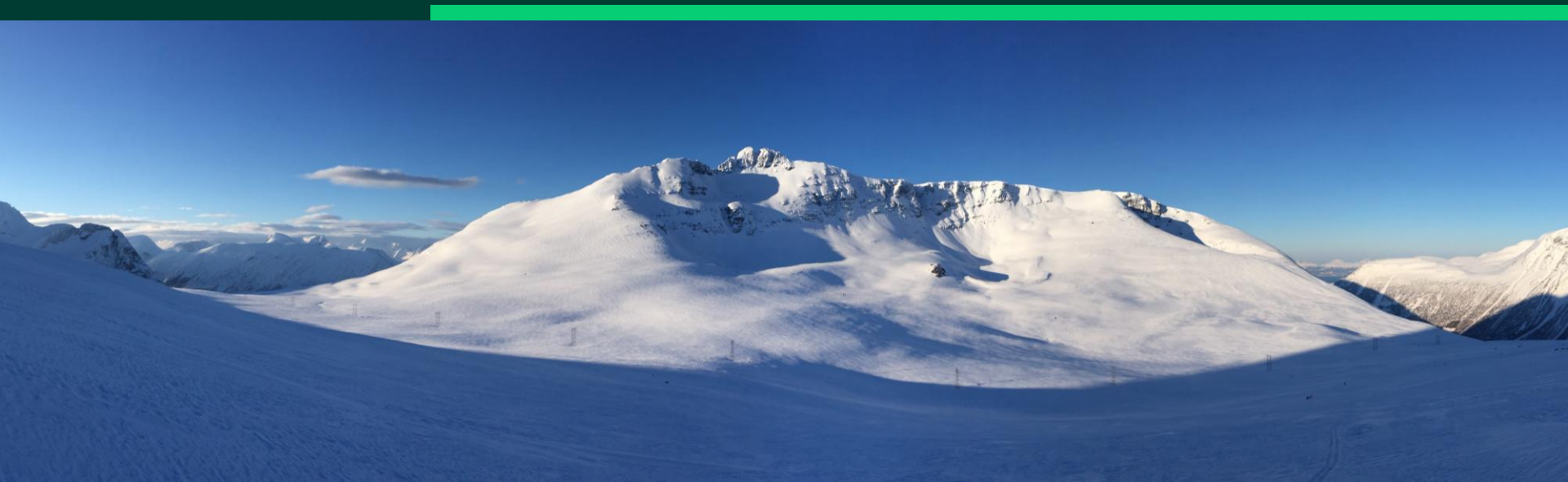


Kortsiktig Markedsanalyse 2025-2030

September 2025



Forord

Statnett utarbeider en ny Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) hvert år. Hensikten er å forstå og holde oversikt over hovedtrender og usikkerhetsfaktorer ved utviklingen i kraftsystemet fem år fram. Analysen viser også utviklingen i kraftprisene, men må ikke forstås som noen detaljert prognose for prisutviklingen. Årets analyse viser i all hovedsak det samme bildet som tidligere:

- De gjennomsnittlige kraftprisene i de norske budområdene blir trolig mer like, blant annet som følge av nettforsterkninger. Analysen viser samtidig at det fortsatt vil være betydelige flaskehalser og prisforskjeller time for time mange steder også i 2030.
- I Norge vil forbruket øke, men det er et stort utfallsrom for veksten. Dette gir lavere overskudd på energibalansen og øker nettoimporten i tørre år de neste årene.
- Stadig flere timer der prisene er null i våre naboland gir store prisforskjeller i snitt til og fra Norge. Dette gir høye inntekter fra handelen med utlandet, selv om nettoeksporten går ned.

Samlet bekrefter analysen behovet for planlagte nettinvesteringer i transportkanalene for å jevne ut prisforskjeller og variasjoner i kraftproduksjonen. Samtidig viser mulighetene for høy vekst i forbruket at Statnett må håndtere en stor usikkerhet i behovet for lokal nettkapasitet for tilknytning.

Gunnar Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og Kunder

Anders Kringstad

Direktør Markedsanalyse

1. September 2025

Analysen og rapporten er laget av Georg Devik, William Bjønness, Ida Naalsund, Rolf Korneliussen og Julie Gunnerød, med bidrag fra flere i Statnett.

Sammendrag – Europa

- Det er bred konsensus om at utbyggingen av vind- og solkraft i Europa fortsetter mot 2030, selv om det er en viss usikkerhet i tempoet. I scenarioet Basis gir dette en samlet europeisk fornybarandel på 63 % i 2030, opp fra 50 % i dag. Medregnet kjernekraften innebærer dette at rundt 85 % av kraftproduksjonen i Europa er utslippsfri om fem år.
- Lavere kostnader og mindre arealkonflikter gir størst vekst innen solkraft, og EU vil trolig nå utbyggingsmålene for solkraft til 2030. Til tross for en rekordstor utbygging, viser de fleste prognoser at verken EU eller UK vil nå målene for vindkraft til 2030 fullt ut.
- Krig, handelsbarrierer og industriell konkurranse fra særlig Kina, gir større politisk vekt på sikkerhet og konkurranseevne. Dette forsterker i hovedsak støtten til energiomstillingen, siden dette både bidrar til mindre import av energi og lavere kraftpriser. Samtidig kan støtten til dyre teknologier som hydrogen og havvind bli redusert.
- Det er konsensus om at elektrifisering, datasentre og vekst innen industri og hydrogen i sum vil gi en betydelig forbruksvekst allerede til 2030. Det er imidlertid usikkert hvor stor veksten blir, særlig innen industrien og hydrogen. Og det er nå tydelig at forbruksveksten i alle tilfeller vil bli lavere de første årene enn tidligere forventet.
- Lavere kostnader, mer varierende kraftpriser og ulike støtteordninger gir etter all sannsynlighet en storstilt utbygging av batterier til 2030. Dette bidrar, men dekker ikke alene det økende behovet for fleksibilitet.
- I Basis reduseres de simulerte snittprisene på kontinentet og i UK fra om lag 90-100 €/MWh i 2025* til rundt 60 €/MWh i 2030. Nedgangen skyldes lavere gasspriser og at fornybarutbyggingen gir stadig flere timer der prisene faller ned mot null. I Sverige blir snittprisene lavere enn i dag i sør og høyere i nord. Utbyggingen av solkraft gir i snitt mye lavere kraftpriser på sommeren enn på vinteren i hele Europa.
- CO₂-prisen har stor betydning for kraftprisene i 2030, selv om produksjonen i hovedsak er utslippsfri. Uten CO₂-pris blir de simulerte snittprisene halverte i UK og Tyskland.
- Utfallsrommet for kraftprisene de neste årene er stort. Andelen nullpriser og driftskostnadene for gasskraft er de to viktigste usikkerhetsfaktorene. I scenarioet Lavpris er kraftprisene på kontinentet og i UK bare 35-40 €/MWh i snitt i 2030. I Høypris er snittprisene over året på drøyt 100 €/MWh.
- Flere timer med priser ned mot og tidvis også under null er et dominerende utviklingstrekk i alle scenarioer de neste årene. Sammen med høye driftskostnader for gasskraft gir dette en høy kortsiktig prisvariasjon. Flere timer med lave priser gir også lavere lønnsomhet av ny produksjon, men økt lønnsomhet av batterier og annen fleksibilitet.
- Utfasing av kullkraft og mer forbruk kan gi strammere effektbalanser på kontinentet og i UK. Utbygging av batterier og nye gasskraftverk kan imidlertid utligne trenden og gi færre og lavere pristopper enn i dag.

* 2025-prisene er simulerte priser, som snitt av 29 historiske værår. De er ikke historikk. Dette da vi i denne analysen ønsker å fokusere på trendene fremover og da må vi holde været konstant. Se også egen side om metode.

Sammendrag – Norge

- Datasentre og elektrifisering av petroleum og transport er sterke drivere for vekst i det norske forbruket. I Medium-scenariot gir dette en økning på 16 TWh til 2030. Dette er lavere enn i forrige analyse.
- Forbruksveksten er usikker, drevet av et stort og usikkert potensial for vekst i datasentre og innen industrien. Hydrogenproduksjon kan også bidra til vekst selv om dette er mer usikkert. Mulig reduksjon i forbruk fra dagens industri forsterker den samlede usikkerheten. Scenariene Lav og Høy gir et utfallsrom på 6 til 30 TWh vekst til 2030.
- Antallet prosjekter for mulig ny kraftproduksjon har økt. Lange konsesjonsprosesser, bred folkelig motstand og lav lønnsomhet tilsier likevel at det fortsatt blir lav vekst i produksjonen de neste årene. I Medium øker den norske produksjonen med bare 4 TWh til 2030.
- Større vekst i forbruket enn i produksjonen reduserer overskuddet på den norske energibalansen i et normalår. I Medium faller overskuddet fra rundt 17 TWh i dag til 5 TWh i 2030. I Høy blir balansen negativ med minus 9 TWh. Motsatt gir Lav bare en svak nedgang fra i dag.
- I Sør-Norge reduseres de simulerte snittprisene fra i underkant av 70 €/MWh i 2025 til rundt 50 €/MWh i 2030 – med Medium norsk forbruk og markedsutviklingen som i Basis. Hovedårsaken til prisnedgangen er lavere priser på kontinentet og i UK.
- I Midt-Norge holder snittprisene seg rundt 40-45 €/MWh i Medium/Basis. Dermed blir prisene mer like nivået i Sør-Norge utover i tid. I Nord-Norge får vi en økning fra dagens rekordlave nivåer til rundt 35 €/MWh, drevet av økt lokalt forbruk og høyere priser i Sverige.
- Analysen viser et stort utfallsrom for snittprisene i Norge. Prisene i naboland, norsk energibalanse og været er viktige usikkerhetsfaktorer.
- De gjennomsnittlige prisforskjellene time for time går ned flere steder men holder seg samtidig på et historisk høyt nivå, selv om snittprisene blir mer like. I Sør-Norge fortsetter det å være høyere pris i NO2 enn i NO5 og NO1 på sommeren. Økt forbruk gir imidlertid gradvis mer prisforskjell motsatt vei på vinteren med høyere priser i NO5 og NO1 enn i NO2. Prisforskjellene i Norge bekrefter behovet for planlagte og igangsatte nettforsterkninger.
- Lavere energioverskudd reduserer nettoeksporten til utlandet. Høy prisvariasjon i andre land og varierende norsk tilsig gir likevel store prisforskjeller og høye inntekter fra utvekslingen med utlandet. Nåverdien av samlet simulert nettoinntekt fra handelen med naboland er på 80 mrd. NOK* over analyseperioden. Utfallsrommet er stort.
- Norges mellomlandsforbindelser brukes i økende grad til nettoimport og energisikkerhet mot 2030. Værhistorikken viser at tilsiget til norske vannkraftverk kan variere med 70-80 TWh mellom et tørt og et vått år. Dette innebærer at Norge allerede i dag har nettoimport i tørre år. Til 2030 forsterkes dette ved en forbruksvekst som i Medium og Høy.
- Økt forbruk gir en strammere effektbalanse i Norge til 2030. Dette bidrar til flere pristopper, særlig i Sør-Norge. Batterier og nye gasskraftverk i andre land vil imidlertid kunne dempe de høyeste toppene.

* Summen av de norske flaskehalsinntektene på mellomlandsforbindelsene og det norske handelsoverskuddet fra krafthandel (inntektene fra eksport minus kostnadene med import), summert over analyseperioden 2025-2030.

Fokus og metode

Fokus i rapporten og analysen

Statnetts ansvar krever inngående kunnskap om hele energi- og kraftsystemet, og hvordan dette utvikler seg. Derfor utarbeider vi oppdaterte markeds- og nettanalyser i en fast syklus. En av disse er Kortsiktig Markedsanalyse som vi utarbeider en gang i året. Hensikten med analysen er å holde oversikt over markedsutviklingen fem år fram, og gi et utgangspunkt for videre analyser av nett og marked på kortere sikt.

Utviklingen av forbruk, produksjon, kraftflyt og kraftpriser i Norge er sterkt avhengig av utviklingen i landene rundt oss. Første del av analysen handler derfor om utviklingen av kraftmarkedet i Norden og Europa samlet. I del to viser vi hvordan utviklingstrekk og kraftpriser i andre land spiller sammen med utviklingen i Norge. I denne utgaven av Kortsiktig Markedsanalyse utdyper vi ekstra om prisforskjeller i Norge.

Vi bygger analysen på data om utviklingen og modellsimuleringer

Analysen bygger på detaljerte datasett og modellsimuleringer av hele det sammenkoblende kraftsystemet i Norge og i Europa*. Vi starter prosessen med å oppdatere beskrivelsen av dagens kraftsystem. I neste trinn legger vi inn endringer kommende fem år basert på planer, vedtak, politiske mål og virkemidler, eksterne prognoser og analyser. I tillegg bruker vi finansielle markedspriser som prognose for gass og kull de første årene. Deretter simulerer vi samspillet i hele markedet ved hjelp av våre to system- og markedsmodeller Samnett og BLD3. For å fange variasjonen i været er datasettet for hvert år i analyseperioden simulert over 29 historiske værår.

Faste hovedscenarier

Markedsanalysene våre har et fast sett av hovedscenarier**. Disse gir et relevant utfallsrom og utgangspunkt for videre analyser:

- Tre scenarier for markeds- og prisutviklingen samlet i Europa og Norge: Basis, Høypris og Lavpris - hvor Basis er vår forventning.
- Tre scenarier for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: Lav, Medium og Høy - hvor ingen er vår forventning.

Statnett må forholde seg til ulike scenarier for hvordan nettbehovet utvikler seg. Vi presiserer derfor at scenarioene for forbruk og produksjon i Norge ikke representerer vår forventning, men viser et utfallsrom.

Scenarioene for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge kan til en viss grad kombineres med alle de tre markedsscenarioene. Men i rapporten forklarer vi nærmere at noen kombinasjoner vil være mindre sannsynlige.

Vi simulerer hvert år for seg, og bruker simulert 2025 som referanse

I analysen er hvert år fram til 2030 simulert separat, over 29 kronologiske værår. Dette gir en god oversikt over underliggende trender og hvordan utfallsrommet i været spiller inn. Samtidig fanger vi med dette ikke opp sammenhenger i tilsig og fyllingsgrad mellom de ulike årene fram til 2030.

For 2025 bruker vi i analysen i hovedsak simulerte priser over 29 værår, og ikke observerte priser. Dette er for å gi en sammenlignbar og normalisert referanse slik at vi kan belyse hovedtrendene de neste fem årene. Vi presiserer at det i noen områder er stor forskjell på gjennomsnittlig simulert kraftpris for 2025 og historisk observert kraftpris så langt i 2025.

* Våre modeller dekker Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Belgia, Nederland, Storbritannia, Spania og Portugal (ca. 90 % av europeisk forbruk og produksjon).

** Se vedlegg for mer informasjon om våre modeller og scenario.

Sammenligning med forrige KMA

Årets KMA viser i hovedsak de samme trendene, usikkerhetsfaktorene og resultatene som i KMA24.

I årets analyse har vi ytterligere hevet kvaliteten i dataunderlaget. Vi går også nærmere inn på utviklingen i effektbalanse, betydningen av CO₂-prisen på kraftprisen og effektene av innføringen av flytbasert markedskobling i Norden. Vi fokuserer også mer på utviklingen i prisforskjeller mellom norske budområder, i lys av de nye nettanleggene som settes i drift i løpet av analyseperioden.

Europa

- Solkraftutbyggingen går enda raskere, mens utbyggingen av havvind går tregere. I sum er fornybarutbyggingen omtrent som sist.
- Forbruksveksten går fortsatt sakte. Sammenlignet med forrige analyse er veksten mer usikker, særlig mot slutten av perioden.
- Behovet for- og lønnsomheten av fleksibilitet er omtrent som sist. Høyere vekst i batterier i årets analyse enn i fjorårets. Mindre bidrag fra andre kilder til fleksibilitet enn sist.
- De europeiske kraftprisene er på rundt samme nivå som forrige KMA og følger samme trend med stadig mer nullpriser og stor prisvariasjon.

Norge

- Veksten i kraftforbruket er lavere i alle scenarioene, enn i forrige KMA.
- Trenden for utviklingen i kraftproduksjon i Norge er som sist – lite ny produksjon, men mindre solkraft frem til 2030 sammenlignet med fjorårets analyse.
- Høyere kapasitet på korridorer som tidligere var begrenset av NTC-kapasiteter.
- Snittprisene og prisforskjellene utvikler seg lignende som i fjorårets KMA, med lavere priser og mindre prisforskjell mot 2030.

Europa

Utviklingen av forbruk, produksjon, kraftflyt og kraftpriser i Norge er sterkt avhengig av utviklingen i landene rundt oss. Første del av analysen handler derfor om utviklingen av kraftmarkedet i Norden og Europa samlet. I neste del viser vi hvordan dette spiller sammen med utviklingen i Norge.



Markedsutviklingen siste år – mer fornybar og mye prisvariasjon

Utbyggingen av vind- og solkraft i Europa har vært på et historisk høyt nivå de siste tre årene. I 2025 vil den samlede nye utbyggingen nærme seg 90 GW. For årene 2023-25 gir dette en samlet vekst på 340 TWh i den årlige europeiske produksjonen av sol- og vindkraft. Fornybar energi står nå for omtrent halvparten av kraftproduksjonen i Europa (47 % i 2024). Med kjernekraften er dermed rundt 70 % av produksjonen utslippsfri. Utslippene i kraftsektoren er halvert fra toppen i 2007 (EMBER, 2025).

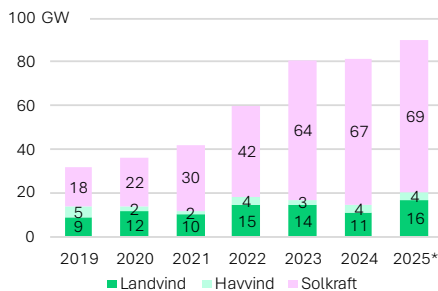
Den europeiske energikrisen er i all hovedsak over. Lavere forbruk og mer import av LNG har erstattet det meste av den russiske rørgassen. Prisen på gass i Europa er imidlertid fortsatt høyere enn før energikrisen. Dette skyldes både at det koster mer å produsere og frakte LNG enn rørgass, og at det er en viss sannsynlighet for at det kan oppstå ny knapphet fram til ny LNG-produksjon settes i drift globalt de neste årene.

Energikrisen gav en nedgang i kraftforbruket i Europa i 2022-23. Dette har snudd til en svak oppgang i 2024 og så langt i 2025. Nivået er imidlertid fortsatt lavere enn før energikrisen, og det er stor usikkerhet rundt hvorvidt industriforbruket vil komme tilbake for fullt.

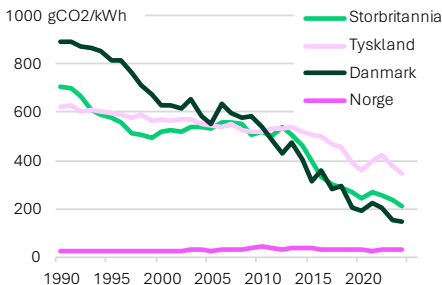
Kraftprisene i Europa er nå generelt mye lavere enn under energikrisen. De er imidlertid fortsatt i snitt omtrent 40 % høyere enn før energikrisen, mest som følge av høyere gasspriser.

Veksten i vind- og solkraft gir nullpris eller negative priser i en stadig større andel av tiden. Dette har bidratt til å dempe snittprisene. Det gir også mer prisvariasjon. Høyere gasspriser enn før energikrisen og utfasing av kullkraft gir samtidig relativt høye priser når termiske kraftverk setter prisen. Dette har bidratt til å opprettholde en høy kortsiktig prisvariasjon der prisene svinger mellom null og 100-150 €/MWh.

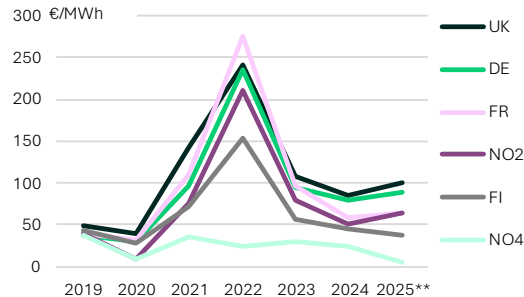
Årlig utbygging av sol- og vindkraft i Europa



CO₂-utslipp fra kraftproduksjon i utvalgte land, i snitt over året



Historisk kraftpris, årlig gjennomsnitt



Global utvikling og teknologikostnader

Den globale utbyggingen av fornybar kraftproduksjon går stadig raskere og det bygges nå ut rundt 1000 TWh i året. Også innen batterier og elbiler er det høy vekst og raskt fallende kostnader. I 2025 vil det bli installert anslagsvis 95 GW batterier og solgt 20 millioner nye elkjøretøy globalt. Kina leder an med klart størst utbygging av vind- og solkraft, og som dominerende produsent av solceller, batterier, vindturbiner og elbiler.

Den raske utviklingen globalt er hovedårsaken til at teknologier for produksjon og bruk av ren energi fortsetter å bli billigere og bedre fram til 2030. Dette forsterker energiomstillingen i Europa, særlig innen solkraft, batterier og elbiler som allerede i dag har konkurransedyktige kostnader.

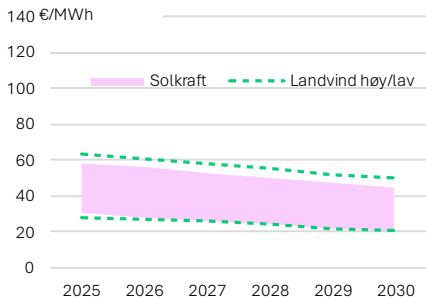
Havvind har vesentlig høyere kostnader enn landvind og solkraft. Dette skyldes blant annet høyere kostnader for tilknytningen til nettet, kostbare fundamenter og at det i hovedsak er vestlige leverandører. Men også her viser eksterne prognoser at det trolig blir lavere kostnader målt i LCOE de

neste årene. Hovedårsaken er mer effektive turbiner med lengre levetid. Dette kan forsterkes dersom europeiske land og aktører i større grad åpner for å bruke kinesiske turbinleverandører som i dag kan levere til lavere kostnader. Dette er imidlertid sikkerhetspolitisk kontroversielt.

Investeringskostnadene for elektrolyseanlegg har økt de siste årene. Sammen med andre utfordringer gir dette lavere vekst og mindre fall i kostnadene for hydrogen de kommende årene enn hva de fleste eksterne prognoser ventet for bare to til tre år siden. EU og nasjonale myndigheter gir mye støtte for å få opp volumet. Dette vil trolig gi en viss reduksjon i kostnadene. Men selv med mye høyere CO₂-priser er det usannsynlig at grønt hydrogen blir konkurransedyktig uten støtte de neste fem årene.

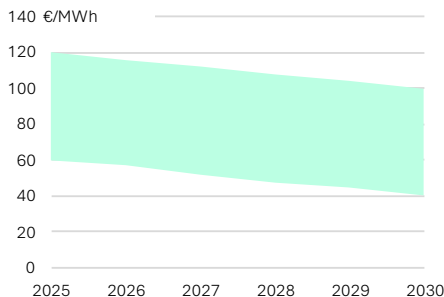
Kjernekraft har både høye og usikre kostnader. Flere land satser imidlertid på å ta i bruk denne teknologien. Til 2030 kan dette gi sikrere prognoser for kostnadene.

Utfallsrom for LCOE for solkraft og landvind



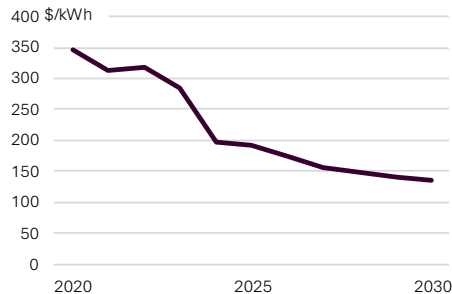
Kilde: IEA, BNEF, Rystad, IRENA, DNV, THEMA, 4COffshore.

Utfallsrom for LCOE for bunnfast havvind



Kilde: IEA, BNEF, Rystad, IRENA, DNV, THEMA, 4COffshore.

Kostnadsutvikling for stasjonære batterier



Kilde: BNEF 2025 Energy Storage Outlook.
Global turnkey costs 2h duration excl. grid.

Sterke politiske mål og virkemidler driver markedsutviklingen

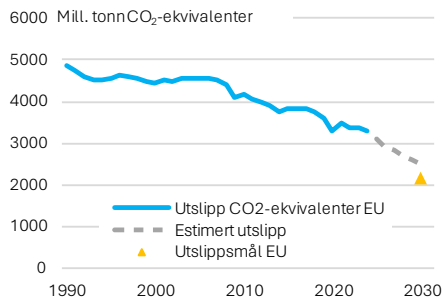
Vedtatte og bindende politiske mål og virkemidler er en sterk pådriver for elektrifisering, fornybarutbygging og energieffektivisering i Europa til 2030. Sammen med kvotemarkedet har dette stor innvirkning på utviklingen av kraftmarkedet og kraftprisene.

Krig, handelsbarrierer og industriell konkurranse, fra særlig Kina, gjør at sikkerhet og konkurranseevne nå blir mer vektlagt enn tidligere i energi- og industripolitikken. Dette forsterker i hovedsak vedtatte mål og tiltak siden energiomstillingen både bidrar til økt selvforsyning av energi og lavere kraftpriser. Eksempelvis kan viljen til å subsidiere utbyggingen av havvind og kjernekraft forsterkes. Hensynet til sikkerhet og konkurranse gir også sterkere tiltak om å bevare og utvikle europeisk industriproduksjon. Et eksempel på dette er [EU's Clean Industrial Deal](#) fra 2025. Samtidig kan hensynet til konkurranse kombinert med mer penger til forsvar bidra til å begrense den økonomisk støtten til utbygging av dyre teknologier.

Helt siden EU i 2011 vedtok det første [veikartet](#) for en konkurransedyktig lavutslippsøkonomi innen 2050, har mindre import av kull, olje og gass vært et av hovedmålene med energiomstillingen. Hensikten er å redusere kostnadene og sårbarheten for markedssjokk. Med tiltakspakken REPowerEU, som ble vedtatt som respons på bortfallet av russisk gass i 2022, ble målet om redusert import av særlig gass vesentlig forsterket.

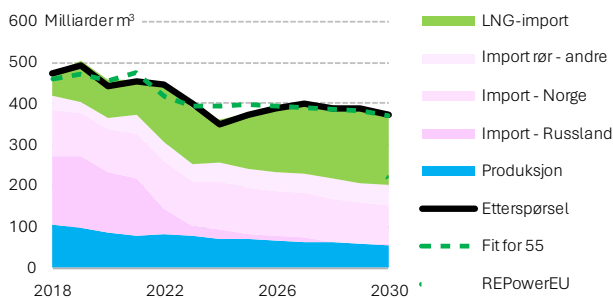
Selv om det bygges ut store volumer fornybar kraft de neste årene, viser eksterne analyser at det trolig blir for lite til å både nå målet om å halvere importen av gass til 2030 og samtidig fase ut kullkraften. Eksterne prognoser viser derfor rask nedgang i importen av kull og at gassimporten nesten holder seg på dagens nivå. Målet om mindre import av energi er likevel en sterk drivkraft for subsidier og andre tiltak som støtter opp om fornybarutbyggingen.

Klimagassutslipp i EU - historisk og estimert



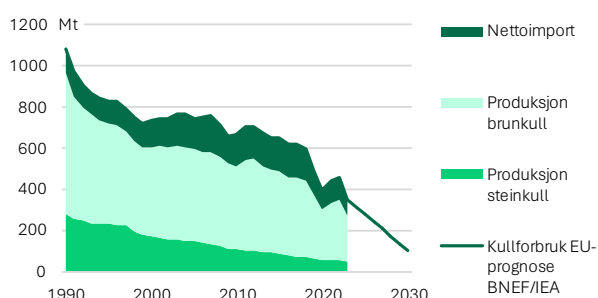
Kilde: European Environment Agency.

Gass i EU mot 2030:
forbruk, import, produksjon og politiske mål



Kilde: BNEF European Gas Market 2030 Outlook og EUs politiske målsetning i Fit for 55 og REPowerEU.

Kull i EU mot 2030:
forbruk, import og produksjon



Kilde: Eurostat, BNEF/IEA.

CO₂-prisen er sentral for kraftprisene – og er en stor usikkerhet

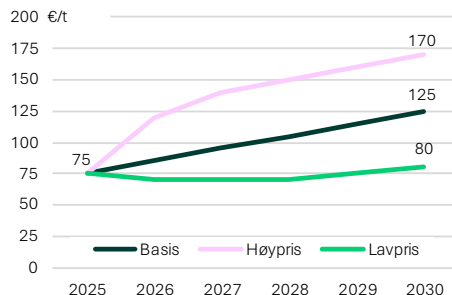
Kvotemarkedet (EU ETS) er et sentralt virkemiddel for utslippskutt. Til 2030 er det vedtatt at utslippene innen ETS-sektorene skal reduseres med 62 %, sammenlignet med 2005. Det årlige kvotetaket blir dermed redusert i en takt som sikrer at dette målet blir oppnådd. Kvoteprisen er også viktig for å heve kraftprisene og med dette gjøre det mer lønnsomt å bygge ut utslippsfri produksjon og fleksibilitet. Den politiske støtten til kvotemarkedet forsterkes av at inntektene fra salg av kvoter er en viktig finansieringskilde til subsidier av fornybar energi, ENØK og hydrogen.

Kvotepreisen er nå en del lavere enn den var for to år siden. Dette skyldes blant annet flytting av fremtidige kvoter for å finansiere REPowerEU og lavere etterspørsel fra industrien. De neste årene viser eksterne prognoser at det trolig blir høyere priser, blant annet som følge av utfasing av frikvoter, årlig reduksjon i kvotetaket og at det kan bli vedtatt et mål om 90 % utslippskutt samlet for EU til 2040.

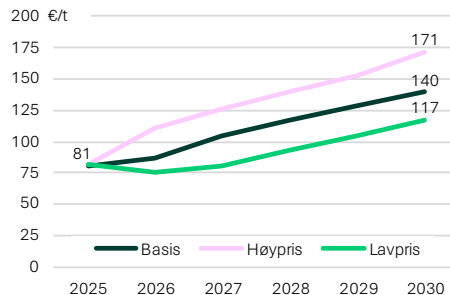
CO₂-prisen påvirker kraftprisene ved at det løfter de kortsiktige driftskostnadene for gass- og kullkraftverk. Siden særlig gasskraft fortsatt vil være prissettende i mye av tiden fram til 2030, har dermed CO₂-prisene stor betydning for kraftprisene. Samtidig er det mye usikkerhet knyttet til utviklingen av kvoteprisen. Dette skyldes blant annet usikre kostnader for å kutte utslipp, usikkerhet om hvor bindende utslippsmålet til 2040 vil være og hvordan kjøp av kvoter utenfor EU påvirker. Sterk politisk kontroll bidrar samtidig til å dempe utfallsrommet noe. Eksempelvis vil trolig målet om lave kraftpriser begrense hvor mye CO₂-prisen kan øke og motsatt.

I Basis stiger kvoteprisen fra 75 €/t i dag til 125 €/t i 2030. Scenarioene for 2030 gir samtidig et stort utfallsrom på 90 €/tonn. Dette alene gir et utfallsrom i de simulerte gjennomsnittlige kraftprisene på kontinentet på 17 €/MWh.

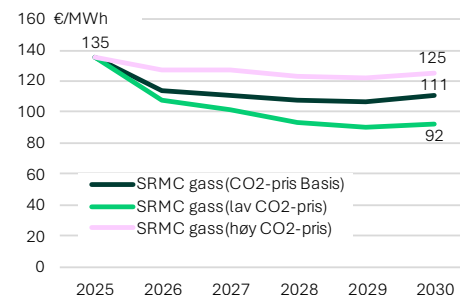
Karbonpris i EU*



Karbonpris i UK*



Marginalkostnad for gasskraft gitt ulik CO₂-pris



* Kilde: Egen prognose basert på sammenstilling av ulike kilder. 2025 er snittet av prisen for januar til august og forwardprisen ut året.

Basert på effektivitet i et typisk gasskraftverk med våre prisprognoser for gass (neste side) og scenarioene for karbonpris.

Kull- og gasskraftproduksjon koster mer enn før energikrisen

Gassprisen er nå mye lavere enn under energikrisen i 2021-22. Det er imidlertid fortsatt for lite produksjonskapasitet for LNG globalt til å dekke bortfallet av russisk rørgass til Europa fullt ut. Dette gir en viss sannsynlighet for nye perioder med knapphet inntil ny LNG-produksjon under bygging i USA og Qatar kommer i drift de neste årene. Så langt i 2025 har dette gitt en viss økning i gassprisen i Europa, drevet av høyere gassetterspørsel i Europa og konkurranse med Asia om kjøp av LNG.

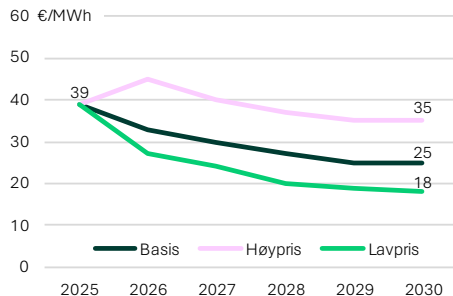
I Basis har vi en gradvis reduksjon i gassprisen til 25 €/MWh i 2030. Dette reflekterer kostnadene med å utvinne og frakte LNG til Europa, og er basert på en kombinasjon av et utvalg eksterne prognoser og prisene i forwardmarkedet. For et typisk gasskraftverk gir dette en reduksjon i driftskostnadene fra omlag 135 €/MWh til ca. 110 €/MWh, selv om økt CO₂-pris trekker i motsatt retning. Driftskostnadene i 2030 er fortsatt vesentlig høyere enn før energikrisen som følge av høyere CO₂-pris.

Kullprisen er også kraftig redusert siden energikrisen. Fortsatt vekst i kullforbruket globalt bidrar imidlertid til at kullprisen holder seg på et betydelig høyere nivå enn før energikrisen. Til 2030 viser eksterne prognoser at kullprisen mest sannsynlig vil holde seg på dagens nivå.

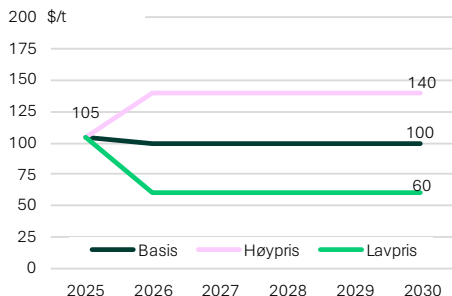
Det er et betydelig utfallsrom for både gass- og kullprisen, mye drevet av mulighetene for krig, handelskrig og svingninger i konjunkturer og været. Hovedtrenden er imidlertid at tilgangen blir bedre og at prisene går ned.

Høyere CO₂-pris gjør at driftskostnaden for et kullkraftverk med god virkningsgrad blir høyere enn for tilsvarende gasskraft i 2030. Utfasing gjør imidlertid at kullkraft vil ha lite å si for kraftprisen i 2030. Unntaket er i Polen som fortsatt har mye kullkraft – og med dette også mye høyere kraftpris enn andre land.

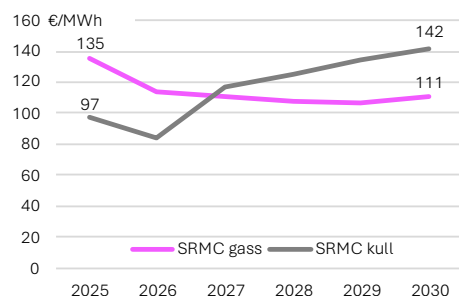
Europeisk gasspris i snitt over året*



Europeisk kullpris i snitt over året*



Marginalkostnader for kull- og gasskraft**



* Kilde: Egen prognose basert på sammenstilling av ulike kilder. 2025 er snittet av prisen for januar til august og forwardprisen ut året.

** Basert på effektivitet i et typisk kull- og gasskraftverk med våre prisprognoser for gass, kull og CO₂.

Utbyggingen av vind- og solkraft fortsetter i stor skala

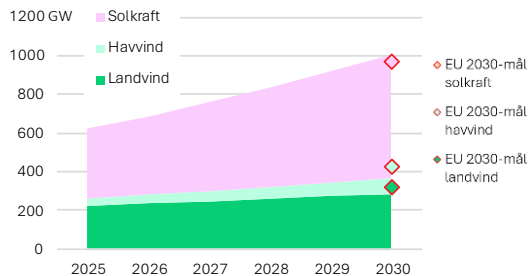
Til tross for gradvis lavere lønnsomhet og mye usikkerhet er det bred enighet om at utbyggingen av vind- og solkraft fortsetter. I Basis har vi en samlet vekst på ca. 700 TWh fra starten av 2025 og ut året 2030 i området dekket av våre modeller. Dette gir en utbyggingstakt omtrent på dagens nivå de neste fem årene. Solkraft øker mest målt i effekt, men målt i energi vokser vindkraften omtrent like mye. I Basis blir EUs 2030-mål oppnådd for solkraft. For vindkraft blir produksjonen lavere enn målet. Dette er i tråd med konsensus i eksterne prognoser fra blant annet IEA, BNEF og EU. Samlet fornybarandel for Europa er på 63 % i Basis 2030. Med kjernekraften er da ca 85 % av den europeiske produksjonen utslippsfri.

Større vekst i fornybar produksjon enn veksten i forbruk og energilagring gir mange timer med nullpris. Dette gir redusert lønnsomhet av vind- og solkraft, selv om kostnadene går ned. Den høye veksten i solkraft forsterker denne utfordringen ytterligere. For å nå målene om mindre

import av energi, lavere kraftpriser og utslippskutt støttes derfor mye av fornybarutbyggingen med "Contract for Difference" (CfD)-kontrakter. Hvorvidt utbyggingstakten går ned som følge av lavere lønnsomhet og økte utbetalinger av subsidier er samtidig en sentral usikkerhetsfaktor. Hvis veksten bremses vil dette også dempe veksten i andelen nullpriser. I scenarioet Høypris skisserer vi konsekvensene av dette.

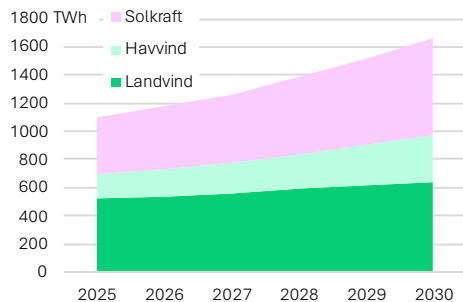
Ved utgangen av 2024 var det 37 GW havvind i drift i EU og UK. Til 2030 er målet til EU å bygge ut ytterligere 74 GW. Det er imidlertid enighet om at dette målet ikke vil bli oppnådd, blant annet som følge av manglende nettkapasitet, økte kostnader, politisk usikkerhet og lavere kraftpriser. Dette har gitt flere mislykkede auksjoner og utsatte prosjekter. Det vil likevel bli en stor vekst mot 2030. Per nå er 12 GW under bygging og ytterligere 12 GW har enten sikret finansiering eller tatt endelig investeringsbeslutning (BNEF). I Basis øker havvind med 34 GW til 2030.

Europeisk* installert effekt vind- og solkraft i Basis

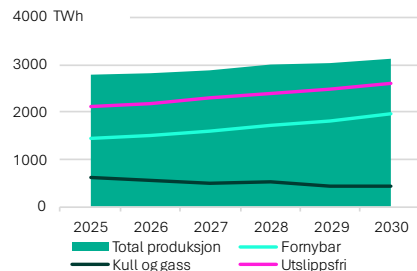


Kilde: IEA, BNEF, Rystad, DNV, ENTSO-E, med flere.

Europeisk* årsproduksjon fra vind- og solkraft i Basis



Europeisk* årsproduksjon fra ulike typer kraftverk i Basis



Kategorien fornybar består av vindkraft på land, havvind, solkraft og vannkraft. Kategorien utslippsfri består av fornybar, kjernekraft og biomasse.

* Tallene gjelder for de delene av Europa som er dekket av våre markedsmoeller – se vedlegg for ytterligere beskrivelse.

Kapasitet fra regulerbare kraftverk holdes oppe med støtte

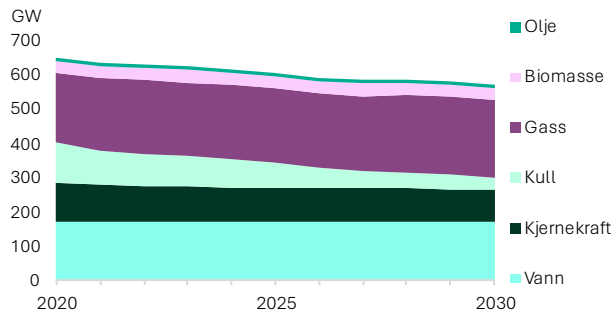
Utfasing av kullkraft og økt forbruk gir økt behov for ny regulerbar effekt. Her vil batterier bidra mye de første årene. Og etter 2030 vil trolig større fleksibilitet i deler av det nye forbruket hjelpe. Det er samtidig bred enighet om at det også vil være nødvendig å bygge ut kraftverk som kan gi nok energi, særlig i de litt lengre periodene med lite fornybarproduksjon. Gasskraft som senere kan gjøres utslippsfrie med karbonfangst eller overgang til biogass og hydrogen er et av alternativene. Mer effekt i eksisterende vannkraftverk er en annen mulighet.

Investeringer i regulerbare kraftverk som kun brukes når det er lite sol og vind vil ha usikre og lave inntekter basert på kraftsalg alene. Derfor har de fleste land i Europa støtteordninger for investeringer og drift av denne typen kapasitet. I Tyskland er planen å støtte 20 GW ny gasskraft til 2030 med CfD-kontrakter.

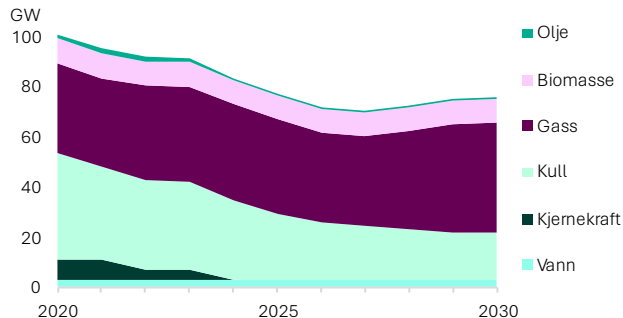
Den tyske planen om å bygge gasskraft har vært utsatt flere ganger. Men med vedtaket i parlamentet tidligere i år som opphever grensen for tysk statsgjeld, er det nå mye mer sannsynlig at utbyggingen blir gjennomført. Det gjenstår imidlertid å få ordningen godkjent av EU og dette kan gi ytterligere forsinkelser. Første auksjon skal etter planen skje ved utgangen av 2025. Dermed kan flere av kraftverkene stå klare til 2030.

I Basis har vi en nedgang i den samlede installerte effekten i regulerbare kraftverk til 2030. Dette er på linje med prognosene i ERAA-rapporten til ENTSO-E. Hovedårsaken til svak nedgangen er utfasingen av kullkraftverk. Samtidig er det nå ny gasskraft planlagt eller under bygging i UK, Tyskland, Polen og Italia. I Basis demper dette nedgangen i samlet effekt fra regulerbare kraftverk. En rask utbygging av flere tyske gasskraftverk kan bedre kapasiteten ytterligere.

Installert effekt regulerbare energikilder* i
vårt modellerte område i Basis



Installert effekt regulerbare energikilder* i
Tyskland i Basis



*Kilde: historiske data 2020-2024. Egen prognose basert på IEA, BNEF, Afry, Rystad, ENTSO-E, med flere.

Batterier står for det meste av veksten i ny fleksibilitet

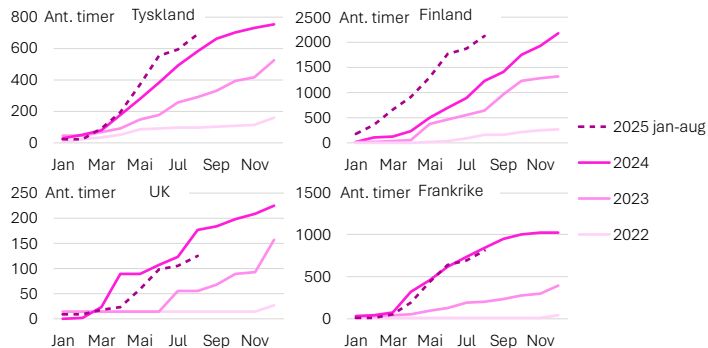
Mer fornybar og stadig flere timer der prisene faller ned mot og under null, øker lønnsomheten av fleksibilitet og energilagring som kan utnytte de lave prisene. Økt forbruk og utfasing av kullkraft gir samtidig behov for ny fleksibilitet og regulerbar effekt når det er lite sol og vind. Det er også økende behov for fleksibilitet til system- og balansetjenester.

De neste årene vil det meste av veksten i ny fleksibilitet i Europa komme fra en massiv utbygging av batterier. En vesentlig årsak til dette er stadig fallende kostnader og en raskt økende produksjonskapasitet, særlig i Kina. Mer prisvariasjon og kapasitetsmarkeder som gir støtte til ny regulerbar effekt bidrar også. Dette gjør at prognosene for batterivekst i Europa stadig blir oppjustert i alle eksterne analyser. I Basis legger vi til grunn en tredobling av dagens kapasitet, med 120 GW i 2030.

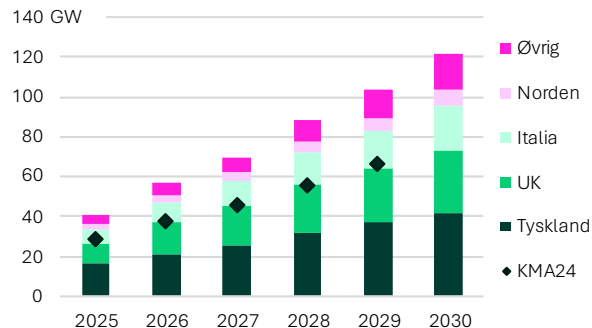
Batterier fungerer godt til å lagre energi over korte perioder. Kostnadene er imidlertid fortsatt altfor høye for lagring over lengre perioder som uker og måneder. I Basis i 2030 er batterienes varighet ved full effekt på 3 timer i snitt. Den samlede europeiske kapasiteten målt i energi er dermed fortsatt relativt beskjeden på 360 GWh. Dette utgjør mindre enn 5 % av kapasiteten i Blåsjø, Norges største vannkraftmagasin.

Vi legger til grunn økt bruk av fleksible elkjeler i varmesektoren som bruker mest når kraftprisen er lavest. Det meste av elektrifiseringen av varmesektoren ser imidlertid ut til å skje med varmepumper, som gir et relativt jevnt og lite fleksibelt kraftforbruk. Utover dette ser det ut til å bli lite vekst i fleksibiliteten fra andre teknologier som pumpekraft og fleksibel hydrogenproduksjon de neste fem årene. I Norge er det flere pumpekraftplaner men ingen av disse ligger an til å bli bygget før 2030.

Antall timer med priser under 5 €/MWh i utvalgte land



Installert effekt i batterier tilknyttet nettet i Basis i utvalgte land



Europeisk kraftforbruk vil øke – industrien er usikker

Høye gass- og kraftpriser gav en nedgang i kraftforbruket i Europa under energikrisen. I 2024 ble dette snudd til en svak økning fra året før på 1,4 prosent (IEA). Veksten kom hovedsakelig fra datasentre, varmepumper og elbiler, mens forbruket til industri sektoren var omtrent uendret.

Det er konsensus om at elektrifisering, datasentre og mulig vekst innen industri og hydrogen vil gi en betydelig forbruksvekst. I Basis har vi en samlet vekst i det europeiske kraftforbruket på 420 TWh (15 %) til 2030 i området dekket av våre modeller. Det er imidlertid en betydelig usikkerhet i veksten – særlig i industrien og produksjonen av hydrogen.

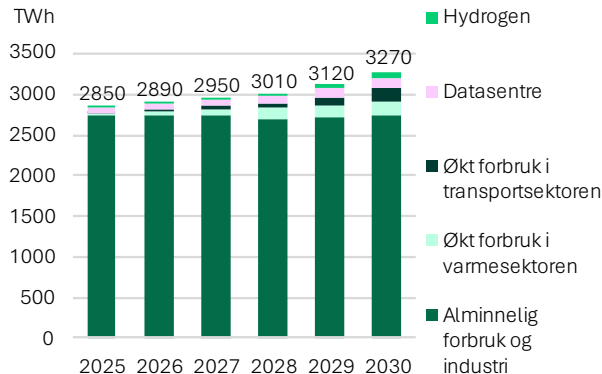
Elektrifisering av transport- og varmesektoren vil med sikkerhet gi økt forbruk. Andelen elektriske kjøretøy øker stadig. Parallelt gir utbygging av varmepumper og elkjeler en gradvis overgang fra fossil til elektrisk oppvarming. Utbygging av datasentre vil også utvilsomt øke forbruket. Men her er det et stort utfallsrom. I Basis har vi en vekst innen disse tre kategoriene på rundt 370 TWh til 2030 for området vi modellerer.

Utviklingen innen industrien er mer usikker. På den ene siden kan elektrifisering og økt industriaktivitet gi en betydelig vekst i kraftforbruket. På den andre siden bremses veksten av geopolitisk rivalisering, handelskrig, og sterk konkurranse fra særlig Kina. Og selv om gass- og kraftprisene er mye lavere nå enn under energikrisen, er de fortsatt vesentlig høyere enn i Kina og USA. Dette forsterker utfordringene knyttet til det å opprettholde og videreutvikle europeisk industri. EU og flere av medlemslandene har derfor iverksatt ulike tiltak for å bevare industrien. I Basis er industriforbruket tilnærmet uendret til 2030.

Produksjon og bruk av utslippsfri hydrogen er fortsatt et viktig tiltak for å kutte utslipp der dette ikke er mulig med direkte elektrifisering. Samtidig er det nå tydelig at det vil ta lang tid å skalere opp, og det er usikkert om det vil lykkes. Den sentrale utfordringen er høye teknologikostnader og usikkerhet om det er mulig å redusere kostnadene tilstrekkelig på sikt. Mange prosjekter innen hydrogen er derfor utsatt og lagt bort.

EUs hydrogenbank og nasjonale myndigheter støtter både produksjon og forbruk slik at det skal bli mulig å få ned teknologikostnadene. Sammen med krav til bruk av hydrogen kan dette gi en viss vekst i forbruket til produksjon av hydrogen og ammoniakk de neste årene. I Basis har vi et samlet forbruk på 80 TWh i det modellerte området i 2030. Dette er langt under nivået gitt av EUs mål i deres hydrogenstrategi.

Utvikling i kraftforbruket pr. sektor i vårt modellerte område i Basis



Vekst i forbruk og produksjon i Sverige, Finland og Danmark

Utviklingen i Sverige, Finland og Danmark følger de samme trendene som ellers i Europa med utbygging av fornybar og økt forbruk. Og med både lave kraftpriser og en allerede utslippsfri kraftproduksjon er de nordiske landene et ekstra attraktivt område for etablering av ny industri og datasentre. Likevel ligger det an til at forbruksveksten de første årene vil bli tregere enn tidligere ventet. De siste årene har flere industriprosjekter blitt utsatt og skrinlagt, særlig innen hydrogen. Eksempelvis har svenske LKAB utsatt planene om storskala hydrogenproduksjon for bruk i stålproduksjonen i Sverige, som alene gir en nedgang i planlagt forbruksvekst fra 20 TWh til rundt 4 TWh til 2030 – og det kan bli enda lavere.

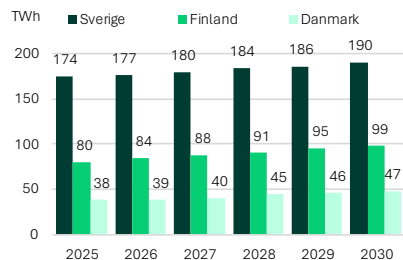
Den utsatte og nedskalerte forbruksveksten i industrien i Norden skyldes flere faktorer. De viktigste er høyere kostnader og mer usikkerhet innen hydrogen, økt økonomisk usikkerhet som følge av handelskrig og større industriell konkurranse fra Kina.

Selv om det er utfordringer, er det konsensus om at det nordiske forbruket vil øke de neste årene. Eksempelvis er Stegra, verdens første store fabrikk for produksjon av grønt stål basert på hydrogen, under bygging. Denne alene vil trolig øke forbruket med 6 TWh innen 2030. Sammen med andre industriprosjekter, datasentre og elektrifisering av veitransport gir dette vekst i alle scenarioer. Det er imidlertid usikkert hvor stor veksten blir.

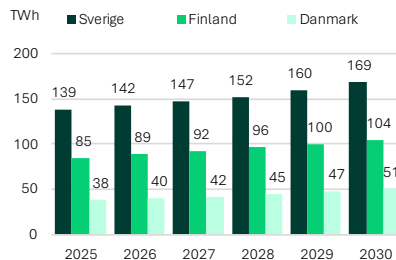
I Basis øker forbruket i Sverige, Finland og Danmark med i underkant av 50 TWh til 2030. Dette er lavere enn i prognosene til de nordiske TSO-ene, særlig i Danmark der mye av planene er knyttet til hydrogen.

Utbyggingen av vind- og solkraft fortsetter både i Sverige, Finland og Danmark. Lave priser når det er mye vind og sol gir imidlertid lavere lønnsomhet og det er sannsynlig at dette bremser veksten noe.

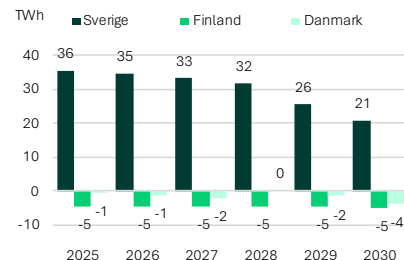
Produksjon i
Sverige, Finland og Danmark, i Basis



Forbruk i
Sverige, Finland og Danmark, i Basis

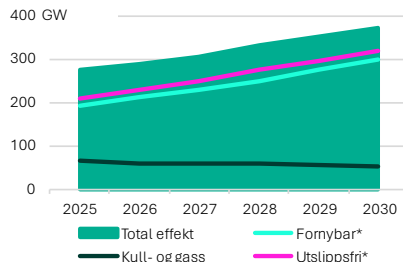


Energibalanse i
Sverige, Finland og Danmark, i Basis

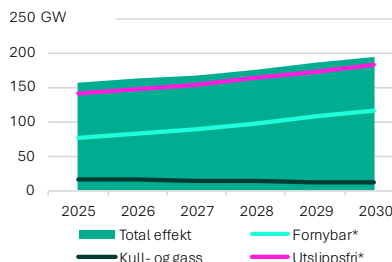


Utvikling i produksjonen i ulike land utenfor Norden

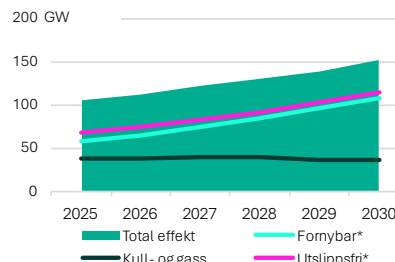
Total installert effekt i Tyskland



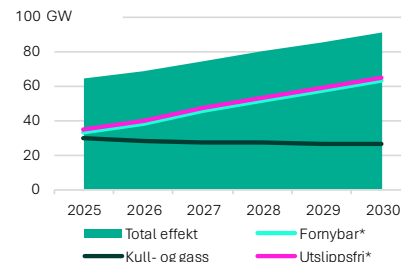
Total installert effekt i Frankrike



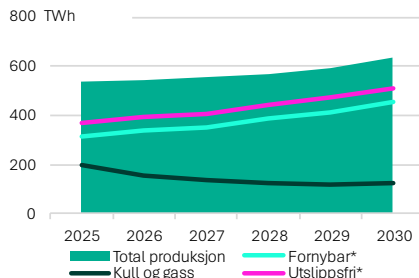
Total installert effekt i UK



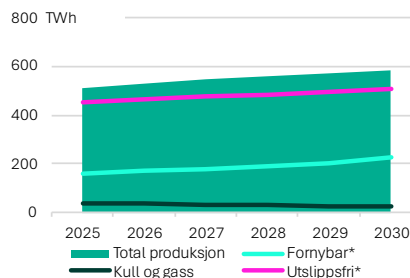
Total installert effekt i Polen



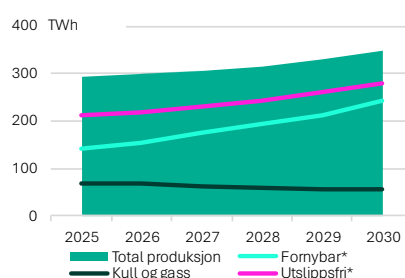
Total kraftproduksjon i Tyskland



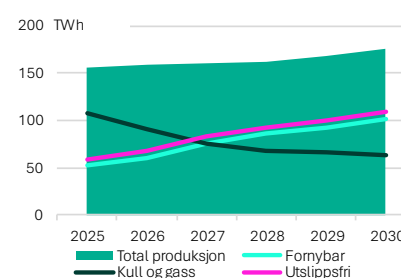
Total kraftproduksjon i Frankrike



Total kraftproduksjon i UK



Total kraftproduksjon i Polen



Europa – mer fornybar gir lavere kraftpriser og økt variasjon

I Basis reduseres de simulerte snittprisene på kontinentet og i UK fra rundt 80-90 €/MWh i 2025* til ca. 60 €/MWh i 2030. Nedgangen skyldes både lavere marginalkostnader for gasskraft og at fornybarutbyggingen gir stadig flere timer der prisene faller ned mot og tidvis også under null. Prisfallet er størst de første årene, mye drevet av lavere gasspriser. Videre til 2030 dempes nedgangen av forbruksvekst og økt CO₂-pris.

I det kullkraftdominerte Polen har vi en mye svakere nedgang i snittprisen enn ellers i Europa. Økt CO₂-pris gir her høyere marginalkostnad for kullkraften. Dermed blir kraftprisen høyere når kullkraften er prissettende og dette utligner nedgangen som følger av mer fornybar kraftproduksjon.

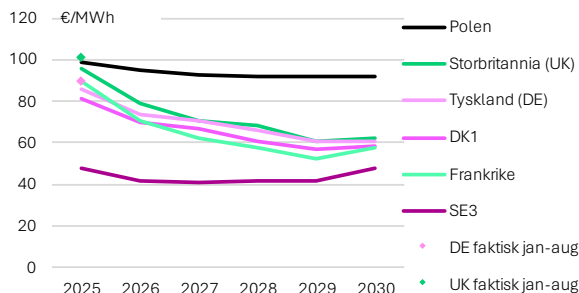
Flere timer der prisene faller ned mot null vil være et dominerende utviklingstrekk i det europeiske kraftmarkedet de kommende årene. Med raskere utbygging av vind- og solkraft enn veksten i forbruk og fleksibilitet

vil det utvilsomt bli stadig flere timer der forbruket kan dekkes med vindkraft, solkraft og annen produksjon med neglisjerbare driftskostnader. I Basis gir dette en dobling av antallet timer med nullpriser de neste fem årene i mange land. I Tyskland og UK innebærer dette at det er nullpriser ca. ¼ av året i 2030.

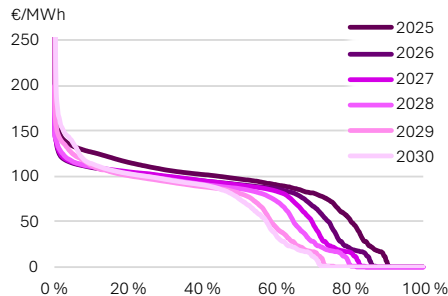
Flere timer med priser ned mot null og samtidig fortsatt høye priser når gass- og kullkraft setter prisene gir høy kortsiktig prisvariasjon. I Basis innebærer dette at prisene stadig oftere veksler opp og ned mellom 0** og 90-150 €/MWh, i takt med variasjonene i været.

Været påvirker også snittprisene over lengre perioder. I 2030 har vi en forskjell på over 30 €/MWh i gjennomsnittlig kraftpris over året mellom ulike værår i simuleringene både på kontinentet og i UK.

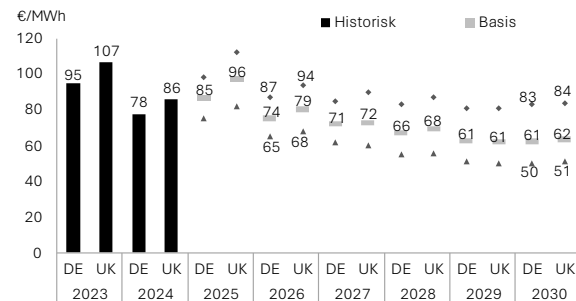
Simulert snittpris 2025-2030 i Basis
og faktisk snittpris (jan.- aug. 2025)



Varighetskurve for utvikling i tysk kraftpris
i Basis, 2025-2030



Gjennomsnittlig kraftpris i Tyskland og UK i Basis
og utfallsrom for værår (årssnitt)



* Vi bruker simulerte snittpriser over alle tilsigsår for 2025 som referanse. Disse prisene avviker noe fra observerte priser så langt i 2025. **Vår modell gjengir ikke negative priser - null er laveste kraftpris. Se vedlegg for mer beskrivelse av modellene våre.

Stort utfallsrom for kraftprisene i hele Europa

Det er et betydelig utfallsrom for utviklingen av både snittprisene og prisvariasjonen de neste fem årene. I 2030 varierer snittprisen over året på kontinentet og i Storbritannia fra ca. 35 €/MWh i scenarioet Lavpris til drøyt 100 €/MWh i scenarioet Høypris. Overordnet er andelen nullpriser og driftskostnadene for gasskraft de to viktigste usikkerhetsfaktorene.

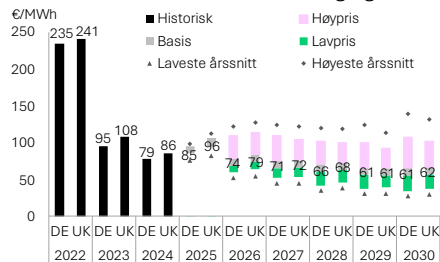
Utviklingen av forbruket er en av de viktigste usikkerhetsfaktorene for veksten i antall timer med priser ned mot null. Vi har derfor valgt å bruke ulik forbruksvekst for å illustrere usikkerheten i andelen nullpriser, med 340 TWh mer forbruk i Høypris enn i Lavpris i 2030. I Tyskland gir dette et en økning i andelen nullpriser til 33 % i Lavpris og reduksjon til 19 % i Høypris. En tilsvarende endring i fornybarutbyggingen, som også er usikker, vil ha samme effekt. Forskjellen i forbruk i Høypris og Lavpris utgjør opp mot 50 % av forskjellen i snittprisene målt mot Basis.

I Lavpris er det lavere driftskostnader for gass- og kullkraft. I 2030 reduserer dette kraftprisene når disse kraftverkene er prissettende fra 90-110 €/MWh i Basis til om lag 55-75 €/MWh i Lavpris. I Høypris gir høyere kostnader motsatt effekt og kraftpriser rundt 120-160 €/MWh i timene der gass og kullkraft kjører og bestemmer kraftprisene.

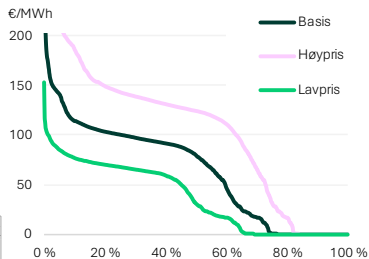
I Høypris gir kombinasjonen av forbruksvekst og økte driftskostnader også høyere pristopper, ettersom dyre termiske kraftverk med lav effektivitet må dekke mer av forbruket. I 2030 øker andelen timer med priser over 150 €/MWh fra 3-4 % i Basis til ca. 20 % i Høypris.

Varierende værforhold øker utfallsrommet ytterligere. I kalde og vindfattige år er de simulerte snittprisene opp mot 40 % høyere enn snittet i Høypris. Motsatt gir år med milde temperaturer og mye vind lavere priser i snitt – selv om virkningen er mindre for denne værtypen.

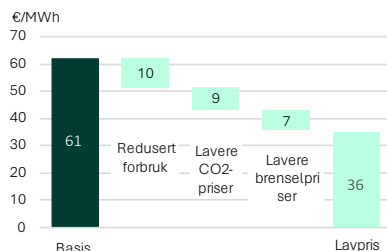
Gjennomsnittlig kraftpris i Tyskland og UK inkl. utfallsrom for markedsutvikling og vær



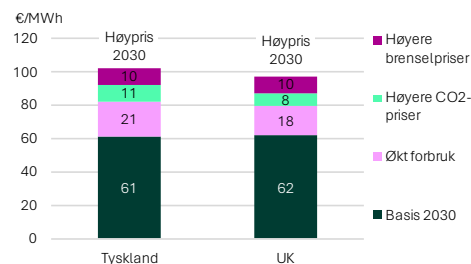
Varighetskurve for Tyskland i 2030 i Basis, Høypris og Lavpris



Forskjell mellom Basis og Lavpris i Tyskland i 2030



Forskjell mellom Basis og Høypris i Tyskland og UK i 2030



Solkraft gir mye nullpriser og lavere snittpris på sommeren

Sesongvariasjonen i kraftprisene har økt betydelig de siste årene, og vil øke ytterligere fram mot 2030. De lave snittprisene om sommeren skyldes først og fremst den raske utbyggingen av solkraft.

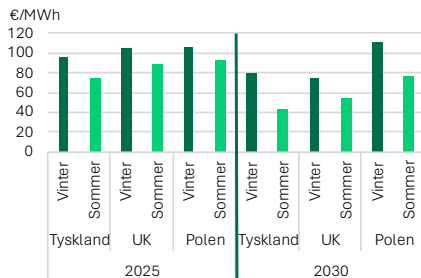
Produksjonen fra solkraft er mest konsentrert på dagtid om sommeren. Dette gir flere timer på sommeren enn på vinteren der solkraft og annen produksjon med tilsvarende lave driftskostnader dekker hele forbruket slik at prisene går til null – eller under null. I timer med mindre produksjon bidrar solkraften til at færre av de dyrere, termiske kraftverkene blir prissettende.

Sesongvariasjonen i snittprisene øker mest i land med størst utbygging av solkraft. Eksempelvis øker forskjellen i simulerte sommer og vinterpriser i Tyskland fra 20 €/MWh i 2025 til i underkant av 40 €/MWh i 2030.

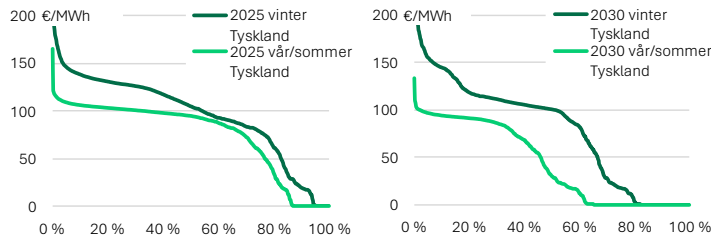
Produksjonen fra vindkraft er i snitt større på vinteren enn om sommeren. I land som bygger ut mer vindkraft enn solkraft vil derfor sesongvariasjonen i kraftprisen øke mindre. Dette er særlig synlig i simuleringene for Storbritannia hvor andelen nullpristimer om sommeren øker fra 3 % i 2025 til 23 % i 2030, og andelen nullpriser om vinteren øker fra 2% i 2025 til 19 % i 2030.

I tillegg til større sesongvariasjoner gir mer sol- og vindkraft større prisvariasjonen over døgnet og uken.

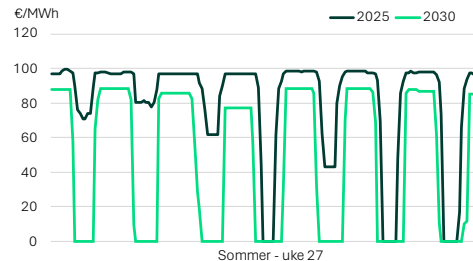
Snittpris vinter og vår/sommer* for utvalgte land i 2025 og 2030



Varighetskurve for Tyskland med vinter- og vår/sommer-priser* 2025 og 2030 i Basis



Kraftpris om sommeren i Tyskland i 2025 og 2030 i Basis – i et typisk værår**



* Simulerte priser. Vinter er uke 48 til uke 8 og vår/sommer er uke 17 til 35. Grunnlaget er basert på utfallsrommet for 29 værår.

** Værår 1995.

CO₂-prisen løfter kraftprisene mye selv om fornybar dominerer

I dag kommer rundt 70 % av kraftproduksjonen i Europa fra fornybar og kjernekraft. Og med fortsatt utbygging av vind- og solkraft reduseres produksjonen fra fossile kraftverk år for år. I Basis 2030 er den samlede markedsandelen for kull- og gasskraft bare 15 % i Europa.

Men selv med så lav markedsandel, viser modellsimuleringene at disse kraftverkene fortsatt har stor betydning for kraftprisene i snitt. Årsaken ligger i de store variasjonene i den samlede vind- og solkraftproduksjonen, og at det i mange timer er for lite vind- og solkraft til å dekke forbruket.

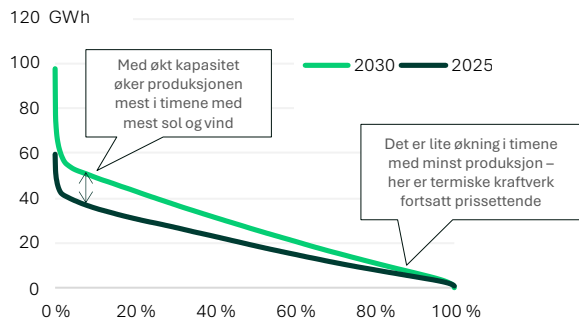
Den installerte effekten sol- og vindkraft økes fra 2025 til 2030, som gjør at produksjonen øker i de mest vind- og solrike timene. Produksjonen øker derimot lite i timene med minst produksjon, og dette gapet må fremdeles dekkes av kull, gasskraft, andre termiske verk og batterier.

I snitt er derfor kull- og gasskraft prissettende i en mye større andel av tiden enn den samlede markedsandelen skulle tilsi. Derfor har CO₂-prisen fortsatt stor betydning for kraftprisene i 2030, selv om produksjonen i hovedsak er utslippsfri.

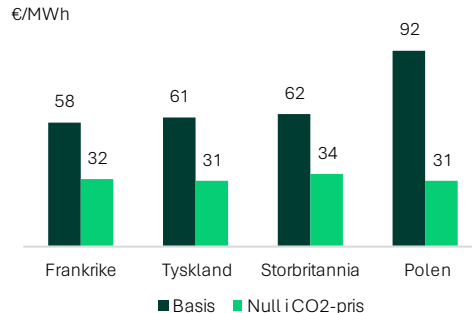
Når vi simulerer med en CO₂-pris lik null blir de simulerte gjennomsnittlige kraftprisene halvert i UK og Tyskland. I Polen reduseres snittprisen enda mer med rundt 70 %, som følge av den høye andelen kullkraft.

Dette viser at CO₂-kvoteprisene utgjør en vesentlig del av kraftprisene de neste fem årene. En rask utfasing av kvotesystemet er imidlertid helt urealistisk på så kort sikt – både fordi det ville gitt mye større subsidier og lite bærekraftige kraftpriser – og fordi energiomstillingen og kvotemarkedet er bredt politisk forankret og neppe mulig å endre radikalt på kort tid.

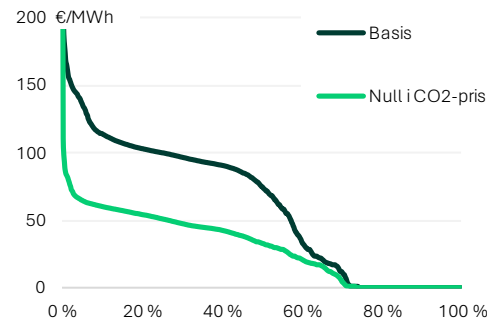
Varighetskurve for sol- og vindkraftproduksjon i Basis i 2025 og 2030



Snittpriser i Basis og scenario uten CO₂-pris i 2030 for utvalgte land



Varighetskurve for tysk kraftpris med og uten CO₂-pris i 2030



Fornybar blir mindre lønnsomt – økt behov for støtte

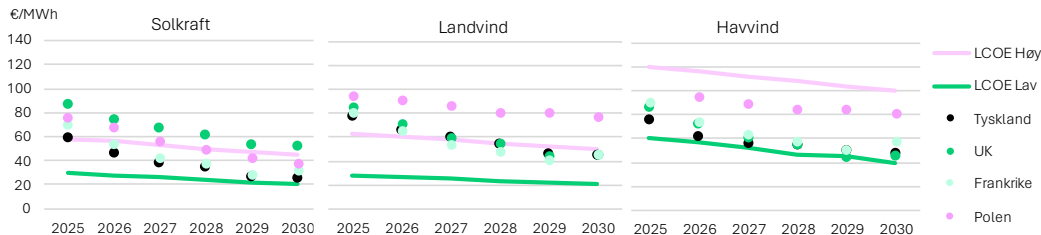
Flere timer med priser ned mot null bidrar sterkt til å redusere de oppnådde kraftprisene* og dermed også inntektene for vind- og solkraft fram mot 2030. Dette gir redusert lønnsomhet for nye prosjekter, selv om utbyggingskostnadene også går ned.

Solkraft har lavest oppnådd kraftpris og de laveste kostnadene. I våre simuleringer gir dette en svakt negativ lønnsomhet for mange prosjekter rundt 2030, når vi kun sammen ligner gjennomsnittlig kostnad (LCOE) med oppnådd gjennomsnittlig kraftpris. Landvind har både høyere brukstid og oppnådd kraftpris. Dette gir i hovedsak positiv simulert lønnsomhet, men også her gir fallende oppnådd kraftpris redusert lønnsomhet utover i analyseperioden. Havvind har høyest oppnådd kraftpris men også klart høyest utbyggingskostnader. I våre simuleringer gir dette negativ lønnsomhet basert på kraftsalg alene.

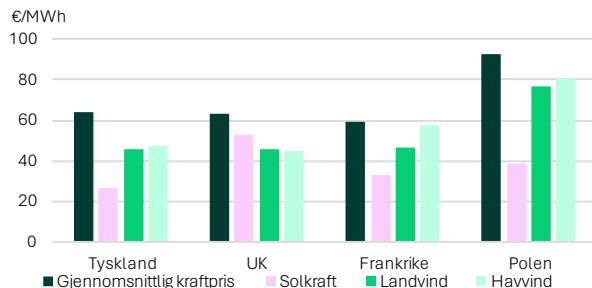
Mye av utbyggingen av både vind- og solkraft støttes økonomisk av nasjonale myndigheter. Dette sikrer at utbyggingen fortsetter selv om lønnsomheten reduseres. Fram til 2030 kan imidlertid økte utbetalinger av subsidier redusere viljen til å inngå kontrakter for støtte av nye prosjekter. Dette gir en viss usikkerhet om hvorvidt fornybarutbyggingen kan bremse opp i påvente av økt forbruk og mer fleksibilitet.

Samtidig ser vi at det er voksende andel sol- og vindvolum som inngår kraftkjøpskontrakter (PPA)**, både målt i antall prosjekter og i GW. Basert på analyser fra BNEF og Rystad ligger PPA-prisene over de oppnådde kraftprisene per teknologi. Begge trekker frem at det er en vilje i markedet for å betale noe ekstra for kjøp av utslippsfri kraft i mange selskaper. Dette henger sammen med selskapenes egne bærekraftsmål og posisjonering for videre utslippsreduksjoner på lengre sikt.

Oppnådd kraftpris for solkraft, landvind og havvind i ulike land mot LCOE



Sammenligning av gjennomsnittlig kraftpris og oppnådd kraftpris for solkraft, landvind og havvind i utvalgte land



* Oppnådd kraftpris er den gjennomsnittlige prisen per MWh som produsentene mottar for den solgte kraften.

** I 2024 var PPA-volumet i Europa drøyt 17 GW, ifølge BNEF, hvor sol stod for ca. 11 GW. Siden 2022 er PPA-volumet omtrent doblet. Til sammenligning ble det tildelt ca. 53 GW kontrakter med myndighetsstøtte (CfD o.l.) i 2024.

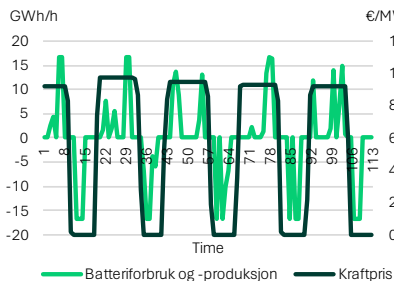
Lønnsomheten av batterier øker med flere null- og minuspriser

Mer prisvariasjon øker inntjeningen til batterier i spotmarkedet de neste årene. Dette kommer i tillegg til inntekter fra intradagmarkedet, kapasitetsmarkeder og deltagelse i balansemarkedet. Batterier er viktig også for å øke lønnsomheten til særlig solkraft, spesielt når disse er integrerte. Når det er overskuddsproduksjon midt på dagen, og lave priser, lader batteriene. Og så flyttes "sol"-produksjonen til timene hvor prisen er høyere. Dette øker oppnådd kraftpris for solkraft. I tillegg foretrekker dette mer av den dyre termiske produksjonen og jevner ut kraftprisene.

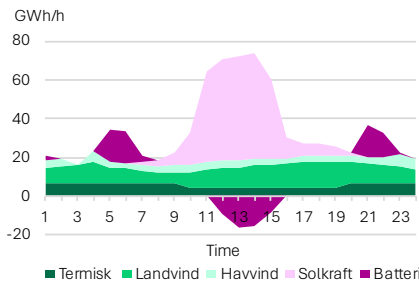
Selv om prognosene for batterier viser stor vekst, er det ikke nok til å bremse veksten i antall timer med nullpriser. Dette skyldes at fornybarutbyggingen er mye større enn veksten i batterier.

Som en sensitivitet har vi testet ulike volumer batterier og ser at det må en økning på rundt 600 ganger nivået i Basis 2030 for å fjerne omtrent alle nullpristimer**. I dette scenarioet blir kraftprisen over døgnet og uken relativt flat, mens det fremdeles vil være sesongforskjeller. På vinteren blir det ingen høypristimer, de mest effektive og billigste termiske kraftverkene blir prissettende og kraftprisen blir også relativt flat over døgnet og uken.

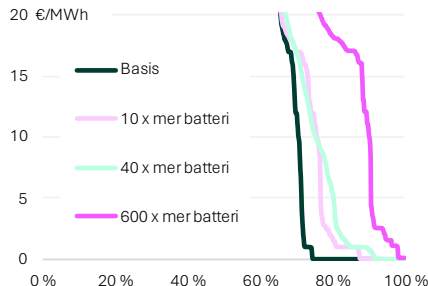
Batteriproduksjon og kraftpris over en uke i Tyskland i 2030* (Basis)



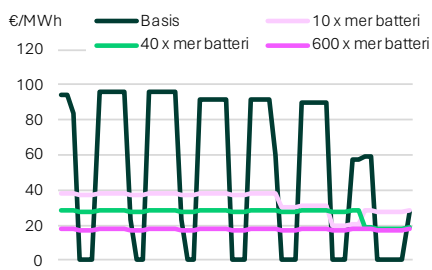
Samspill mellom kraftproduksjon og batterier, en hverdag i Tyskland i 2030*



Varighetskurver for Tyskland i 2030 i Basis og scenarioer med mer batteri**



Tysk kraftpris over en uke i 2030*, i Basis og scenario med mer batterikapasitet**



* Vårår 1990, uke 31.

**Basis har vi 120GW batteri, med varighet 3 timer (ved full effekt). I tilfellet med rundt 600 ganger større energimengde har vi ~9000 GW installert effekt og batterier med varighet 24 timer.

Ny kapasitet sikrer effektbalansene og demper pristopper

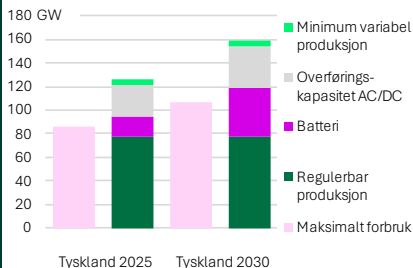
I likhet med analyser fra ENTSO-E og andre har Statnetts tidligere markedsanalyser vist at det trolig blir strammere effektbalanser og høyere pristopper de nærmeste årene. De viktigste årsakene til dette er utfasingen av kullkraftverk og økt forbruk. Dette er fortsatt et mulig scenario. Samtidig er det nå mye mer sannsynlig at det blir en storstilt utbygging av batterier allerede de nærmeste årene. Sammen med en del nye gasskraftverk vil dette dempe og kanskje også utligne trenden mot strammere effektbalanser.

Utviklingen av effektbalanser og pristopper er usikker. En rask utbygging av gasskraft, eksempelvis med 20 GW ny kapasitet allerede til 2030 slik Tyskland planlegger, vil sammen med mye mer batterier gi en forbedring i effektbalansene. Dette vil gi færre pristopper. Det vil også redusere pristoppene fordi den nye kapasiteten erstatter termiske kraftverk med lav virkningsgrad, høye utslipp og ekstra høye driftskostnader.

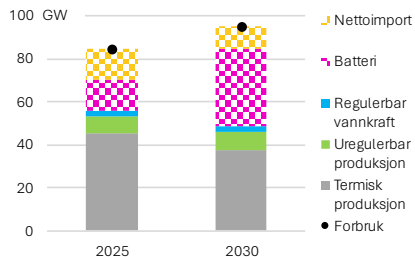
Hvis det derimot blir forsinkelser i utbyggingen av gasskraft, lavere vekst innen batterier og mer forbruk enn ventet vil effektbalansene bli strammere enn i dag. I tillegg har variasjoner i været og tilgjengeligheten til batterier, regulerbare kraftverk og nettet mye å si for hvor ofte og hvor høye pristoppene blir. I sum gir dette et stort utfallsrom, men sammenlignet med for et par år siden er hovedtrenden nå mer positiv.

I Basis holder effektbalansene seg omtrent på dagens nivå til 2030. Samtidig reduseres prisene i timene med det høyeste residualforbruket – sammenlignet med i dag. Dette skyldes i hovedsak veksten i batterikapasiteten. Når vi simulerer 2030 med halvparten så mye ny batterikapasitet gir dette noe høyere pristopper. Om vi trekker ut veksten i nye gasskraftverk er effekten enda større.

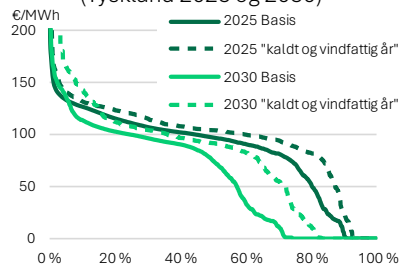
Utvikling av effektbalansen i Tyskland



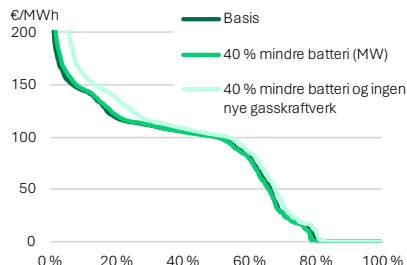
Illustrasjon på hvordan forbruket dekkes i timen med størst residualforbruk i Tyskland***



Basis mot stramt værår* (Tyskland 2025 og 2030)



Sensitivitet med mindre vekst i batteri og gasskraft (Tyskland vinter** 2030)



* Vårår 1996.

** Vinteruker 48-8, snitt av alle vinterår.

*** Residualforbruk er definert som forbruk fratrukket all uregulær kraftproduksjon. Høyt residualforbruk oppstår i en time med svært høyt forbruk og lite uregulær kraftproduksjon i den gjeldende timen. Vårår 2010 er kaldt og har lite vind.

Nordiske snittpriser blir betydelig likere mot 2030

Nivået på kraftprisene i Norden er nært knyttet til prisene på kontinentet og i Storbritannia. Dansk kraftpris ligger tettest opp mot prisnivået på kontinentet, da den danske produksjonsmiksen ligner den på kontinentet/UK og fordi overføringskapasiteten mot kontinentet er høy. Dansk kraftpris følger derfor nedgangen i prisene på kontinentet mot 2030. I 2030 er den årlige danske snittprisen i underkant av 60 €/MWh, i Basis, ned fra rundt 80 €/MWh i dag.

Sør i Sverige (SE3, SE4) ligger snittprisen i dag rundt 45-55 €/MWh*. Dette er vesentlig lavere enn snittprisen på kontinentet og skyldes i hovedsak kombinasjonen av mye vannkraft og overskudd på energibalansen i Sverige og til dels Norge. For å oppnå nok eksport må produsentene sette ned vannverdiene (forventningsverdien av vannet) og dette reduserer prisene relativt til andre land. En høy andel uregulerbar produksjon gir i tillegg mange timer med priser ned mot null.

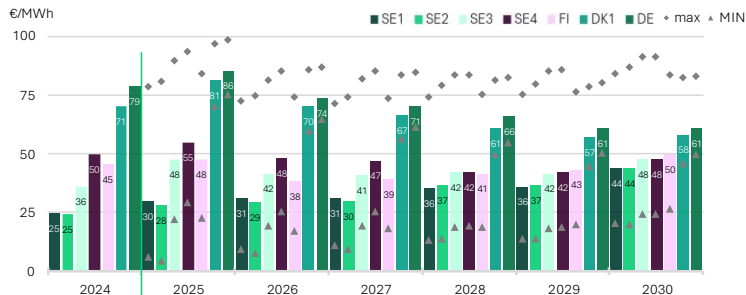
I Basis 2030 er snittprisene rundt 50 €/MWh i Sør-Sverige. Økt forbruk trekker i utgangspunktet prisene opp, men lavere kraftpriser på kontinentet utligner dette.

Kraftprisen i Nord-Sverige (SE1, SE2) er i dag preget av et stort overskudd på energibalansen og i 2024 gav dette snittpriser rundt 20-25 €/MWh. Mot 2030 øker snittprisene i Basis til rundt 45 €/MWh, drevet av økt forbruk og redusert energibalanse, samt økt overføringskapasitet mellom nord og sør. Dette gir mer like snittpriser nord og sør i Norden til 2030.

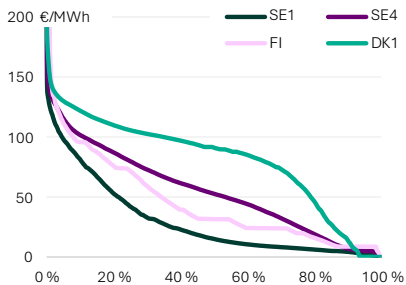
Finsk kraftpris er i Basis noe høyere enn i de andre budområdene nord i Norden, på et nivå rundt 45-50 €/MWh. Her er prisene mer preget av termisk produksjon, men dette kan endre seg med mye ny vindkraft.

Det er et betydelig utfallsrom for de nordiske kraftprisene gitt av variasjoner i været. I tillegg kommer prisusikkerheten i utlandet.

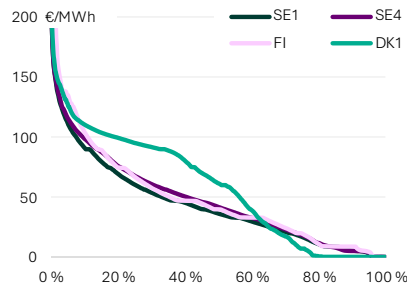
Historisk (2024) og simulert årlig snittpris (2025-2030)



Varighetskurve for kraftpris i 2025



Varighetskurve for kraftpris i 2030



Mindre overskudd og mer nett gir likere priser internt i Sverige

Nord-Sverige (SE1, SE2) har i dag et energioverskudd på rundt 55 TWh, basert på mye vind og vannkraft med lave driftskostnader. Sør-Sverige (SE3, SE4) har et energiunderskudd og høy utvekslingskapasitet mot utlandet. Dette gir stort overføringsbehov og flaskehalser nord-sør i Sverige og Norge. Og for å sikre maksimal utnyttelse av nettet sørover må vannkraftprodusentene i nord legge seg lavt i pris. Sammen med mer nullpriser som følge av at hele forbruket dekkes av uregulert produksjon, gir dette i dag vesentlig lavere snittpriser i Nord-Sverige enn i sør.

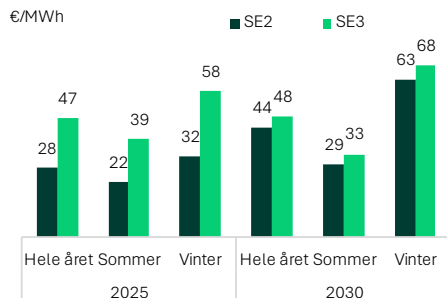
Forskjellen i snittpris er rimelig lik sommer og vinter, men driverne er ulike. Om sommeren er det ofte revisjoner i nettet som gjør at nettkapasiteten er lavere. Kombinert med et stort overskudd av uregulerbar vannkraft, gir dette svært lave priser i nord og stor prisforskjell nord-sør. Om vinteren er kapasiteten fra nord til sør høyere. Samtidig er forbruket i Sør-Sverige

høyere enn om sommeren og kraftprisen settes oftere av kraftverk med høye marginalkostnader. Det gir høy prisforskjell mot nord, hvor lavere forbruk og tidvis mye vindkraftproduksjon gir lave priser.

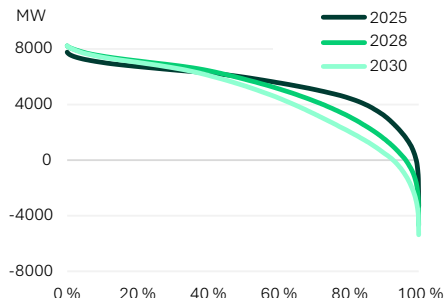
Mot 2030 er forbruket nord i Sverige ventet å øke, slik at overskuddet på energibalansen reduseres. Samtidig planlegger Svenska Kraftnät en rekke nettførsterkninger som øker kapasiteten nord-sør. I Basis gir dette en reduksjon i forskjellen i snittprisene mellom nord og sør, fra rundt 20 €/MWh i 2025 til kun 4 €/MWh i 2030.

Det er usikkert hvor raskt overskuddet på energibalansen i Nord-Sverige synker og om nettførsterkningene i Sverige blir ferdigstilt innen 2030. Sensitivitetene til nede til høyre illustrerer at prisforskjellen mellom nord og sør i Sverige kan bestå lenger, med en annen utvikling enn i Basis.

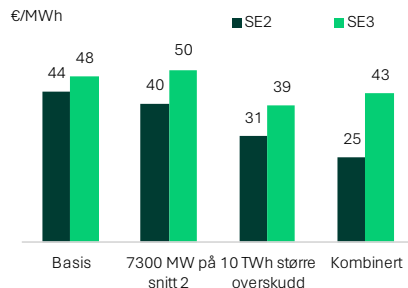
Simulert snittpris i Basis



Varighetskurve for flyt mellom SE2 og SE3 i 2025



Simulert snittpris i ulike sensitiviteter i 2030



Norge

I denne delen beskriver vi utviklingen av forbruk, produksjon, kraftflyt og kraftpriser i Norge, og hvordan det spiller sammen med resten av kraftsystemet i landene rundt oss.



Norge – sterke drivkrefter for økt forbruk – og mye usikkerhet

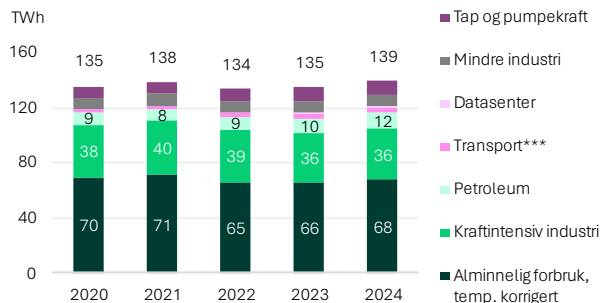
Forbruket i Norge har holdt seg jevnt de siste fem årene, til tross for mange planer og prosjekter om vekst. I 2024 var det imidlertid en økning i det temperaturkorrigererte forbruket på rundt 4 TWh. Elektrifisering av petroleumssektoren og datasentre sto for det meste av veksten med en økning på rundt 3 TWh i sum. Alminnelig forbruk økte med 2 TWh men er fortsatt 3 TWh lavere enn i 2021. Forbruket til kraftintensiv industri holdt seg jevnt, rundt 4 TWh lavere enn før energikrisen.

De neste årene er datasentre og elektrifisering av petroleum og transport sterke drivere for videre vekst i forbruket. Statnett har reservert kapasitet til nesten 8000 MW nytt forbruk. Dette tilsvarer rundt 50 TWh de neste fem årene*. I tillegg til dette er det mer enn 8000 MW i kapasitetskø med ønsket tilknytning innen 2030. Datasentre står for en økende andel.

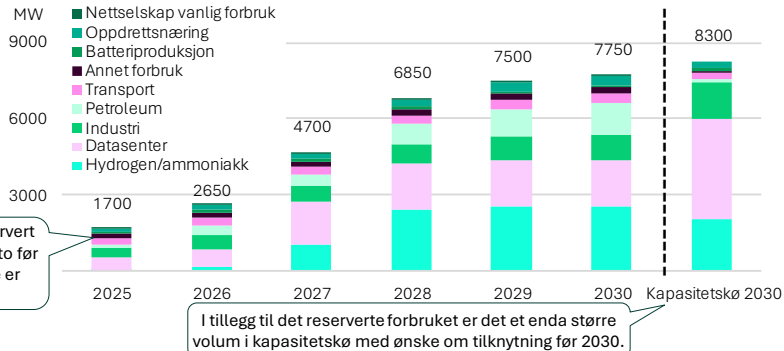
Det kan også bli mye vekst innen hydrogen og industrien, men her er det mye mer usikkerhet. Hydrogenprosjekter på ca. 10-15 TWh har reservert kapasitet, men alle er avhengig av økonomisk støtte for å bli realisert. Dette gjelder også i Midt og Nord-Norge der kraftprisene er historisk lave.

Flere prosjekter i industrien er trukket og utsatt de siste par årene. Mulige årsaker til dette er større økonomisk usikkerhet som følge av USAs handelskrig, stadig sterkere industriell konkurranse fra Kina og at mange elektrifiseringsprosjekter har for høye kostnader. Det siste gjelder særlig der hydrogen er nødvendig for å elektrifisere. Stans i utbyggingen av vindkraft på land og utsikter til økende kraftpriser sammenlignet med andre land spiller trolig også inn. Økende sannsynlighet for nedleggelse og utflaggning forsterker utfallsrommet for industriforbruket.

Historisk temperaturkorrigerert forbruk i Norge**



Akkumulert reservert forbruk i Norge



* Dersom alt forbruk kommer til avtalt tid, med brukstid 70-90% avhengig av sektor.

** Kilde: Elhub, NVE og SSB.

*** Basert på måledata samt statistikk for elbilers kjørelenge og energieffektivitet, m.m.

Betydelig forbruksvekst i Medium til 2030 – stort utfallsrom

Vi har tre scenarier for forbruksutviklingen i Norge i KMA-perioden, Medium, Høy og Lav. Ingen av scenarioene angir Statnetts forventning til utviklingen. Scenarioene gir imidlertid etter vår vurdering et realistisk utfallsrom for veksten i Norge

I det oppdaterte Medium-scenariet øker norsk kraftforbruk med 16 TWh til 2030. Veksten er primært drevet av datasenter, petroleum og transport. Industri og hydrogen øker noe. ENØK gir nedgang i alminnelig forbruk, selv med Norgespris.

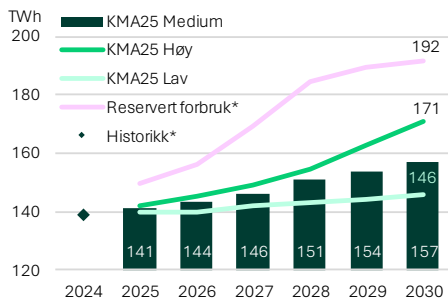
Forbruksveksten i Medium er noe lavere og forskjøvet sammenlignet med i forrige KMA. Dette skyldes i hovedsak reduserte utsikter til vekst innen kraftintensiv industri, blant annet som følge av økte handelsbarrierer og usikkerhet knyttet til dette, konkurransen fra Kina og høye kostnader.

Scenarioene Høy og Lav gir et samlet utfallsrom på mellom 6 og 30 TWh vekst til 2030. Høy illustrerer en situasjon hvor flere av de reserverte prosjektene realiseres og forbruket i eksisterende industri øker tilbake til tidligere nivåer. I Høy er det i hovedsak høyere vekst innen datasentre, samt flere prosjekter innen hydrogen.

I Lav er det netto null vekst i industrien. Dette innebærer færre prosjekter med ny og økt aktivitet, og at disse utlignes av nedleggelsler og utflytting av eksisterende industri. I Lav er det i tillegg en neglisjerbar vekst innen hydrogen, og en lavere vekst i datasenter og petroleum enn i Medium.

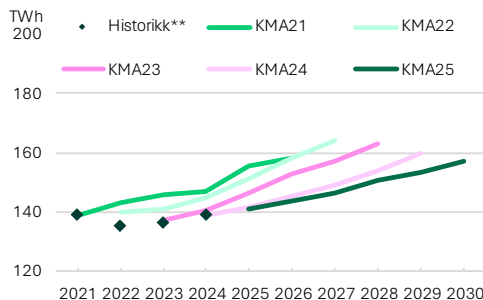
Vi presiserer at scenarioene ikke er noen fasit på utfallsrommet. Det er imidlertid etter vår vurdering reelt at det nå er et større utfallsrom for veksten enn for få år siden.

Ulike scenarier for norsk forbruksutvikling



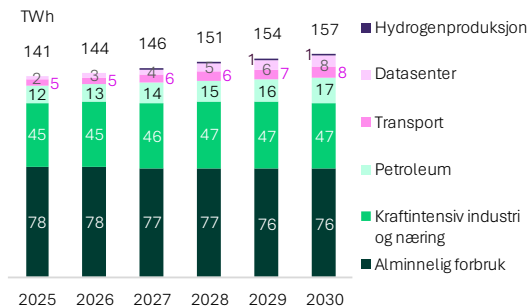
* Dersom alt forbruk kommer til avtalt tid, med brukstid 70-90% avhengig av sektor.

Foregående KMA Medium-scenarier og historikk



** Temperaturkorrigert.

Forbruksutvikling i Norge i Medium per kategori



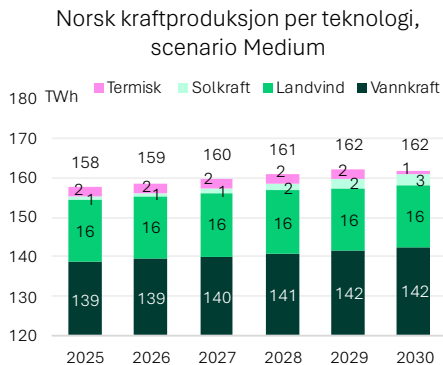
Trolig lav vekst i kraftproduksjonen i Norge til 2030

De siste årene har veksten i den norske kraftproduksjonen stoppet opp. Samlet har årsproduksjonen økt med 1 TWh de to siste årene – i hovedsak som følge av mer uregulert vannkraft. Motstand har gitt full stans i utbyggingen av vindkraft på land. Samtidig har veksten i solkraft vært lav som følge av lav lønnsomhet og lave støtteordninger.

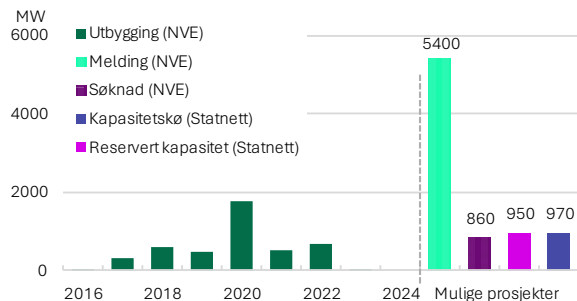
Antallet prosjekter for mulig ny kraftproduksjon har økt, og det er nå konkrete planer for anslagsvis 8 GW vindkraft på land, tilsvarende 25 TWh normalårsproduksjon. For sol er det 3 GW i kapasitetskø og med reservert kapasitet, tilsvarende ca. 2 TWh kraftproduksjon. Flertallet av prosjektene som kan tilføre ny energi er imidlertid umodne. Samtidig innebærer ny produksjon naturinngrep og interessekonflikter. Dette gir lange

prosesser frem mot konsesjon. Sammen med fortsatt bred folkelig motstand og lav lønnsomhet i mye av landet gir dette trolig lav vekst i kraftproduksjonen også de neste fem årene.

Vårt scenario for kraftproduksjon har en samlet vekst på 4 TWh til 2030. Økningen kommer gjennom mer vann- og solkraft – som til sammen øker med 5 TWh. Vi legger ikke til grunn noe ny vindkraft til 2030. Siden forrige KMA har vi også redusert årsmiddelproduksjonen for eksisterende vindkraftverk fra 16,9 til 15,9 TWh, i henhold til NVEs revisjon av landvind. I forbindelse med elektrifiseringen av LNG-fabrikken på Melkøya legger vi til grunn en reduksjon i gasskraftproduksjonen på 1,4 TWh.



Oversikt over tidligere gjennomført vindkraftutbygging og mulige nye prosjekter i ulike stadier



Kilde: Statnett, NVE.

Norges overskudd på energibalansen reduseres

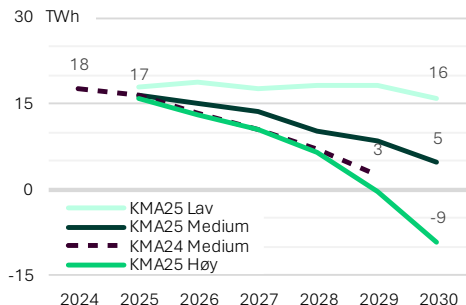
Usikkerheten i forbruksutviklingen gir et stort utfallsrom for hvor mye den norske energibalansen i et normalår reduseres til 2030. I Medium faller energioverskuddet fra rundt 17 TWh i dag til rundt 5 TWh i 2030. I scenarioet Høy blir energibalansen negativ med minus 9 TWh. Motsatt gir Lav knapt en endring fra i dag og fortsatt et solid overskudd på 16 TWh i 2030. I tillegg til dette er det også en viss usikkerhet knyttet til veksten i produksjonen. Dette kan både forsterke og dempe utfallsrommet for energibalansen.

På toppen av usikkerheten knyttet til den samlede veksten er også den regionale fordelingen usikker. I sum gir dette mange mulige scenarioer. Med fordelingen i Medium får vi større nedgang i overskuddet i Sør-Norge enn i Nord-Norge. Men også i Nord-Norge er det en betydelig nedgang i energibalansen, drevet av elektrifisering og datasenter.

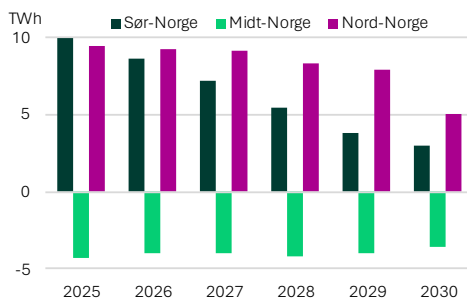
Tilsiget til vannkraften varierer mye. Den samlede forskjellen i nyttbart årstilsig mellom det tørreste og våteste året er på 76 TWh med værhistorikken vi bruker. I tillegg er det en viss korrelasjon mellom våte, varme og vindfulle værtyper og motsatt. Dette gjør at det gjerne er høyere forbruk og mindre vindkraft i år med lite tilsig og motsatt. I sum gir dette store variasjoner i energibalansene nasjonalt og regionalt.

Allerede i dag har Norge et betydelig behov for nettoimport i tørrår. I Medium 2030 vil et tørt år gi et enda større behov for import, selv om fleksibiliteten i vannkraften bidrar til å fordele økningen i den simulerte nettoimporten utover i tid. Med en negativ normalårsbalanse som i Høy får vi en simulert nettoimport over året på ca. 25 i et tørt værår. I tillegg vil magasinfyllingen tappes gjennom perioden med lavt tilsig.

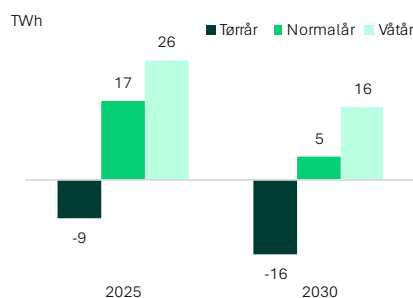
Utvikling i norsk energibalanse per scenario



Utvikling i regional energibalanse i Medium



Norges energibalanse i Medium i ulike værår*



* Et normalår vil si et gjennomsnittlig hydrologisk værår. Et tørrår er representert ved det tørreste væråret (1996), og et våtår er representert ved det våteste væråret (2000).

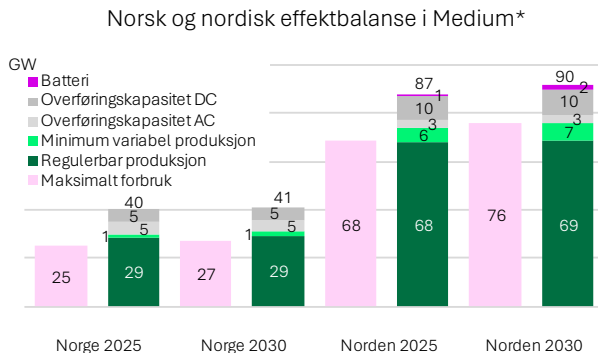
Redusert effektbalanse i Norge og Norden

Økt norsk og nordisk forbruk til 2030 målt i energi gir også økt maksimalt effektforbruk. I Medium/Basis øker det maksimale forbruket i Norge og Norden med hhv. 2 og 8 GW primært drevet av datasenter, petroleumsindustri, hydrogen og elektrifisering av transport. Samtidig forblir den installerte effekten i regulerbare kraftverk tilnærmet uendret. Selv om det i Norge finnes planer på opp mot 10 GW økt effekt i vannkraften er det tvilsomt at noe av dette blir klart til 2030.

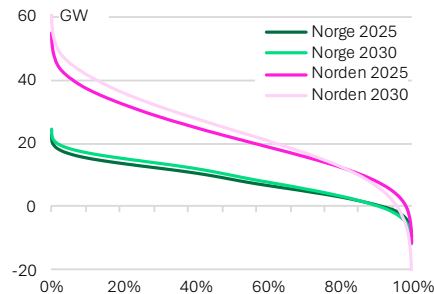
I Norden utenom Norge bygges det en del batterier. Til 2030 legger vi til grunn at kapasiteten øker til 2 GW. Dette bidrar til effektbalansen i Norden, selv om totalen fremdeles er beskjeden og av begrenset betydning for forsyningssikkerheten sammenlignet med mellomlandsforbindelser og annen overføringskapasitet til utlandet.

Mye vannkraft og mindre vind- og solkraft gir jevnere kraftpriser og lavere lønnsomhet av batterier i Norge enn ellers i Norden. Dette bidrar til at batterikapasiteten i Norge vokser mindre enn i andre land. Samtidig kan mer prisvariasjon også i Norge, og økt bruk av batterier sammen med solkraft, gi en viss vekst. Til 2030 regner vi imidlertid ikke med at dette vil kunne utgjøre noe vesentlig bidrag til den norske effektbalansen.

I sum ser vi en strammere norsk og nordisk effektbalanse de neste fem årene. Dette gir hyppigere situasjoner med effektknapphet, særlig i vedvarende perioder med kulde og lite vind. I slike perioder blir det høy kraftpris, og importmuligheter gjør at vi unngår rasjonering.



Varighetskurve for Norsk og nordisk residualforbruk**



* Figuren viser simulert effektbalanse over 29 historiske værår. Maksimalt forbruk er definert som det høyeste simulerte timesforbruket, fratrukket fleksibel hydrogenproduksjon og elkjelforbruk. Regulerbar produksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft fratrukket småkraft og nedjustert med henholdsvis 2 GW (Norge) og 4 GW (Norden) for å ta høyde for at noe kapasitet vil være borte. Tilgjengelig regulerbar vannkraftproduksjon vil kunne være lavere enn figuren viser i situasjoner med lav magasinfyllingsgrad. Minimum variabel produksjon er tiden med lavest simulert uregulerbar vannkraftproduksjon + 1-persentilen i vind- og solkraftproduksjon.

** Residualforbruket time for time er definert som forbruk minus uregulert vannkraft, vind- og solkraft.

Nettkapasiteten øker flere steder i Norge og Sverige

For å opprettholde sikker drift av nettet må vi holde kraftflyten innenfor et stort antall sikkerhetsgrenser definert ved kombinasjonssnitt. Disse overføringsgrensene er gitt av den maksimale flyten vi kan ha på et sett med ledninger, før det blir overløst på en ledning etter en feil.

I KMA tar vi utgangspunkt i overføringsgrensene som nettet driftes etter i dag, og beregner nye kombinasjonssnitt når fremtidige nettoppgraderinger gjør at nettopologien endrer seg. Vi har rundt 170-200 kombinasjonssnitt for Norden for hvert analyseår. Disse grupperer vi i såkalte storsnitt for å illustrere de mest sentrale begrensningene i nettet. Kartet til høyre viser storsnittene i Norden.

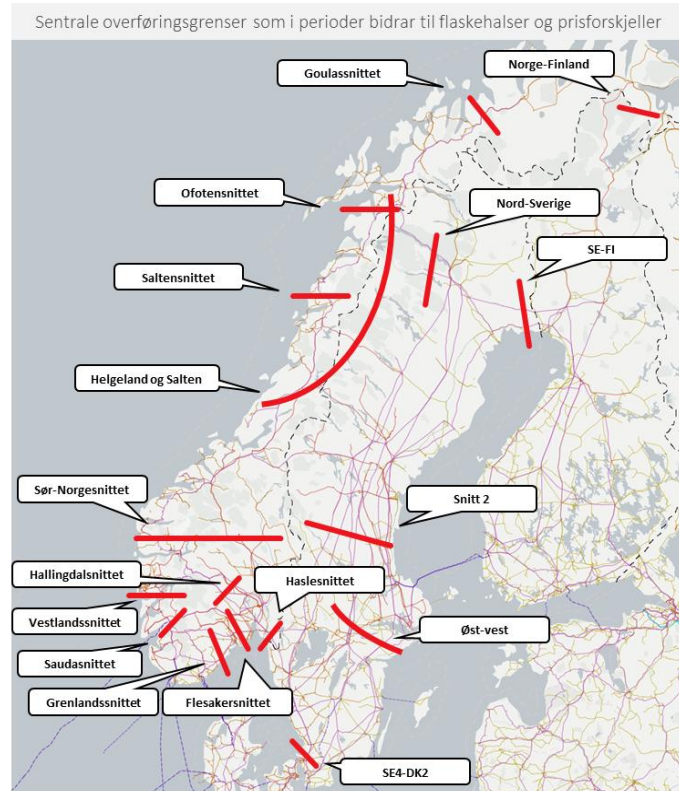
Det er flere fysiske nettforsterkninger som blir ferdige og satt i drift både i Norge og Sverige fram til 2030*. Forsterkningene gir høyere overføringsgrenser mange steder, slik at det blir mulig å frakte mer kraft mellom budområder. For eksempel forsterkes nettet mellom Surnadal og Sunndalsøra, nord på Vestlandet, rundt Sauda og ved Tønsberg. Sammen med planlagte temperaturoppgraderinger bidrar disse forsterkningene til reduserte flaskehalser og mer like priser i hele Norge.

Tilsvarende er en rekke oppgraderinger av nettet nord-sør i Sverige under bygging og planlegging. Flere av disse vil gi økt overføringskapasitet på snitt 2 mellom SE2-SE3 og øst-vest i SE3 allerede til 2030.

Innføringen av flytbasert markedskobling** har gitt økt utnyttelse av nettet. Dette har gitt høyere realisert overføringskapasitet på viktige snitt som Snitt 2 i Sverige og i Haslesnippet mellom Sør-Sverige og Sør-Norge.

* Hvilke nettforsterkninger som legges til grunn for hvert analyseår er beskrevet i vedlegg.

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



Kart fra [Open Infrastructure Map](#). Snitt er lagt på, med bidrag fra Svk.

Norske snittpriser reduseres og blir mer like i Medium

I Sør-Norge reduseres de simulerte snittprisene fra 65-70 €/MWh i 2025 til 50-55 €/MWh i 2030 – med Medium norsk forbruk og scenarioet Basis for markedsutviklingen i Europa. En gradvis svakere energibalanse i Norge gir i utgangspunktet høyere priser, men dette blir mer enn utlignet av lavere priser på kontinentet og i UK. De første to årene er lavere gasspriser hovedårsaken til reduksjonen i snittprisene i Sør-Norge. Videre mot 2030 bidrar den økende andelen timer med priser ned mot null på kontinentet, i UK og ellers i Norden, til å holde prisene nede i Sør-Norge.

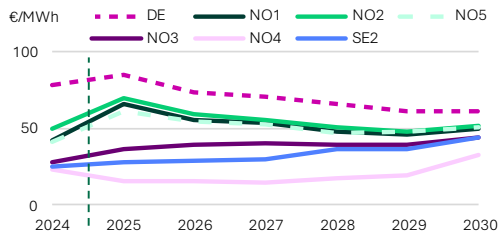
Prisene i Sør-Norge holder seg på et lavere nivå enn på kontinentet, selv om energibalansen i Norge reduseres. En viktig årsak til dette er den store økningen i andelen nullpriser i andre land og at det er mest nullpriser i sommerhalvåret. Dette gjør at vannkraftprodusentene i Norge må gå ned i pris for å få solgt det norske energioverskuddet på sommeren og i våte år – og dette presser ned snittprisene i Sør-Norge.

Internt i Sør-Norge er snittprisene høyest i NO2 de første årene. Mot 2030 gir imidlertid mer forbruk i NO5 økende flaskehals nordover fra NO2 til NO5 på vinteren. Dette gir mer like snittpriser i Sør-Norge.

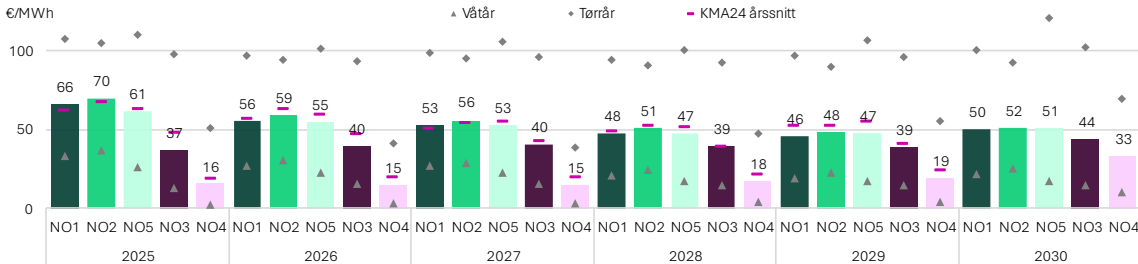
I Nord og Midt-Norge er prisene i dag mye lavere enn i Sør-Norge. Dette skyldes overskudd på energibalansen i NO4 og nord i Sverige samt knapphet på overføringskapasitet. For Midt-Norge viser simuleringene at priseffektene av mer forbruk, økt nettkapasitet og lavere priser på kontinentet utligner hverandre. Dermed holder snittprisene seg rundt 40-45 €/MWh hele veien til 2030. I Nord-Norge får vi en økning fra dagens rekordlave nivåer, til rundt 33 €/MWh i 2030 i Medium, men i Medium holder prisene seg fortsatt under snittet i Sør-Norge. Økningen skyldes både mer lokalt forbruk og at prisene blir høyere i Sverige.

Variasjon i nedbør, solkraft og vind gir generelt et stort utfallsrom i alle norske snittpriser mellom ulike historiske værår.

Historisk* og simulert årlig snittpris for utvalgte områder



Utvikling av simulert årlig snittpris i Basis for de norske budområdene – inkl. utfallsrom for vær



* 2024 er historisk observerte priser. 2025 er simulerte priser – som vi bruker som referanse for å vise underliggende trender. Vi presiserer at det er avvik mellom simulerte priser for 2025 og observerte priser så langt i 2025.

Stort utfallsrom for snittprisene

De viktigste usikkerhetsfaktorene for de norske gjennomsnittlige kraftprisene er prisutviklingen i våre naboland, energibalansen og været. Disse faktorene gir et stort utfallsrom, særlig for en såpass kort periode som fram til 2030. Over lengre tid kan vi med større grad av sikkerhet si at utviklingen tenderer mot en likevekt der eksempelvis høye priser demper forbruksveksten eller øker utbyggingen av ny produksjon. Men på kortere sikt over noen få år fram til 2030 kan vi både få en periode med høyere og lavere priser enn det som vil være en mer langsiktig likevekt.

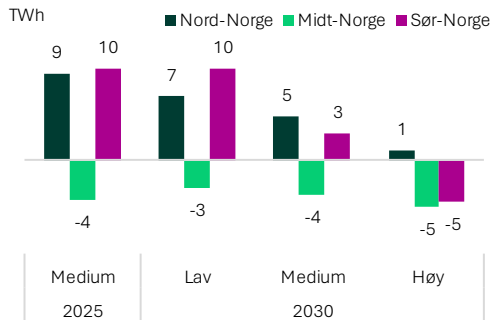
Samlet er 30 til 90 €/MWh etter vår vurdering et realistisk utfallsrom for snittprisene i Sør- og Midt-Norge i 2030. Som figuren til høyre viser kan prisene bli enda høyere med både høy forbruksvekst i Norge og høye priser i utlandet. Men med så høye snittpriser øker sannsynligheten for at en del av industriforbruket faller fra og at forbruksveksten likevel ikke blir så høy.

Snittprisen i NO5 er i våre simuleringer ekstra sensitiv for økt forbruk lokalt, uten tilsvarende vekst i produksjonen. Dette gir økte flaskehalsar inn til området, spesielt i perioder med mindre tilsig enn normalt. Større behov for å spare på vannet gir høyere vannverdier for vannkraften i NO5, og dermed også høyere snittpriser enn ellers i Sør-Norge.

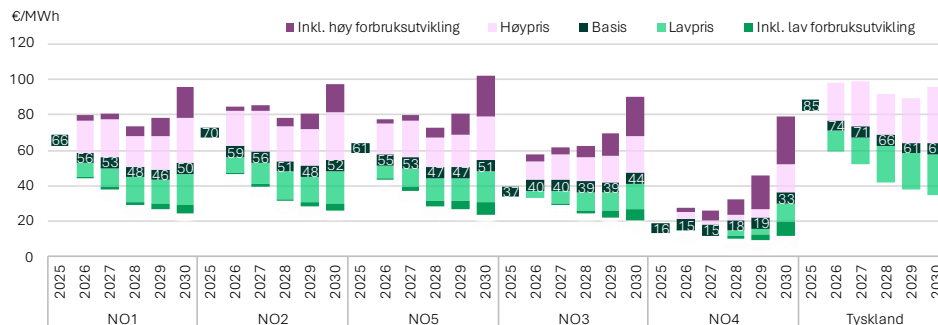
I Nord-Norge gir analysen et utfallsrom for snittprisene over alle værår fra 15 til 80 €/MWh. Her gir særlig muligheten for økt forbruk en større mulighet for høyere snittpriser enn i dag. Og siden prisene fortsatt holder seg lavere enn i andre deler av markedet selv i de høyeste scenarioene, gir dette større realisme i en slik prisvekst.

Variasjoner i tilsiget gir i realiteten et enda større utfallsrom for det enkelte året fram til 2030.

Regional energibalanse* i Lav, Medium og Høy



Snittpriser i Europa og Norge med utfallsrom for markedsutvikling



* I et normalår, dvs. et gjennomsnittlig hydrologisk værår.

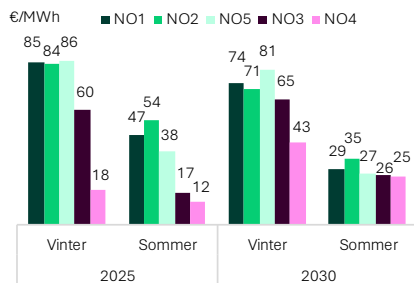
Solkraft i utlandet gir økt sesongvariasjon og flere lavpristimer

Norge har mye uregulert vannkraft med størst produksjon på sommeren. Samtidig er forbruket i Norge vesentlig lavere på sommeren enn på vinteren. I utgangspunktet gir dette en tydelig sesongvariasjon i prisene i Norge med lavere priser på sommeren enn på vinteren i gjennomsnitt.

Fram til 2030 forsterkes sesongvariasjonen i prisene i Norge av økende sesongvariasjoner i prisene i hele Europa. Mye solkraft og nullpriser om sommeren gir mye lavere snittpriser enn på vinteren i nesten alle land i Europa. Dette presser ned prisene i Norge ytterligere på sommeren, da Norge ofte har nettoeksport som følge av mye uregulert produksjon.

Lave sommerpriser i andre land reduserer prisene i Norge på to måter. For det første gir dette lavere forventningsverdi til vann som ikke kan lagres til vinteren i Norge. Dette gir lavere bud fra vannkraften og lavere priser i Norge. For det andre gir den store andelen nullpriser i andre land stadig oftere en situasjon der prisene også faller ned til og under null i Norge. I disse timene er import til null eller negative priser sammen med uregulert norsk produksjon nok til å dekke forbruket og dermed får vi norske kraftpriser ned mot og av og til også under null. Begge disse effektene forsterkes i år med mye tilsig da dette både øker behovet for nettoeksport og øker andelen produksjon som i realiteten har lav reguleringsevne fordi magasinene er fulle.

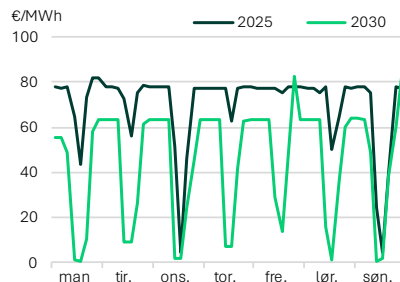
Simulert kraftpris per budområde, vinter og sommer i 2025 og 2030



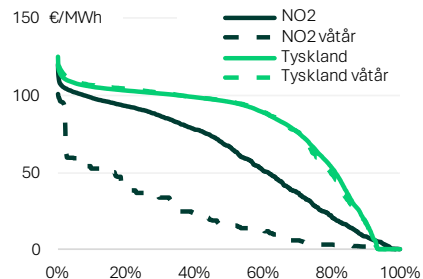
* Uke 27, værår 1994.

** Våtår er det våteste blant våre værår, 2000.

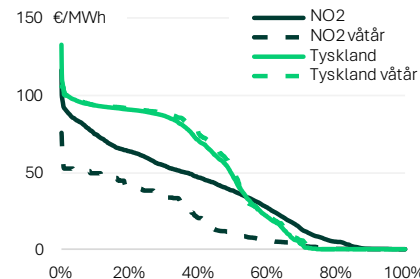
Simulert kraftpris i NO2 i en sommeruke i 2025 og 2030 i Basis – i et normalt værår*



Varighetskurve simulert kraftpris sommer 2025 – normalår og våtår**



Varighetskurve simulert kraftpris sommer 2030 – normalår og våtår**



Store prisforskjeller time for time viser stort nettbehov

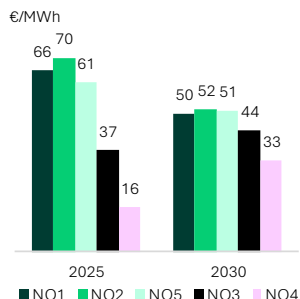
De siste årene har det vært store prisforskjeller internt i Norge. En viktig årsak til dette er at det er bygget ut mer vindkraft enn veksten i forbruket i Norden. Dette har gitt et stort overskudd på energibalansen nord i Sverige og nord for Dovre i Norge, og et økt overføringsbehov fra nord til sør. Samtidig er kraftflyten forsterket både sørover og nordover av de nye forbindelsene til UK og Tyskland. Sammen med andre faktorer gir dette større overføringsbehov enn det er kapasitet til i mye av dagens nett.

For å få solgt overskuddet nord i Norden må flyten sørover ligge opp mot kapasitetsgrensene i mye av tiden, også når det er lave priser i sør. Samtidig gir overskuddet mer overløp ved mye tilsig. Vannkraften tvinges dermed til å by inn produksjonen til lavere priser, og dette gir lavere kraftpriser i Nord og Midt-Norge enn i Sør-Norge. Parallelt har høye priser på kontinentet gitt høyere priser i Sør-Norge og forsterket prisforskjellene.

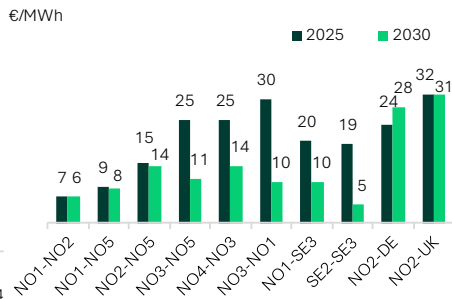
Til 2030 blir snittprisene internt i Norge mer like i Basis/Medium, både som følge økt forbruk i Norge og Sverige, mer nettkapasitet og lavere priser med mer nullpriser på kontinentet og i UK. De gjennomsnittlige prisforskjellene time for time holder seg likevel på et høyt nivå. Dette gjelder særlig der det gjenstår planlagt nettutbygging. Det er også en økende trend utover i tid der det veksler mer hvilken vei det er flaskehals, og hvilket område som har høy og lav pris. Dette gjør at de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time vedvarer, selv om snittprisene blir mer like.

Vi ser at nettoppgraderingene som ferdigstilles de neste fem årene bidrar til å redusere prisforskjellene. Sammen med de gjenværende prisforskjellene time for time bekrefter dette behovet for planlagte og igangsatte nettførsterkninger. Prisforskjellene viser også et tydelig behov for ulike tiltak som kan bidra til økt utnyttelse av nettet vi har i dag.

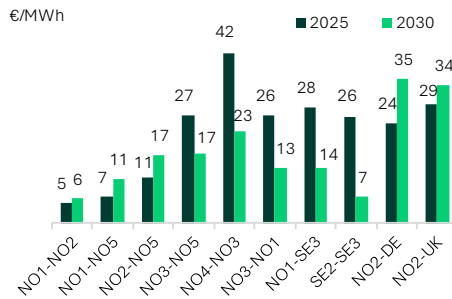
Simulert gjennomsnittlig kraftpris i Norge



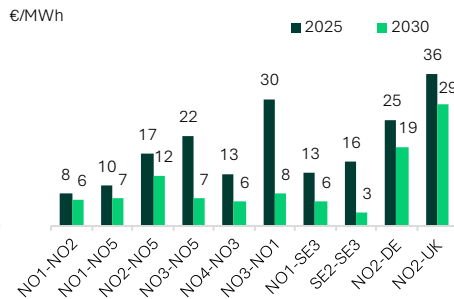
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell hele året



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell vinter



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell sommer

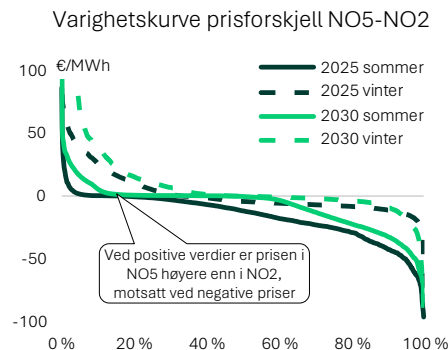
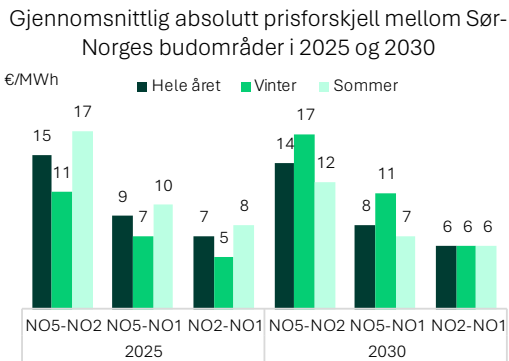
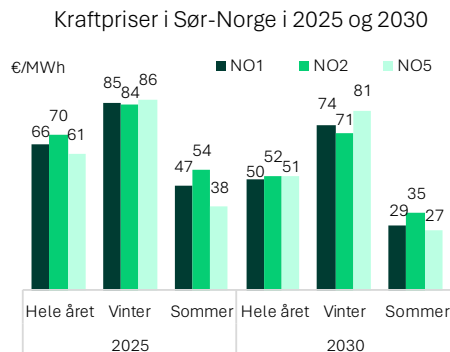


Fortsatt prisforskjeller i Sør-Norge – men mer like snittpriser

Det er i dag flere store flaskehalser internt i Sør-Norge. De mest sentrale er på Vestlandet der svake 300 kV ledninger gir begrensninger mellom NO5 (Vestlandet nord for Haugalandet) og NO2 (Sør-Vestlandet), og internt i NO2 ved Sauda. Gamle 300 kV ledninger og høy flyt bidrar også til flaskehalser mellom NO2 og NO1 (Østlandet).

De siste årene har det vært mest flaskehalser sørover til NO2 fra NO1 og NO5 om sommeren. Mye overskudd både i Norge og Sverige er en viktig årsak til dette. Større utvekslingskapasitet med NordLink og NSL er også en sentral faktor. Dette har gitt prisforskjeller i Sør-Norge, med høyest snittpris i NO2. Perioder med ekstra høyt tilsig forsterker dette, siden dette trekker ned prisene lenger nordover.

Våre simuleringer viser at det vil være flaskehalser på Vestlandet også de neste årene. Prisforskjellen er i dag størst om sommeren, med flaskehals sørover fra NO1 og NO5 til NO2. Mer forbruk i NO5 og økt import til NO2 som følge av en større andel timer med priser ned mot null på kontinentet og i UK gir imidlertid at det blir mer flaskehals fra NO2 til NO5 utover i analyseperioden. I sum gir dette mer like snittpriser internt i Sør-Norge, men fortsatt høye prisforskjeller time for time i snitt.



Økt kapasitet i Sauda demper pris og prisforskjeller i Norge

Statnett planlegger å sette inn en ekstra autotrafo i Sauda, som et midlertidig tiltak i påvente av den nye, planlagte 420 kV-ledningen fra Sauda til Samnanger. Denne gir høyere overføringskapasitet nordover på Vestlandet. I simuleringene gir dette både lavere snittpriser og bidrar til å jevne ut prisforskjellene i hele Sør-Norge.

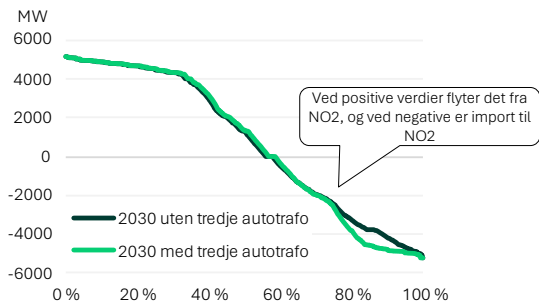
Flaskehalsen ved Sauda ligger nærmere utenlandskablene inn til NO2, og utvekslingen på utenlandskablene er i mange tilfeller en sentral del av årsaken til at det oppstår flaskehals nordover ved Sauda. Derfor velger markedsalgoritmen å redusere importen på kablene for å senke flyten ved Sauda og nordover. Med en ekstra trafo i Sauda skjer dette i mindre grad, og dette gir i praksis dermed også større utnyttelse av den samlede importkapasiteten til Sør-Norge, og demper derfor prisene i hele Sør-Norge.

Økt kapasitet i Sauda gir også økt utnyttelse av overføringskapasiteten mellom NO2 og NO1. Dette fordi en andel av handelen fra NO2 til NO1 fysisk flyter via Vestlandet.

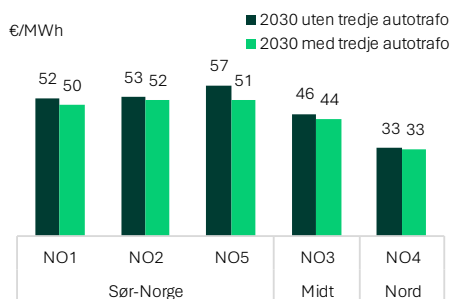
For å illustrere effektene av en tredje trafo i Sauda har vi simulert 2030 med og uten denne. Figuren til venstre viser hvordan en ekstra trafo gir full import på mellomlandsforbindelsene i en større andel av tiden. Med andre ord gjør begrensningene ved Sauda at vi ikke får utnyttet den utbygde handelskapasiteten på kablene når det er størst behov for import.

En tredje autotrafo senker prisene med ca. 1-2 €/MWh i NO1, NO2, NO3 og NO4, mens i NO5 synker prisen med 6 €/MWh. Vi ser også lavere prisforskjeller internt i Norge med dette tiltaket, spesielt mot NO5.

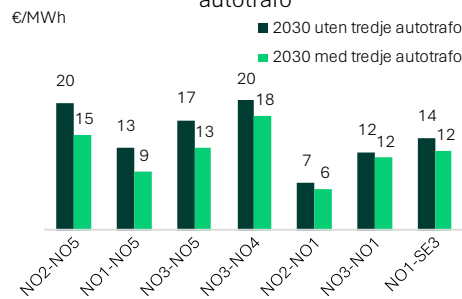
Utteksling på mellomlandsforbindelsene tilknyttet NO2 i 2030



Snittpriser i norske budområder i 2030, uten og med en tredje autotrafo



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2030 mellom budområder, uten og med en tredje autotrafo



Prisforskjellene mellom Midt og Sør-Norge dempes i snitt

Det er i dag betydelig flaskehals og prisforskjell mellom Sør-Norge (NO1 og NO5) og Midt-Norge (NO3). Flaskehalsen er drevet av overskudd på energibalansen i de midtre og nordlige delene av Norge og Sverige, og for lave overføringskapasiteter i nettet målt mot behovet. Den mest sentrale flaskehalsen er 300 kV forbindelsen mellom Sogndal og Aurland.

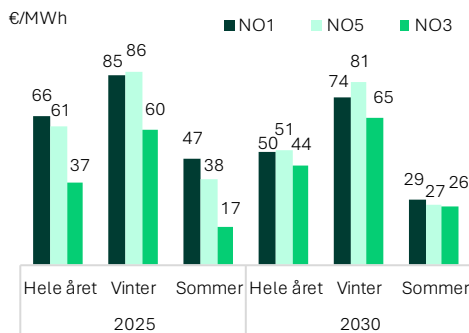
I løpet av 2025 skal ny 420 kV-ledning mellom Sogndal og Aurland etter planen settes i drift. Sammen med den planlagte ferdigstillingen av en ny 420 kV ledning mellom Fosen og Sunndalsøra nærmere 2030 bidrar dette til mindre prisforskjeller mellom Midt og Sør-Norge. Det samme gjelder nettforsterkninger i Sverige, og større vekst i forbruket enn produksjonen i Midt og Nord-Norge samt i Sverige.

Større overføringskapasitet til Sør-Norge hever i utgangspunktet snittprisen i NO3. De første par årene utlignes imidlertid av at det samtidig blir lavere priser på kontinentet og dermed også i Sør-Norge. Dermed holder snittprisene seg i NO3. Det blir imidlertid lavere forskjell i snittpriser og prisforskjellene time for time med Sør-Norge.

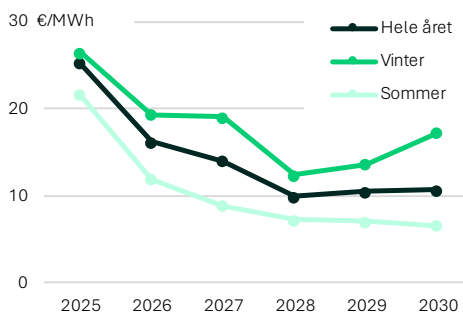
I Basis med Medium forbruk blir den timevise prisforskjellen mellom NO3 og Sør-Norge redusert med ca. 10 €/MWh fra 2025 til 2026. Videre til 2030 reduseres flaskehalsen ytterligere, som følge av lavere overskudd på energibalansen i det samlede området nord for Dovre og snitt to i Sverige.

Mot 2030 blir det tidvis flaskehals nordover fra Sør-Norge til NO3. Dette er drevet av en svakere energibalanse i Midt- og Nord-Norge, og at nullpriser i utlandet oftere gir nullpriser også i Sør-Norge på sommeren.

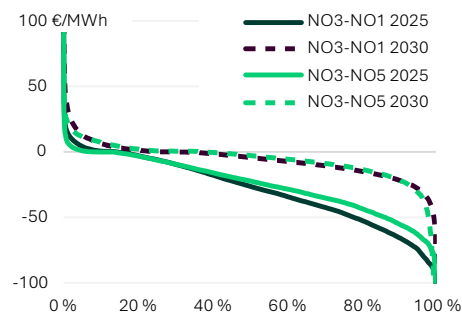
Kraftpriser som snitt av hele året, sommer og vinter i 2025 og 2030



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell for NO3-NO5



Varighetskurve prisforskjell NO3-NO1 og NO3-NO5 2025 og 2030



Avtagende prisforskjeller mellom Nord- og Midt-Norge

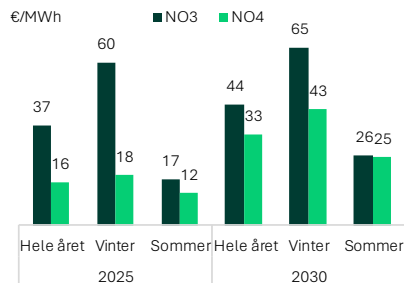
NO4 er i dag et overskuddsområde og det er et stort overføringsbehov på alle ledningene ut av området. Samtidig er det også overskudd på energibalansen nord i Sverige. Dette gjør at vannkraftprodusentene må prise vannet lavt for å sikre maksimal flyt sørover og redusere risikoen for flom. Dette gir lavere pris i NO4 sammenlignet med områdene rundt og stor ensidig flaskehals mot NO3 og SE1/SE2.

I Medium gir vekst i forbruket et lavere overskudd på energibalansen i NO4. Samtidig svekkes energioverskuddet nord i Sverige. I 2030 øker også utnyttelsen av overføringskapasiteten mellom NO4 og NO3 når ny forbindelse over Trondheimsfjorden er ventet å bli satt i drift. I sum gir dette betydelig lavere flaskehals og prisforskjell mellom NO4 og NO3 i 2030 enn i 2025.

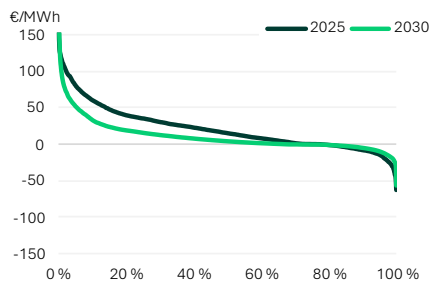
Kraftprisen i NO4 er sensitiv for energibalansen i NO4, men også i NO3 og de nordligste budområdene i Sverige. Mindre overskudd på energibalansen i NO4 og de andre nordlige budområdene, er den viktigste grunnen til at prisene mellom Sør- og Nord-Norge blir likere mot 2030.

Det er imidlertid usikkert hvor raskt forbruket i NO4 og Nord-Sverige øker. En sensitivitet med 3 TWh forsinket forbruksvekst i 2030, som ved f.eks. utsatte planer for datasentre eller elektrifisering, gir rundt 10 €/MWh lavere snittpris enn i vår Basis. Dersom energibalansen i Nord-Sverige (SE1+SE2) holder seg på dagens nivå til 2030 vil snittprisen i NO4 være 4 €/MWh lavere enn i vår Basis.

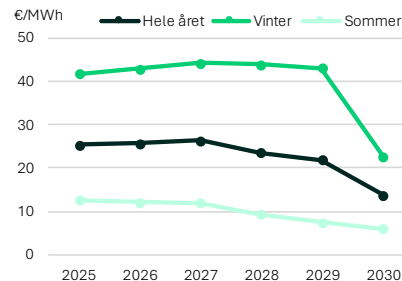
Simulert årlig snittpris som snitt av hele året, sommer og vinter i 2025 og 2030



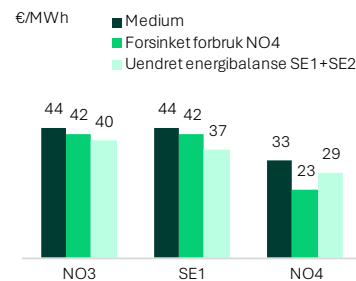
Varighetskurve for prisforskjell NO3-NO4



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO4-NO3



Simulerte snittpris i 2030 med sensitiviteter



"Forsinket forbruk NO4" har 3 TWh mer positiv energibalanse i NO4 enn Medium.

Virkning av nettoppgraderinger – og antatt fri flyt

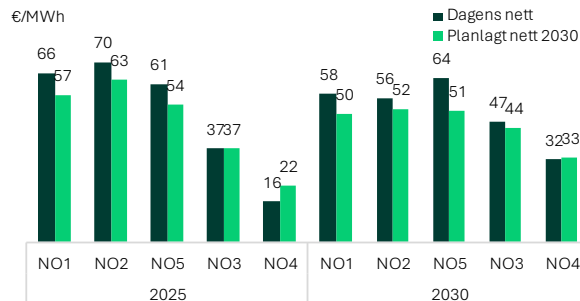
Statnett vil sette i drift flere nettforsterkninger som bidrar til å jevne ut kraftprisene internt i Norge fram til 2030. De viktigste er ny ledning mellom Sogndal og Aurland, en tredje trafo i Sauda, ny ledning mellom Sauda og Gismarvik, ny ledning mellom Surnadal og Sunndalsøra og ny kabel under Trondheimsfjorden.

Figuren til venstre viser en sensitivitet der vi har simulert med og uten de planlagte nettforsterkningene, uten andre endringer. Denne viser at nettforsterkningene i sum bidrar til betydelig jevnere snittpriser og reduserte prisforskjeller. En av hovedvirkningene er at det blir lettere å sende overskuddet fra Nord-Norge og Nord-Sverige sørover. Dette hever prisene i nord og senker prisene i sør.

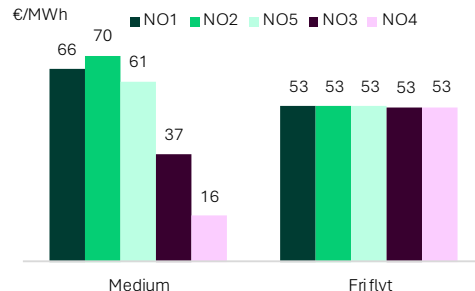
Hvor mye prisene og prisforskjellene endres med nettforsterkningene er avhengig av markedssituasjonen for øvrig. Eksempelvis blir reduksjonen i prisforskjellene flere steder mer moderat i 2030, siden vi da har mindre flaskehalser og prisforskjeller i utgangspunktet.

Som en referanse har vi simulert med fri kraftflyt på ledningsnett i Norge og Sverige – uten driftssikkerhetskrav eller begrensninger. Dette er ikke en reell mulighet, men gir en referanse på hvor mye nettet påvirker kraftprisene i Norge. Med fri flyt får vi en simulert kraftpris i 2025 på 50-55 €/MWh i et normalår i hele landet. Prisene øker i snitt i Nord- og Midt-Norge, og reduseres i sør. Endringen er størst i nord som følge av at dette er et mye mindre kraftsystem målt i energiforbruk og produksjon over året.

Simulert snittpris i 2025 og 2030 med dagens nett og planlagt nett



Simulert snittpris med dagens nett og med fri flyt i Norge og Sverige, Medium 2025



Redusert energioverskudd gjør at vi må importere mer i tørrår

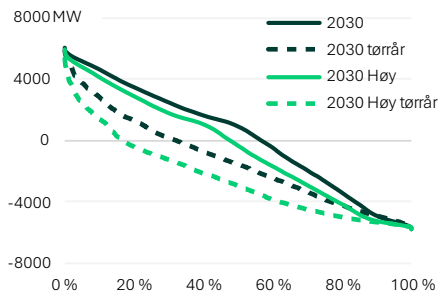
Lavere overskudd på energibalansen øker behovet for nettoimport fra utlandet i år med mindre tilsig enn normalt. I Høy-scenariet for norsk forbruksutvikling har Sør-Norge et underskudd på 4,5 TWh i snitt over alle værår. I et tørrår* i dette scenarioet er underskuddet på energibalansen ca. 28 TWh, og det er import fra utlandet til Sør-Norge i 80 % av tiden.

For å importere nok energi må vannkraftverkernes vannverdier settes høyere sammenlignet med prisene i våre naboland. Dette hever de gjennomsnittlige kraftprisene i Sør-Norge relativt til andre land. Allerede i et tørrår i Medium 2030 gir dette priser i Norge godt over prisene på kontinentet.

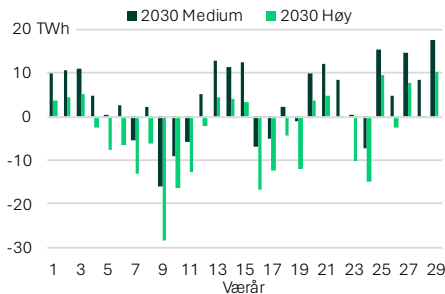
På vinteren i et tørrår* i Høy-scenariet får vi mye høyere priser enn i andre land. Dette skyldes at det ikke er nok importkapasitet til å dekke hele det norske forbruket. Da går prisen opp helt til et nivå der alminnelig forbruk eller industriforbruket i Norge reduseres. Det er usikkert hvor høyt prisene må gå før det blir en stor nok midlertidig nedgang i norsk forbruk. I vår modell ligger dette mellom 500 og 1000 €/MWh for industrien. Dette gir i perioder opp mot ti ganger så høy pris i Norge som på kontinentet.

Kraftprisen i NO5 er særlig sensitiv for økt forbruk og lavere normalårsbalanse. I scenarioer der forbruket øker får vi derfor raskt høyere snittpriser i NO5 enn ellers i Sør-Norge. Med planlagte nettforsterkninger som kommer i drift utover på 2030-tallet vil dette jevne seg ut, men inntil da skal det relativt lite nytt forbruk til før prisene i NO5 heves kraftig i et tørt år.

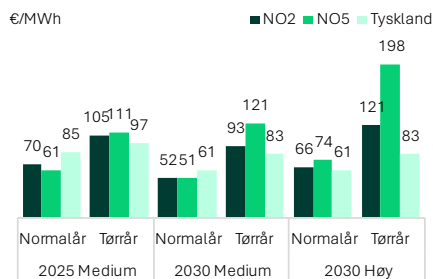
Varighetskurve for flyt fra Sør-Norge til utlandet i 2030 i et normalår og tørrår



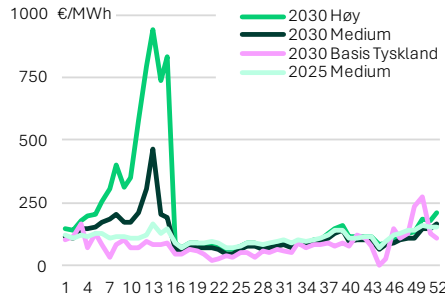
Årlig nettoutveksling Sør-Norge – utlandet i 2030 Medium og Høy, for hvert værår



Simulerte snittpriser i Sør-Norge og Tyskland i et normalår og tørrår*



Simulert snittpris per uke i NO5 i et tørrår* i 2025 og 2030



* Tørrår er representert med det tørreste blant våre værår, tilsvarende 1996, dvs. nr. 9

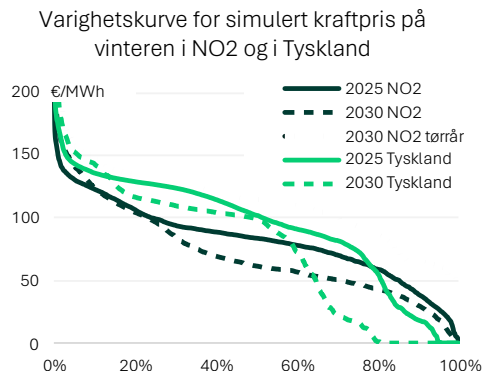
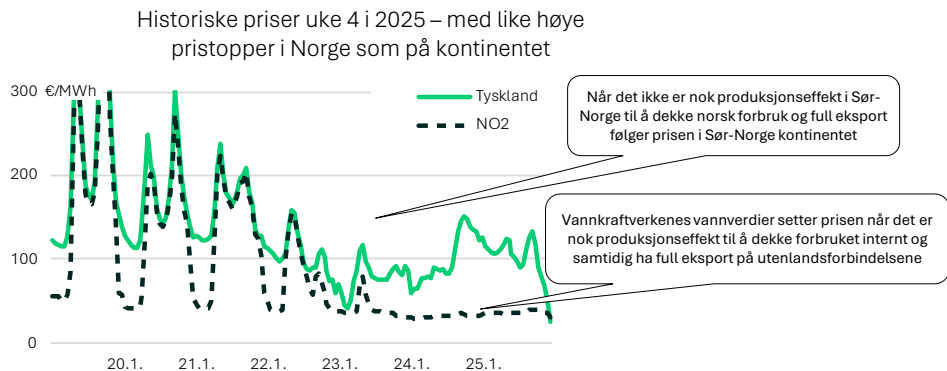
Strammere effektbalanse kan gi hyppigere høypristimer

Allerede i dag er det mange timer hver vinter der kraftprisene i Sør-Norge settes direkte av kraftverk i utlandet - og ikke av vannverdien i norske vannkraftverk. Dette skjer i timer hvor forbruket er høyt og det ikke er nok produksjonseffekt i norsk vannkraft til å dekke både forbruket og ha full eksport. Da heves kraftprisene på norsk side opp til nivået i utlandet. Slik blir eksporten begrenset til et nivå som gjør at det er nok produksjonskapasitet til å også dekke det norske forbruket. Dette gir pristopper, typisk lik av driftskostnadene for topplastverk i andre land.

Mot 2030 gir økt maksforbruk i hele Norge flere timer hvor det ikke er nok produksjonseffekt til å dekke norsk forbruk og samtidig ha full eksport.

Dette gir flere timer hvor vi får pristopper satt av topplastverk i utlandet. Hvis det bygges ut mer installert effekt i norske vannkraftverk, slik det nå er mange planer om å gjøre, vil dette øke evnen motvirke dette.

Prisnivået i timene med stram norsk effektbalanse avhenger av prisnivået i utlandet, som igjen avhenger av den aktuelle effektbalansen der. I vår Basis holder effektbalansen på kontinentet seg omtrent på dagens nivå til 2030, da vekst i batterier og utbygging av ny gasskraft utligner effekten av økt forbruk og utfasing av fossil kraftproduksjon. Det er imidlertid usikkert hvor høy veksten blir i batterier og gasskraft. Blir veksten lavere enn i vår Basis blir pristoppene i utlandet og i Norge både høyere og mer hyppige.



Flytbasert markedskobling har gitt økt utnyttelse av nettet

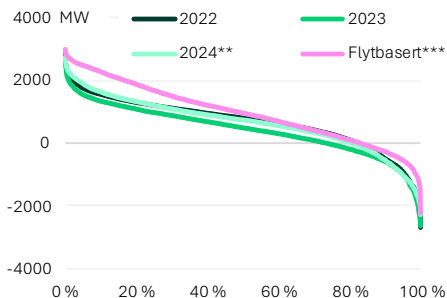
Innføringen av flytbasert markedskobling* i oktober 2024 har medført en bedre utnyttelse og i mange tilfeller høyere flyt i transmisjonsnettet. Det gjelder særlig nord-sør i Sverige hvor vi kan observere en betydelig økning i flyten etter innføringen av flytbasert markedskobling.

Det er også en markert økning i utnyttelsen av nettet ut av SE3 til NO1 og DK1. Mer flyt og kapasitet i disse korridorene har isolert sett bidratt til mindre flaskehalser og jevnere priser. Samtidig har perioden etter at flytbasert ble innført vært preget av ekstra store tilsig i de nordlige delene av Norge og Sverige. Dette har gitt tilsvarende økning i overføringsbehovet og gitt store prisforskjeller selv med økt utnyttelse av nettkapasiteten.

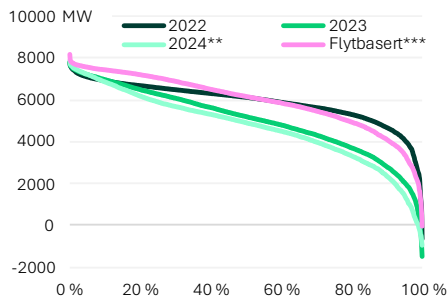
En annen konsekvens av overgangen til flytbasert markedskobling er innføringen av virtuelle budområder på mellomlandsforbindelsene til Tyskland, Nederland og Danmark. Virtuelle budområder innebærer at forbindelsen får en egen pris dersom dette er gunstig for flyten i nettet. Dette gjør markedet i bedre stand til å fordele importen og eksporten på de ulike forbindelsene ved å justere prisen på de virtuelle budområdene individuelt.

Både i modell og virkelighet ser vi at interne flaskehalser i Sør-Norge løses bedre etter innføringen av flytbasert markedskobling og virtuelle budområder.

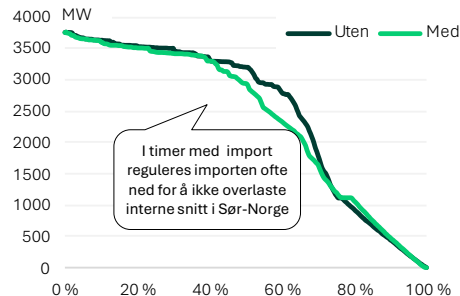
Varighetskurve med historisk flyt SE3-NO1+DK1



Varighetskurve med historisk flyt SE2-SE3



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



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

** Frem til innføringen av flytbasert markedskobling 29.10.2024.

*** Etter innføringen av flytbasert markedskobling 29.10.2024, til og med 20.08.2025.

Høy nytte av handelen med naboland hele perioden

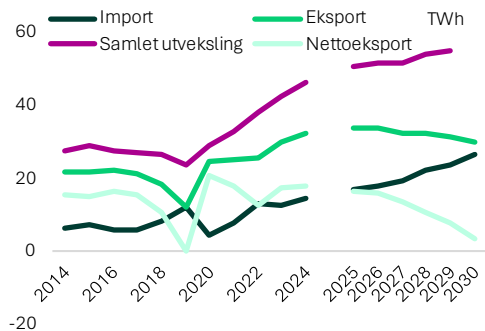
De samlede norske inntektene fra krafthandel med utlandet er summen av i) norsk andel av *flaskehalsinntektene* mot utlandet som oppstår når det er prisforskjell mellom Norge og utlandet ved utveksling, og ii) *handelsinntekter* fra handel med strøm, som er inntektene fra eksport minus kostnadene med import.

Fram mot 2030 faller nettoeksporten i et normalår. Dette reduserer handelsinntektene. Men et fortsatt godt bytteforhold mellom prisen på strømmen vi selger mot prisen på den vi kjøper gjør at handelsinntekten fortsatt er høy i 2030, selv om nettoutvekslingen er mye lavere enn i dag.

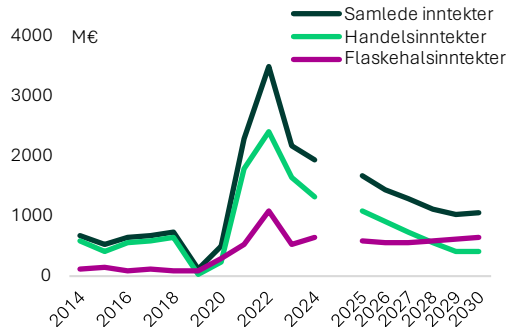
Samtidig øker den totale handelen med utlandet, og prisforskjellene mot utlandet er fortsatt høye. Dette gir i sum noe høyere flaskehalsinntekter framover.

I Basis er Norges samlede inntekter fra kraftutveksling med utlandet rundt 80 mrd. NOK fram til 2030, i snitt over alle simulerte værår. Av dette er rundt halvparten flaskehalsinntekter og resten er handelsinntekter. Det er et stort utfallsrom avhengig av utenlandsk kraftpris og variasjoner i været.

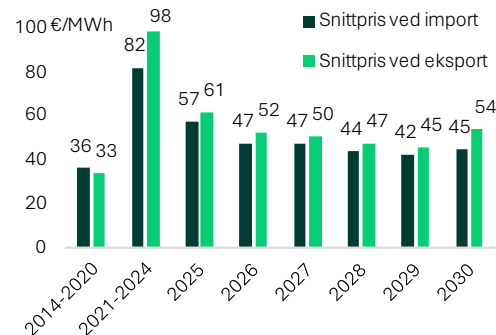
Utvexlet energi mellom Norge og utlandet i TWh historisk og simulert for 2025-2030 i vår Basis



Historikk på inntektene fra kraftutveksling i perioden 2014-2024 og simulerte inntekter i Basis mot 2030



Gjennomsnittspris per solgte og kjøpte MWh på forbindelsene til utlandet. Historiske snitt og simuleringer mot 2030.

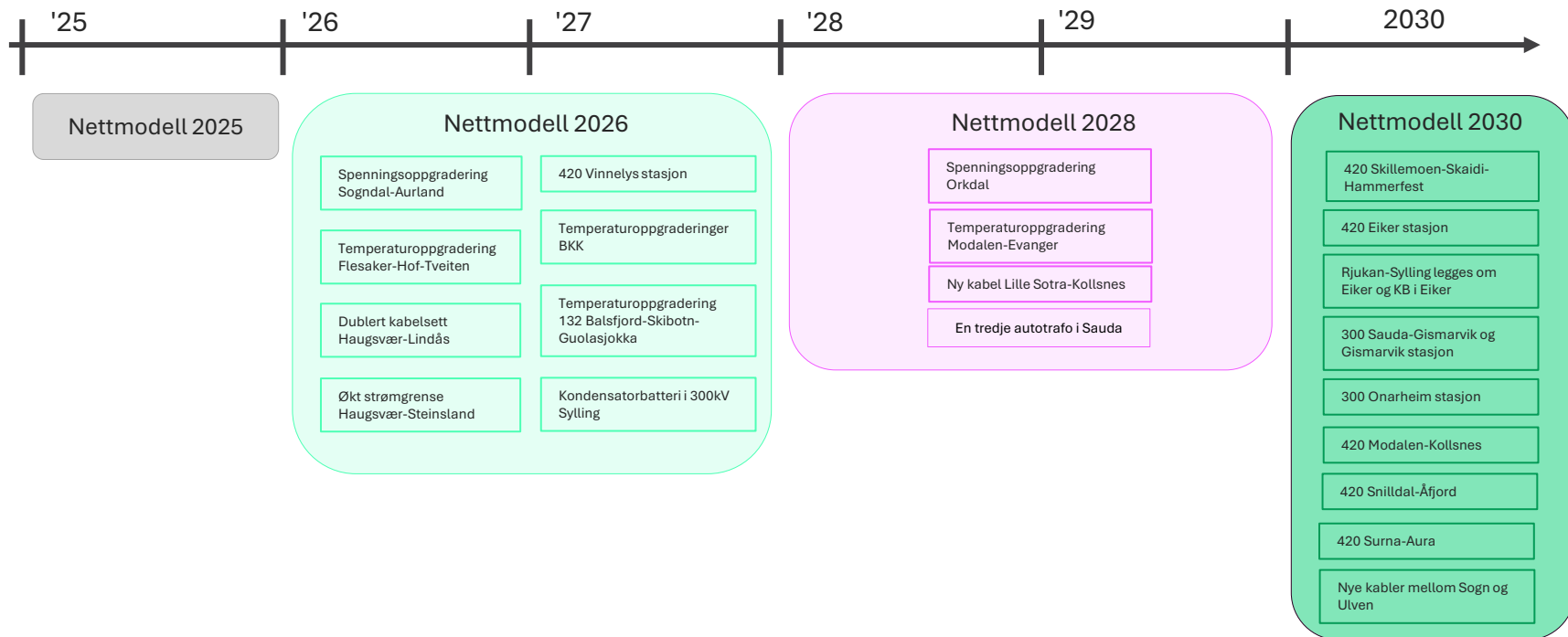


Statnett

Vedlegg



Oversikt over nettoppgraderinger per analyseår

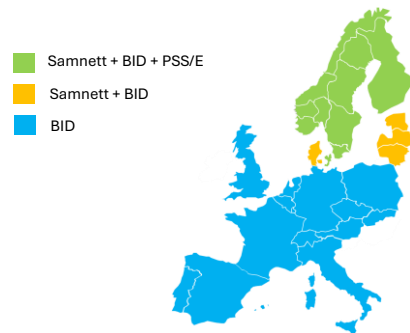


Modelloppsettet vi bruker for kraftmarkedsanalyser

Statnett bruker to kraftmarkedsmodeller, **BID3** og **Samnett**, for å simulere kraftmarkedet og gjøre ulike beregninger av hele kraftsystemet i samspill. Både markedet i Europa, driften av vannkraftsystemet i Norge og Sverige, og den fysiske kraftflyten i nettet i Norge og Norden. Disse er optimeringsmodeller med algoritmer som minimerer de samlede produksjonskostnadene time for time i det samlede kraftsystemet i Norden og Europa, innenfor alle restriksjoner gitt av nett og produksjonsapparat. Gitt fri konkurranse og rasjonelle aktører gir dette en gjengivelse av markedet. I Samnett har vi i tillegg kobling til en fysisk nettmodell gjennom **PSS/E**. Denne er basert på Kirchhoffs lover som beregner tilhørende lastflyt time for time. Med PSS/E identifiseres viktige snitt og nettmodellen til Samnett lages. Dette gjør Samnett i stand til å modellere flytbasert markedskobling for håndtering av flaskehalser med budområder.

For å få god nok representasjon av det europeiske markedet dekker våre to hovedmodeller nesten hele det europeiske kraftsystemet. Her er alle kraftverk, alt forbruk, handelskapasiteter og lagring beskrevet med høy grad av nøyaktighet. I Norden er i tillegg hele transmisjonsnettet detaljert beskrevet. For å få en best mulig representasjon av hele systemet bruker vi derfor en kombinasjon av Samnett og BID3 der sistnevnte gir simulerte prisrekker for det kontinentale og britiske markedet som inngangsdata til Samnett. Denne todeling er viktig ikke bare fordi det ville vært ekstremt numerisk krevende å løse hele problemet samlet, men fordi Samnett og BID3 har ulike styrker og egenskaper. Der Samnett er god på vannkraftmodellering og nett, er BID3 best på kraftmarkeder dominert av varmekraft og er bedre på å modellere forbruksfleksibilitet, batterier og hydrogen.

For å få frem hvordan været påvirker produksjon og forbruk, bruker modellene detaljert værhistorikk for 29 år (1988–2016) i hele Europa omgjort til vind, sol og vannkraft time for time, og temperaturkorrigering av forbruket. Slik simulerer vi 250 000 ulike og realistiske tilstander kraftsystemet kan være i for hvert år vi analyserer. Disse timene er simulert sekvensielt time for time, og gir oss alt fra CO₂-utslipp, kraftpriser per område, nettap, kraftflyt, magasinfyllingsgrad, bedriftsøkonomisk inntjening til kraftverk, flaskehalsinntekter, produsent- og konsumentoverskudd m.m.



- Samnett + BID + PSS/E
- Samnett + BID
- BID

PSS/E: Teknisk nettmodell som gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne kapasitetsgrenser i nettet til bruk i Samnett.

Nettmodell og snitt



Øyeblikksbilder til nye nettanalyser

Samnett: Integrert markeds- og nettmodell. Simulerer de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time. Har integrert nettmodell og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med budområder og flytbasert markedskobling. Dekker Norden og Baltikum.



Kontinentale prisrekker

BID3: Kraftmarkedsmodell som med optimeringsalgoritmer simulerer de løpende driftskostnadene for å møte krafttterspørselen time for time. Brukes i Statnett til å gjengi det kontinentale markedet – og gir prisrekker som inngangsdata til Samnett.

Vi oppdaterer faste scenarioer – gir Statnett-relevant utfallsrom

I LMA og KMA bygger vi analysene og drøftingen rundt et fast sett av scenarioer for utviklingen fra nå og til 2050. Disse er utformet for å gi et godt utgangspunkt for videre analyser av behovet for og nytten av nett:

- Tre scenarioer for markeds- og prisutviklingen samlet i Europa og Norge: **Basis**, **Høypris** og **Lavpris**
- Tre scenarioer for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: **Lav**, **Medium** og **Høy**

Scenarioene for markeds- og prisutviklingen dekker hele Europa. Her gir Basis vår *forventning* til prisutviklingen både i Europa og Norge. Høypris og Lavpris gir et utfallsrom for kraftprisnivå og variasjon over tid som begge er viktige faktorer for nytten av nett i Norge.

Scenarioer for markeds- og prisutviklingen – i KMA-kontekst

Alle scenarioene oppnår samme grad av utslippsfri kraftproduksjon, men scenarioene har ulik forbruksvekst og brensels- og CO₂-priser.

Basis: Vår forventning til utvikling i priser for gass, kull og CO₂, forbruk og produksjon

Lavpris: Lavere priser for gass, kull og CO₂, samt noe saktere vekst i forbruket

Høypris: Høyere priser for gass, kull og CO₂, samt noe raskere vekst i forbruket

Scenarioene for norsk forbruk og produksjon bretter ut et utfallsrom for veksten i Norge og dermed også behovet for nett. Og siden Statnett både påvirker utviklingen og vi uansett må håndtere utviklingen som kommer, er vi i analyserapporten tydelige på at ingen av scenarioene for forbruk og produksjon representerer *vår forventning*. Vi har scenarioene Lav, Medium og Høy.

På lang sikt er utviklingen av forbruk og produksjon er i stor grad uavhengig av scenarioene for markeds- og prisutviklingen i Europa, og scenarioene kan dermed kombineres. På kort sikt er det imidlertid større sammenheng og noen kombinasjoner vil derfor være mindre sannsynlige.

Scenarioer for forbruk og produksjon i Norge – i KMA-kontekst

Utslippskutt og industrivekst er driverne bak alle scenarioene, men scenarioene har ulik veksttakt i forbruket.

Medium: Vårt "midterste" scenario, da ingen av scenarioene er vår forventning.

Lav: Færre prosjekter realisert, samtidig som mer ENØK gir en lavere forbruksvekst. Produksjonsprognosen er den samme som i Medium.

Høy: Flere prosjekter blir realisert, som følge av mindre forsinkelser og gir høyere forbruksvekst. Produksjonsprognosen er den samme som i Medium.