høye sluttbrukerpriser i kombinasjon med lave installasjonskostnader. Som med andre forutsetninger viser vi her den isolerte effekten av å kun endre solkraftkapasiteten – i dette tilfellet til det dobbelte (28 TWh) og firedobbelte (56 TWh) over hele Norden. I disse simuleringene synker oppnådd kraftpris for norsk solkraft til ca. 23 €/MWh og 19 €/MWh.

Den oppnådde prisen til solkraft kan til en viss grad få hjelp fra batterier, men ikke like mye som på kontinentet. For det første skyldes dette at kraftprisene i Norge er lave på sommeren når bidraget fra solkraft er klart størst. For det andre er det liten døgnvariasjon i norske priser. Dessuten vil prisdippen solkraft skaper midt på dagen raskt spre seg til natten hvis det også kommer batterier.



Figur 15-3: Oppnådd pris for norsk solkraft



Figur 15-4: Sesongvariasjon i sør-norsk kraftpris

## 15.3 Preiseffekt av mellomlandsforbindelser og handel med utlandet

Denne markedsanalysen er en del av underlaget vi bruker når vi regner på lønnsomheten av mulige forbindelser internt og mot utlandet. Vi er dermed i utgangspunktet forsiktige med å legge inn ny kapasitet. Samtidig prøver vi å lage datasett som skal reflektere et realistisk bilde på kraftmarkedet fremover i tid. Vi har derfor valgt å legge til en ny forbindelse til Storbritannia i Basis 2040 fra dagens NO5. I vårt høye scenario i 2040 har vi i tillegg lagt til ytterligere 1400 MW til Nederland fra Sørlandet. Her vil vi belyse kort følgende tre punkter:

- Hva er markedseffekten av forbindelsen til Storbritannia?

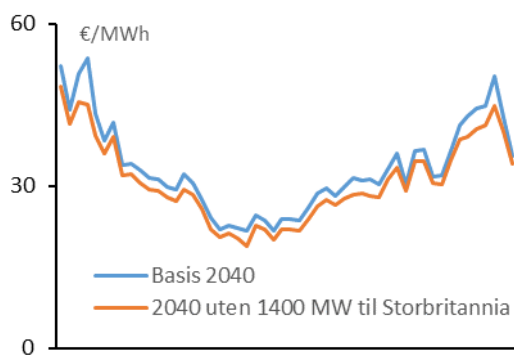
<sup>32</sup> CACM står for "Capacity Allocation & Congestion Management", og er et regelverk i ENTSO-E som Norge vil følge, se mer informasjon her [https://electricity.network-codes.eu/network\\_codes/cacm/](https://electricity.network-codes.eu/network_codes/cacm/)



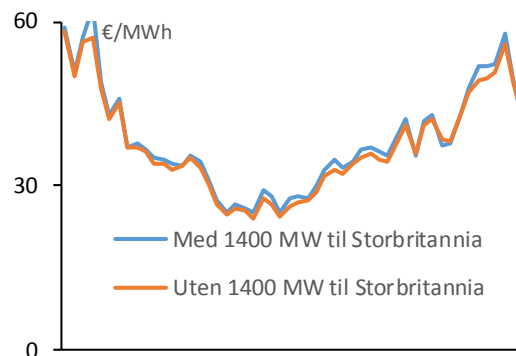
- Hva er effekten av å heller bygge 1400 MW til kontinentet fra Sørlandet?
- Hva skjer om Skagerak 1 og 2 går ut på levetid og ikke erstattes?

En forbindelse nummer to til Storbritannia øker isolert sett kraftprisene i Sør-Norge med ca. 2,5 €/MWh i Basis 2040. Reelt vil imidlertid økningen i kraftpris trolig være vesentlig mindre. Bakgrunnen for at prisene stiger såpass mye er at vi har et kraftoverskudd i Sør-Norge på nesten 25 TWh i 2040. I et datasett der overskuddet i Sør-Norge er redusert til 10 TWh på grunn av mer industrivekst øker kraftprisene i Norge med under 1 €/MWh.

Ser vi internt i Norge bidrar en ny forbindelse, som vi her har lagt til Sima, til mindre flaskehals på forbindelsene fra dagens NO5 til NO1 og NO2. Dette skjer primært gjennom å løfte prisen i NO5 i perioder med stort overskudd eller i perioder med høyt forbruk i Sør-Norge. På den andre siden øker flaskehalsene lenger nord, blant annet over Sognefjorden.



Figur 15-5: Snittprisen per uke over året i Sør-Norge i 2040 med og uten en 2. forbindelse på 1400 MW til Storbritannia



Figur 15-6: Snittprisen per uke over året i Sør-Norge i en variant av Basis der norsk kraftbalanse er redusert fra 28 TWh til 13 TWh med og uten en 2. forbindelse på 1400 MW til Storbritannia

Erstatter vi forbindelsen med en tilsvarende forbindelse til Nederland, ser vi at dette øker flaskehalsene i Sør-Norge betydelig. Grunnen er at ledningene ut av dagens NO5 er høyt belastet både i perioder med mye vann- og vindkraft om sommeren eller høyt forbruk på vinteren. En ytterligere forbindelse fra Sørlandet vil forsterke dette.

Også ved import vil en eventuell forbindelse til NO5 bidra mindre til flaskehals enn en tilsvarende forbindelse til dagens NO2. Årsaken er at det ved stor import på alle DC-forbindelsene på Sørvestlandet vil det bli flaskehals østover mot NO1 over Flesakersnittet, mens det vil være ledig kapasitet i Hallingdalsnittet mellom NO5 og NO1. En forbindelse tilknyttet Sørvestlandet vil i slike tilfeller øke flyten over Flesakersnittet, mens en forbindelse til NO5 gir økt flyt i Hallingdal hvor det er mye ledig kapasitet. Dessuten er det også slik at en ny forbindelse i sør gir mer flaskehals over Flesakersnittet vestover når det er mye uregulert produksjon fra vann- og vindkraft om sommeren.

Mot Danmark er det i dag fire kabler med en samlet kapasitet på 1650 MW. De to eldste, med en kapasitet på 500 MW til sammen, ble satt i drift i 1977, og teknisk levetid går ut i løpet av 2020-tallet. Vi har likevel valgt å ha de med i Basis-datasettene frem til 2040. Tar vi disse ut synker prisen i Sør-Norge med om lag 1 €/MWh i 2040. Statnett er sammen med Energinet i gang med analyser som ser på lønnsomheten av handel mellom Danmark og Norge i forbindelse med nordisk nettutviklingsplan 2019. I analysen er nullalternativet at forbindelsene går ut til 2030. I praksis vil forbindelsene driftes helt til det enten skjer en feil det ikke er lønnsomt å reparere eller vedlikeholdskostnadene blir høyere

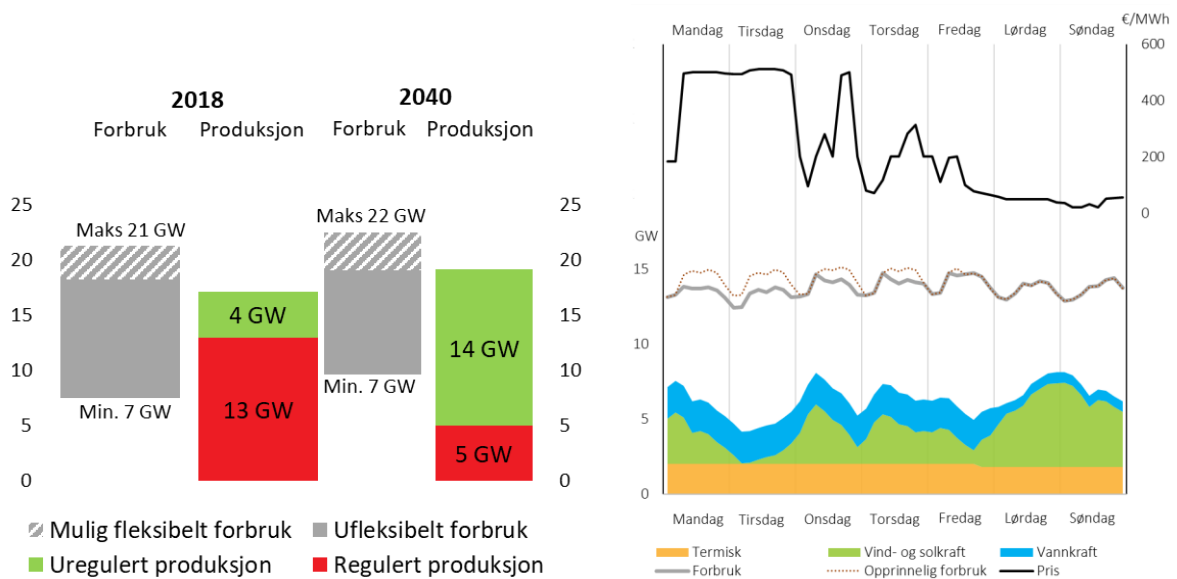
enn nytten de genererer. Slik vi har sett i kapittel 13.4 øker prisforskjellene mot Danmark utover i tid i vårt forventningsscenario. Det betyr at den samfunnsøkonomiske nytten av handel øker.

#### 15.4 Utfasing av svensk kjernekraft gir strammere effektbalanse både i Sverige og Norden

En full utfasing av all svensk kjernekraft, slik vi har i Basis 2040, vil ha store konsekvenser for forsyningen og effektbalansen. De gjenværende reaktorene har en samlet kapasitet på 8000 MW og en helt sentral funksjon i det svenske kraftsystemet. Det er dermed en stor utfordring å skulle erstatte dette med ny utslippsfri produksjon.

Vi har grovt sett lagt til grunn at det meste av kjernekraften blir erstattet av vindkraft målt i energi. Mye av vindkraften kommer trolig i de nordlige delene av Sverige. En første utfordring blir dermed å få på plass nok nettkapasitet nord-sør slik Svenska kraftnät over mange år har planlagt for i sine nasjonale nettutviklingsplaner. Den andre åpenbare utfordringen med erstatte kjernekraft med vindkraft er at sistnevnte kun produserer når det blåser. Uten kjernekraft blir effektbalansen i Sør-Sverige mye mer negativ enn i dag i perioder med lite vindkraft og høyt forbruk. Hvordan man likevel kan sikre en tilstrekkelig forsyningsikkerhet er derfor et sentralt spørsmål.

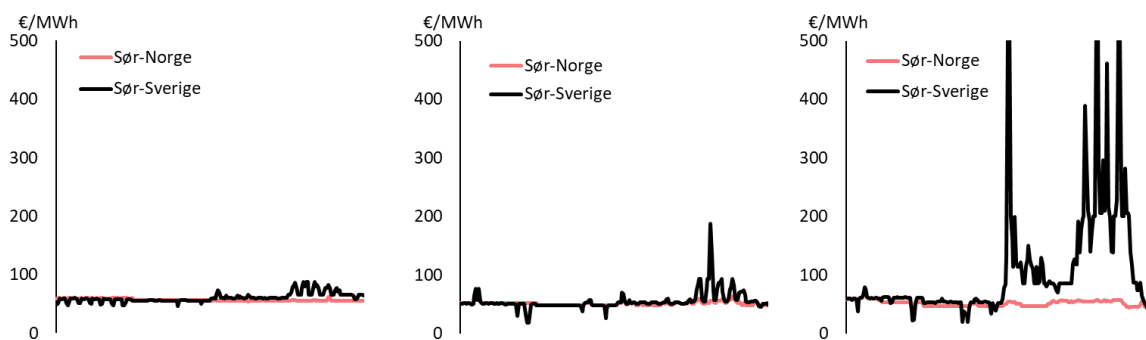
I Basis 2040 blir utfordringene knyttet til manglende kjernekraft løst gjennom en kombinasjon av mer nettkapasitet, noe mer fleksibilitet i forbruket og en moderat mengde batterikapasitet i Sør-Sverige. Våre simuleringer viser likevel at vi får mye mer prisvolatilitet og flere ekstra høye pristopper uten kjernekraft. Dette gjelder først og fremst i Sør-Sverige, men vi ser at dette også har betydelig effekt på prisvolatiliteten i mye av Norge og resten av Norden.



Figur 15-7: Effektbalanse i Sør-Sverige (SE3 og SE4). Produksjon er delt i regulert produksjon, som termisk og magasinert vannkraft, og uregulert produksjon som vindkraft, solkraft og uregulert vannkraft.

Figur 15-8: Pris, forbruk og produksjon i en stram uke i SE3 i Basis 2040

Figur 15-8 viser en 2040-uke i SE3 med høye pristopper i starten av uken. Produksjon fra vann-, vind- og solkraft er langt fra nok til å dekke forbruket. Her er overføring fra andre områder helt sentralt. I dette tilfellet må i tillegg deler av industrien redusere sitt forbruk for å skape balanse i markedet. I våre simuleringer har vi lagt til grunn at dette skjer i ulike trinn når kraftprisen passerer 200-1000 €/MWh, men dette er høyst usikre anslag.



Figur 15-9: Fire vinteruker 2018

Figur 15-10: Fire vinteruker 2030

Figur 15-11: Fire vinteruker 2040

De skikkelige stramme situasjonene, der industriforbruk må redusere for å oppnå balanse, skjer veldig sjeldent i våre simuleringer. I 2040 Basis er prisene i Sør-Sverige over 200 €/MWh bare i 1 % av tiden. Sånt sett virker markedet å fungere godt. I virkeligheten, med mulighet for uventede utfall, kan dette være krevende å håndtere.

Som vi går gjennom i neste avsnitt er det et betydelig potensial for å ta i bruk eksisterende fleksibilitet og gjøre investeringer som tilfører ny fleksibilitet. Eksempelvis er det på nordisk nivå mye industri som kan redusere forbruket, og dermed utgjøre en viktig sikkerhetsmargin i slike sjeldne situasjoner. Hvordan dette utvikler seg og hvilke tiltak som kommer er usikkert. Vi kan imidlertid med stor grad av sikkerhet si at utfasingen av svensk kjernekraft vil ha stor betydning for markedet, og at markedet vil være en viktig del av løsningen.

## 15.5 Stort potensial for ny fleksibilitet i det nordiske markedet

I januar 2018 publiserte vi vår rapport [Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet](#). En av hovedkonklusjonene fra denne rapporten er at det finnes et stort potensial for mer fleksibilitet, særlig på forbrukssiden. Selv om prisvolatiliteten vil øke, kan ny fleksibilitet begrense økningen noe.

Innen forbrukerfleksibilitet skiller vi mellom billig forbruksflytting av energi og forbruksreduksjon gjennom kortvarige pristopper. Det er også potensial for økt forbruk i lavprisperioder, for eksempel i samspill med varme- eller transportsektoren. Samtidig vil neppe variasjon i spotpris være den sterkeste motivasjonen for økt forbrukerfleksibilitet, men i kombinasjon med effekttariffer, tidsmåling, smart styring og aggregatortjenester kan stadig større deler av forbruket ta en aktiv rolle.

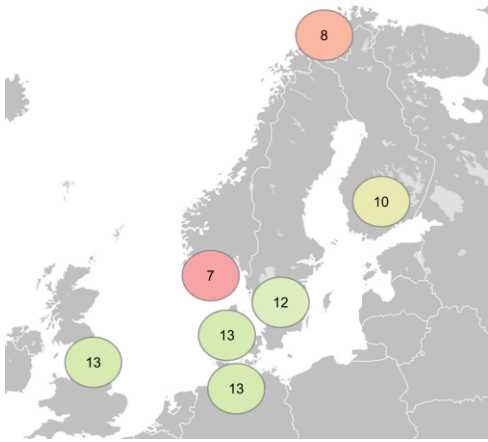
I de strammeste timene har vi forutsatt mye tilgjengelig forbrukerfleksibilitet som for eksempel kan bestå av industribedrifter som byr inn prisavhengige bud i spotmarkedet. Det aller meste av dette potensialet forblir ubrukt selv i timene med høyest simulert kraftpris. Det meste av fleksibiliteten er i Sverige og Finland, fordi de høyeste prisene og mye av det fleksible industriforbruket er der.

I den strammeste timen i Basis 2040 er rundt 8 GW forbruk redusert i Norden på grunn av midlertidige høye kraftpriser. I året med de høyeste prisene er 1,4 TWh av det nordiske forbruket redusert. Totalt sett for alle simulerte år utgjør dette likevel under 0,1 % av det samlede forbruket.

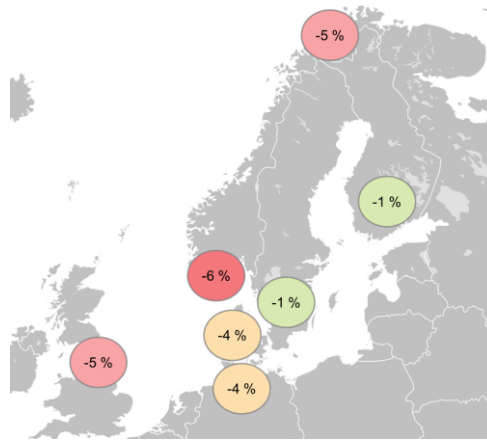
Batterilagring blir mer aktuelt sammen med flere solkraftanlegg, datasentre og økende grad av elektrisk transport. Transportsektoren med 38 TWh kraftforbruk i Norden i 2040 er, sammen med teknologi til å styre ladetidspunkt, en betydelig kilde til forbrukerfleksibilitet.

Resultatene fra LMA 2018 gir økende nytte av fleksibilitet i Norden på lang sikt. Prismønstrene for 2040 er enda mer ubalanserte og volatile enn 2040-prisene fra LMA 2016. Likevel er det særlig volatilitet

mellom ulike uker, og ikke innad i døgnet, som gir muligheter for inntekt for fleksibilitet som kan utnytte en slik prisarbitrasje. I våre simuleringer av Sør-Sverige uten kjernekraft er det for eksempel lønnsomt med batterier, og vi har derfor lagt til ny fleksibilitet som demper prisvariasjonen.



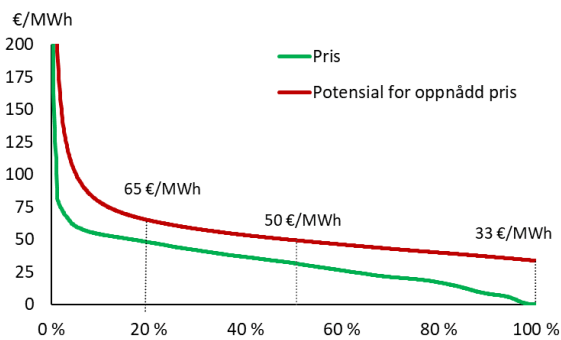
Figur 15-12: Prisvolatilitet innenfor uken i Basis 2040 målt i €/MWh



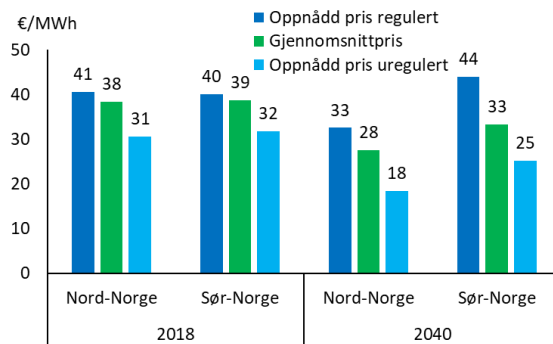
Figur 15-13: Internrente i Basis 2040 for et batterisystem med kun spothandelsinntekter

Med kraftprisene i vårt 2040-scenario kan effektutvidelse og pumpekraftverk i vannkraftsystemet være lønnsomt i mange tilfeller. Ulempen er lange ledetider og høye investeringskostnader. Konkurrerende fleksibilitetstiltak med kortere ledetid og lavere kostnader kan dermed komme først.

Figur 15-14 viser at en vannkraftprodusent med 1 750 brukstimer (20 % av tiden) i teorien kan få en oppnådd kraftpris på 65 €/MWh hvis kraftstasjonen er i stand til å plukke alle timene med høyest pris, mens for eksempel et kjernekraftverk som produserer hele året oppnår rundt 33 €/MWh.



Figur 15-14: Varighetskurve for sør-norsk kraftpris og potensial for oppnådd pris i Basis 2040



Figur 15-15: Gjennomsnittspris og oppnådd kraftpris for regulert og uregulert vannkraft i Basis 2040

## Andre relevante rapporter fra Statnett



### Langsiktig markedsanalyse 2016

*Norden og Europa 2016–2040*

Forrige utgave av LMA fra 2016.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-20162040.pdf>



### Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet

*Forskjeller i flyt, flaskehals 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, flaskehals 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>



### A European Energy-Only Market in 2030

Dette er en rapport som vi publiserte i 2016 om konsekvensen av å beholde et "Energy Only" marked i Europa kontra å innføre kapasitetsmarkeder.

Rapporten ser på konsekvenser for kraftpriser og fleksibilitet.

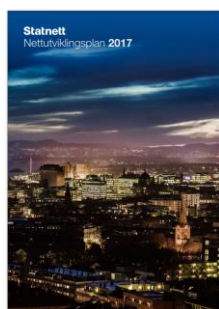
<https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2016/eom-report-revised-april2016.pdf>



### Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018-2040

Fleksibilitet er et tema som går igjen i mange av rapportene våre. Det er hovedtemaet i denne rapporten som ser på behov og potensial for fleksibilitet i Norden.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>



### Statnett Nettutviklingsplan 2017

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/contentassets/4f4eff224c4b4796a45307836b30bf9f/nettutviklingsplan-2017.pdf>

**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](mailto:firmapost@statnett.no)

Nettside: [www.statnett.no](http://www.statnett.no)

**Statnett**