



Kortsiktig Markedsanalyse 2024-2029

September 2024

Statnett

Forord

Statnett utarbeider en ny Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) hvert år, for å forstå og holde oversikt over utviklingen i kraftsystemet fem år fram.

Årets analyse viser at overgangen til utslippsfri kraftproduksjon går fort i hele Europa. Elektrifiseringen og utviklingen av grønne industrier går imidlertid saktere enn tidligere forventet. En av konsekvensene er stadig flere timer der kraftprisene faller ned til og under null. Dette gjør det mindre lønnsomt å bygge ut ny produksjon og at mer av den allerede utbygde produksjonen går til spille.

I Norge bygges det lite ny kraftproduksjon. Parallelt ligger det an til en betydelig forbruksvekst de neste fem årene. Utviklingen av det nye forbruket går imidlertid saktere enn i våre tidligere prognoser, og usikkerheten i tempoet er stor. Dette gjør at energibalansen holder seg positiv lengre enn i fjorårets analyse.

Utsatt forbruksvekst gir Statnett noe mer tid til å gjennomføre enkelte nettinvesteringer. Men betydelige prisforskjeller og fortsatt store muligheter for høy forbruksvekst viser at behovet for planlagte nettførsterkninger står stødig.

Gunnar Løvås
Konserndirektør Kraftsystem & Marked

Anders Kringstad
Direktør Markedsanalyse

Statnett 2. september 2024

Analsen og rapporten er laget av Katrine Storaker, Erlend Østensen, Rolf Korneliussen, Georg Devik, Julie Gunnerød, Eirik Cuesta og Eirik Bøhnsdalen med bidrag fra flere.



Sammendrag – Europa

- På bare to år har energisituasjonen i Europa blitt mye bedre og energikrisen er nå i praksis over. Nesten all russisk gass er erstattet av LNG, fornybar produksjon og lavere forbruk. Dette har gitt mye lavere gass- og kraftpriser. Det kan fortsatt bli en viss knapphet vinteren 2025, men etter dette vil ny LNG globalt gi bedre tilgang.
- Den europeiske energiomstillingen fortsetter i høyt tempo. Utviklingen drives av politiske mål og tiltak, fallende teknologikostnader og sikkerhetspolitikk. En mye raskere omstilling i Kina og til dels USA forsterker utviklingen.
- Det er særlig høy fart i overgangen til utslippsfri kraftproduksjon. Bare i 2023 og 2024 vil det bli bygget ut rundt 250 TWh sol- og vindkraft i Europa. En ytterligere utbygging på flere hundre TWh gir i vår basisprognose* en samlet fornybarandel på 60 % i 2029 i området dekket av våre modeller**. Dette er lavere enn målene for 2030, men mye mer enn i dag. Sammen med kjernekraften gjør dette at mer enn 77 % av kraftproduksjonen er utslippsfri allerede i 2029.
- Lave kostnader gjør at det bygges ut mest solkraft. Men det er også en økende utbygging av land- og havvind. Kjernekraften holder seg på dagens nivå i analyseperioden mens mange kullkraftverk legges ned.
- Veksten i det europeiske kraftforbruket blir trolig mer moderat de første årene enn tidligere antatt. Elektrifiseringen har fortsatt ikke kommet skikkelig i gang. Samtidig har det europeiske kraftforbruket gått ned de siste årene. Sterk konkurranse fra Kina og USA gir mer usikkerhet om utviklingen av grønne industrier i Europa.
- En dramatisk økning i antall timer med priser ned mot null dominerer prisutviklingen de neste årene. I Basis er prisene under 10 €/MWh i mer enn 30 % av tiden i mange land fem år fram. Årsaken er raskere vekst i vind- og solkraft enn i forbruk og fleksibilitet. Dette reduserer snittprisene til rundt 55-70 €/MWh på kontinentet og i UK i 2029. Mye solkraft gir ca. 50 % lavere priser på sommeren enn på vinteren.
- Mer nullpriser gir lavere lønnsomhet for ny vind- og solkraft, og øker utbetalingene av økonomisk støtte. Det gjør også at kjernekraften i blant annet Frankrike må produsere mindre i perioder.
- Større prisvariasjon øker lønnsomheten av å bygge ut fleksibilitet. Og i 2029 vil trolig batterikapasiteten i EU og UK være opp mot 80-100 GW. Fleksibel bruk av elkjeler vil også øke mye. Høye teknologikostnader gjør at produksjonen av hydrogen blir lav og ufleksibel de første årene.
- Mer forbruk og utfasing av regulerbar kullkraft vil gi klart strammere effektbalanser i timer med lite vind og sol. Dette vil gi flere og høyere pristopper. Samtidig vil trolig kapasitetsmarkeder og andre støtteordninger sikre at balansene holder seg på et akseptabelt nivå, blant annet med utbygging av batterier og hydrogenklar gasskraft.
- Hvor stor veksten blir i timer med overproduksjon og priskollaps, og hva som blir responsen på dette, er det største usikkerhetsmomentet for prisutviklingen i Europa de neste årene. I tillegg bidrar prisutviklingen på gass og CO₂-kvoter.
- For utviklingen av forbruk og produksjon er det størst usikkerhet knyttet til utviklingen av industriforbruket og om økt støttebehov til fornybar produksjon reduserer utbyggingstakten.

* Basis er vår beste prognose for den samlede markedsutviklingen i Europa.

**Her er ikke Spania og Portugal medregnet. For Europa samlet vil fornybarandelen derfor være enda høyere.

Sammendrag – Norge

- I Norge gir elektrifisering og ny industri en vekst i forbruket på 20 TWh til 2029 i scenarioet Medium*. Veksten er lavere og forskjøvet sammenlignet med forrige analyse. Det tar lengre tid enn hva mange aktører har varslet før nytt forbruk blir realisert.
- Utfallsrommet for forbruksveksten er større nå enn for ett år siden. Drivkreftene for vekst er fremdeles sterke, og mange planlagte prosjekter kan gi en ketchupeffekt og høy samlet vekst. Men som ellers i Europa kan sterk konkurranse fra Kina og USA om utvikling av grønn industri, høye kostnader for hydrogen og ulike utfordringer gjøre at trenden med utsettelse av veksten fortsetter.
- Det blir trolig lite ny kraftproduksjon i Norge de første fem årene. I Medium har vi ingen ny vindkraft og til sammen i overkant av 6 TWh vekst i sol- og vannkraft. Dermed reduseres overskuddet på den gjennomsnittlige norske energibalansen til 3 TWh i 2029.
- Mer forbruk og lite ny regulerbar kraftproduksjon gir en svakere effektbalanse både i Norge og Norden. Dette gir oftere situasjoner hvor prisen blir så høy at noe forbruk vil koble ut, eller høy nok til å sikre import fra naboland.
- Kraftprisene i Sør-Norge er i snitt 50-55 €/MWh i 2029, i markedsscenarioet Basis og med en forbruksutvikling som i Medium. Lavere priser på kontinentet og i UK utligner priseffekten av en svakere energibalanse i Norge.
- Snittprisene i Nord- og Midt-Norge holder seg lavere – rundt 25-40 €/MWh. Årsaken er flaskehalsen i nettet og overskudd på energibalansen i Nord-Norge og Nord-Sverige.
- Utfallsrommet i snittprisene i 2029 er i vår analyse på 35-80 €/MWh i Sør-Norge og 15-75 €/MWh i Nord- og Midt-Norge. I hvilken grad økt forbruk reduserer energibalansene i Norge, og hvordan prisene utvikler seg i våre naboland er de viktigste usikkerhetsfaktorene for norske priser, i tillegg til været.
- Flere nullpriser på kontinentet og i UK gjør at vannkraftprodusentene må sette ned salgsprisen enda mer på sommeren. Dette gir større sesongvariasjon i prisene, særlig i Sør-Norge.
- Lavere priser på sommeren reduserer lønnsomheten av solkraft og uregulert vannkraft i Norge. Samtidig gir mer prisvariasjon økt lønnsomhet av effekttoppgradering for vannkraft.
- Hvis alt forbruk som har reservert kapasitet i Norge blir realisert vil dette gi 20-25 TWh i underskudd på energibalansen i 2029. Dette vil gi mye høyere priser i Norge enn i andre land.
- Stor prisvariasjon og fortsatt høye prisforskjeller gir høy nytte av kraftutveksling internt i Norge og med utlandet. Dette bekrefter behovet for å øke kapasiteten i sentrale transportkanaler i transmisjonsnettet. Muligheten for ekstra høy vekst i forbruket forsterker behovet for planlagte nettinvesteringer.

* Medium er det midterste av tre scenarioer for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge. Vi har ikke noe forventningsscenario for utviklingen av norsk forbruk og produksjon, slik vi har gjennom scenarioet Basis for kraftprisene og markedsutviklingen i Europa .

Fokus, metode og hovedforskjell fra forrige KMA

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.

Utviklingen av forbruk, produksjon, kraftflyt og kraftpriser i Norge er sterkt avhengig av utviklingen i landene rundt oss. Våre markeds- og nettanalyser dekker derfor i sum kraftmarkedet i Norden og Europa, driften av vannkraftsystemet og kraftflyten i det norske nettet i samspill.

I denne utgaven av KMA ser vi ekstra på overgangen til utslippsfri produksjon i Europa – og hvordan dette påvirker prisene i Norge.

Vi bygger analysen på data om utviklingen og modellsimuleringer

Vi starter med å oppdatere databeskrivelsen av dagens kraftsystem, både i Norge og i de delene av Europa som dekkes av våre markedsmodeller*. 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 kontraktspriser som prognose for gass og kull de første årene.

For å belyse relevante sammenhenger i markedet og kraftpriser simulerer vi hele det sammenkoblende kraftsystemet ved hjelp av våre to system- og markedsmodeller Samnett og BID3.** I denne analysen har vi simulert hvert år i analyseperioden for seg. For å fange variasjonen i været er datasettet for hvert år i analyseperioden simulert over 29 historiske værår.

Markedsanalysene våre har et fast sett av hovedscenarier**. Disse er utformet for å gi 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.
- Fire scenarier for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: Lav, Medium og Høy - hvor ingen er vår forventning.

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

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.

Hovedforskjeller fra forrige KMA

De viktigste forskjellene fra forrige KMA er som følger:

- Enda større andel timer der prisene faller til null på kontinentet og i UK, drevet av raskere vekst i solkraft og lavere vekst i forbruket.
- Lavere og forskjøvet vekst i det norske kraftforbruket – men fortsatt betydelig reduksjon i det norske kraftoverskuddet.
- Lavere kraftpriser i snitt.

*Våre modeller dekker Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Belgia, Nederland og Storbritannia (ca. 80 % av Europeisk forbruk og produksjon). Øvrige land har lav/ingen utvekslingskapasitet og betyr lite for kraftprisen.

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



Del 1:
Forbruk, produksjon, nett og brenselspriser

Europa

Denne delen handler om politikk og drivere, fysisk utvikling av produksjonskapasitet og forbruk – og utviklingen i brenselsmarkeder og CO₂-pris.

Energikrisen er over – og gir mer normale gass- og kullpriser

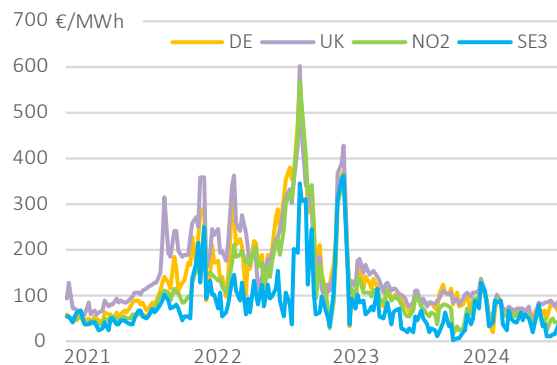
Energikrisen fra 2021/22 er nå i all hovedsak over. Bortfallet av russisk gass er erstattet av LNG, mer fornybar og redusert energibruk. Derfor er prisene på gass tilbake på et mye lavere nivå på 30-40 €/MWh. Dette er fortsatt høyere enn før krisen, men mye nærmere normalen og de grunnleggende produksjonskostnadene. Det er fortsatt en liten risiko for høyere priser vinteren 2025, men fra 2026 vil mye ny LNG produksjon globalt i stor grad fjerne denne risikoen. Kullprisen er også normalisert rundt 110 \$/tonn.

Normaliseringen etter energikrisen har gått fort. Dette viser hvordan økonomiske drivkrefter og målrettet politikk dytter markedet tilbake i retning av likevekt relativt raskt. Fremover kan det fortsatt komme nye kriser, men siden det er så sterke krefter for normalisering er det vanskelig å se for seg at omfattende kriser kan vedvare over lang tid.

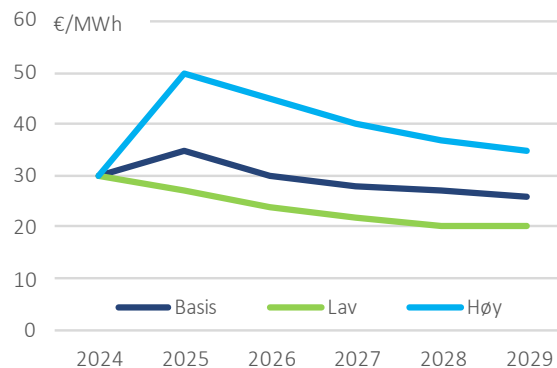
Prisene på gass og til dels kull har fortsatt mye å si for kraftprisene. I Basis legger vi til grunn at brenselprisene holder seg omtrent på dagens nivå de neste fem årene. Dette er basert på finansielle kontraktspriser og eksterne prognoser*. Større sikkerhet for at energikrisen nå er passert gir lavere gasspris de første tre årene sammenlignet med i forrige KMA.

Selv om energikrisen er over er det fortsatt en betydelig usikkerhet om prisene på gass og kull. Blant annet kan det bli en periode med global overproduksjon av LNG på slutten av analyseperioden – og dermed lavere priser enn i Basis. Motsatt er det fortsatt en mulighet for økt knapphet og noe høyere priser. Vi viser konsekvensene for kraftprisene av alternative prisbaner for gass og kull i scenarioene Lavpris og Høypris.

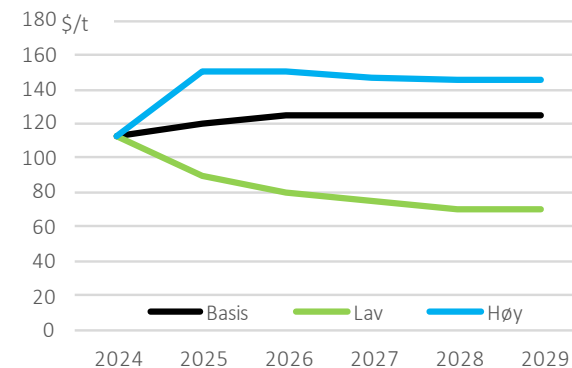
Historisk kraftpris, ukessnitt



Europeisk gasspris i våre tre hovedscenario, snitt over året



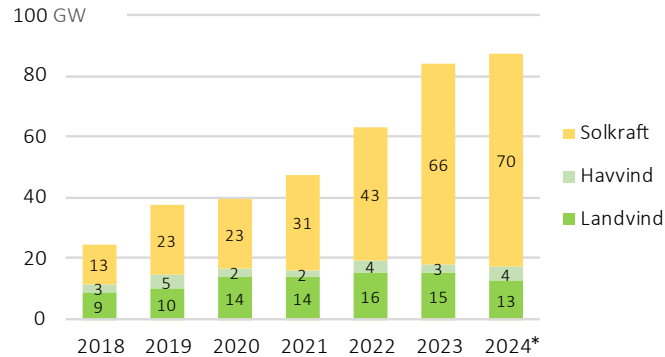
Europeisk kullpris i våre tre hovedscenario, snitt over året



*Vi bruker IEA, Bloomberg, LSEG og Rystad som kilder til prognoser og priser for utviklingen av gass og kullmarkedet.

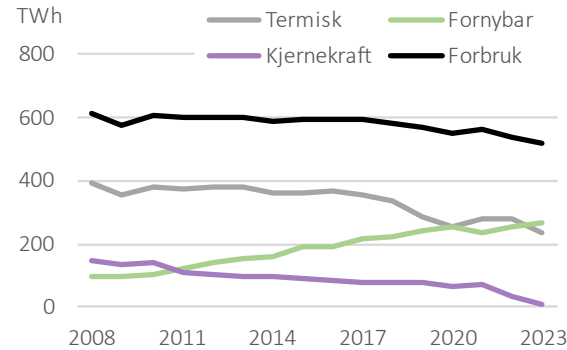
Europa – mer fornybar og lavere forbruk gir raskt utslippsfri kraft

Årlig utbygging av sol og vind i Europa (installert effekt)



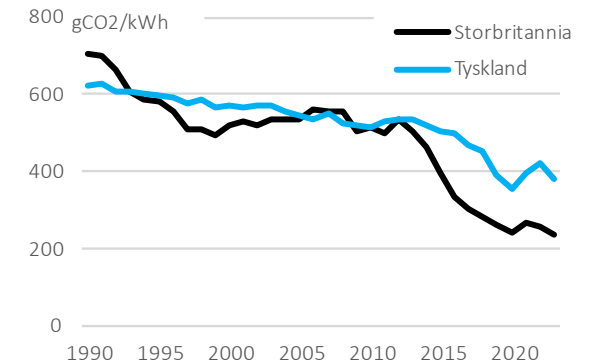
Kilde: BNEF. *Forventet for hele året

Historisk forbruk og produksjon i Tyskland (TWh)



Kilde: Ember, juli 2024

Utslipp fra kraftproduksjon i UK og Tyskland, i snitt over året



Kilde: [Our world in data](https://ourworldindata.org/)

Den årlige utbyggingen av fornybar fortsetter å øke. 2023 ble et rekordår med en samlet europeisk utbygging på rundt 85 GW sol- og vindkraft. I 2024 ligger det an til å bli bygget ut ytterligere nesten 90 GW. Samlet for 2023 og 2024 utgjør dette ca. 250 TWh i økt produksjon. I EU og UK var det en samlet produksjon av sol og vindkraft på 825 TWh i 2023.

Høye priser og lavere økonomisk vekst førte til en videre nedgang i europeisk kraftforbruk i 2023, i hovedsak drevet av lavere industriforbruk. Forbruket er nå lavere enn det var etter finanskrisen (2009) og under pandemien (2020). Første halvår i 2024 har imidlertid forbruket økt noe, men europeisk industri står i hard konkurranse med USA og Kina. Det er fortsatt usikkert hvor mye av industriforbruket som kommer tilbake.

Økningen i sol- og vindkraft og samtidig lavere forbruk, har gitt en rask økning i fornybarandelen av den samlede kraftproduksjonen de siste par årene. I Tyskland bidro redusert forbruk like mye til økningen i fornybarandel som den rekordstore utbyggingen av sol og vindkraft.

I EU var fornybarandelen 44 % i 2023. Vind og solkraft sto for 27 %. Første halvår 2024 har vind og sol stått for 30 % av kraftproduksjonen i EU, mens fossilt sto for 27 % (Ember, juli 2024).

Høyere fornybarandel ga en historisk stor reduksjon i CO₂ utslippene i 2023 sammenlignet med året før. Innenfor EU ETS var reduksjonen på 15,5 %, og med dette er nå utslippene i kvotepliktige sektorer ca. 47 % lavere enn 2005-nivå (EU kommisjonen). Utslippene fra kraftproduksjonen i EU ble redusert med hele 19 % sammenlignet med 2022 (Ember).

Mye større tempo globalt forsterker energiomstillingen i Europa

De siste årene har farten i den globale energiomstillingen økt kraftig – særlig i overgangen til utslippsfri kraftproduksjon. I 2023 ble det bygget ut mer enn 500 GW fornybar kraftproduksjon globalt, en økning på 50 % fra 2022. De nærmeste årene øker utbyggingstakten ytterligere. I det konservative scenarioet til IEA* gir dette en global vekst i produksjonen av fornybar kraft på 8300 TWh fra 2022 til 2030, til en markedsandel på 47 %.

Kina leder nå an i den globale energiomstillingen. I 2023 installerte Kina alene 216 GW solkraft, og mellom 2022 og 2030 vil Kina bygge ut ca. 3000 TWh sol og vindkraft. Sammen med vann- og kjernekraft vil ca. 55 % av den samlede kinesiske kraftproduksjonen være utslippsfri i 2030, opp fra 35 % i 2022. Dette til tross for at kraftforbruket øker med hele 2800 TWh i samme periode – like mye som hele dagens europeiske kraftforbruk (IEA WEO 2023).

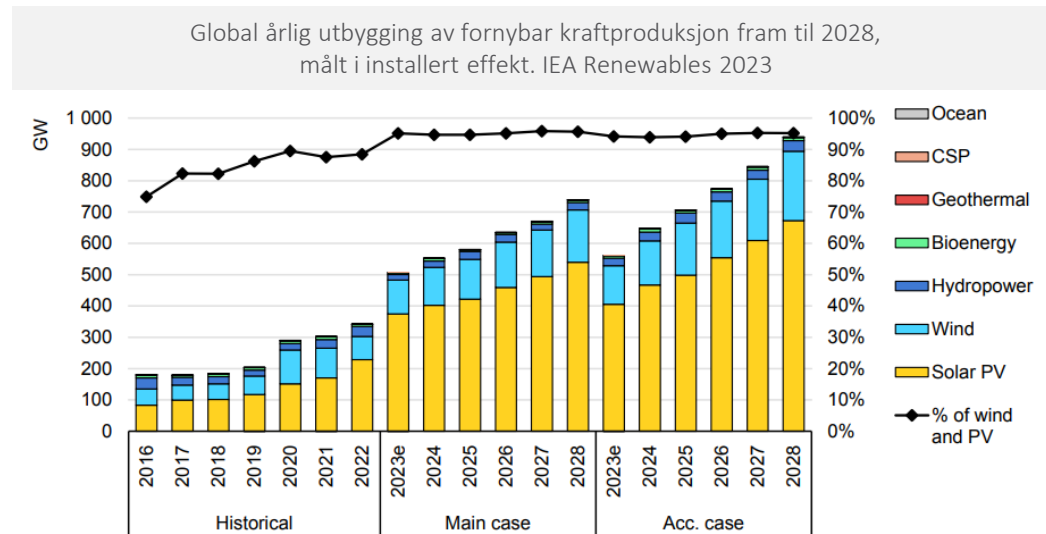
En av årsakene til den høye kinesiske veksten er at det nå koster mindre å bygge ny solkraft enn å drifte eksisterende kullkraft. Dette gjør utbyggingen lønnsom uten direkte statlige subsidier (IEA Renewables 2023).

Kina har allerede store markedsandeler globalt i grønne industrier, og satser sterkt på videre vekst. Mye av økningen i kraftforbruket de neste årene er derfor knyttet til økt produksjon av solcellepaneler, batterier, elbiler og prosessering av materialer for grønne industrier.

Elektrifiseringen av kinesisk veitransport skjer også i et høyt tempo. I 2023 ble det solgt 8 millioner nye elbiler i Kina og allerede til 2025 kan andelen av nybilsalget være 50 %. Innen 2035 vil el-andelen trolig være ca 80 % samlet for alle nye biler, busser og vogntog (Global EV Outlook 2024, IEA).

USA bygger også ut mye sol og vindkraft, og satser i likhet med Kina på å bygge opp grønne industrier. Støttepakken IRA har alene gitt investeringsbeslutninger for over 130 mrd. \$ innen produksjon av blant annet batterier, elektrolyseanlegg, solcellepaneler, vindturbiner og elbiler.

En raskere global omstilling gir lavere teknologikostnader og forsterker den europeiske omstillingen. Sterkere konkurranse fra Kina og USA innen grønne industrier gir samtidig større usikkerhet om energiforbruket til europeisk industri. Eksempelvis er det meste av solcellepanelene i Europa importert fra Kina og nå er også kinesiske elbiler i ferd med å bli en sterk konkurrent. Hvordan EU og de europeiske landene skal sikre egen industri og unngå for stor avhengighet av import, er derfor et sentralt tema.



IEA. CC BY 4.0.

* Hentet fra IEAs World Energy Outlook 2023, og scenarioet STEPS. I scenarioet for annonsert politikk – APS – er veksten enda større med 10700 TWh ny fornybar produksjon fra 2022 til 2030. Rapporter fra Bloomberg og Rystad viser tilsvarende vekst.

Energipolitikken må balansere ulike hensyn – kvotemarkedet er sentralt

Vedtatte politiske mål og tiltak er en sterk pådriver for energiomstillingen i Europa de nærmeste årene, sammen med fallende teknologikostnader og økt fokus på sikkerhetspolitikk. Eksterne prognoser viser at EU og UK trolig kommer nært både utslipps- og fornybarmålene for 2030. Samtidig må EU og nasjonale myndigheter balansere omstillingen opp mot flere hensyn:

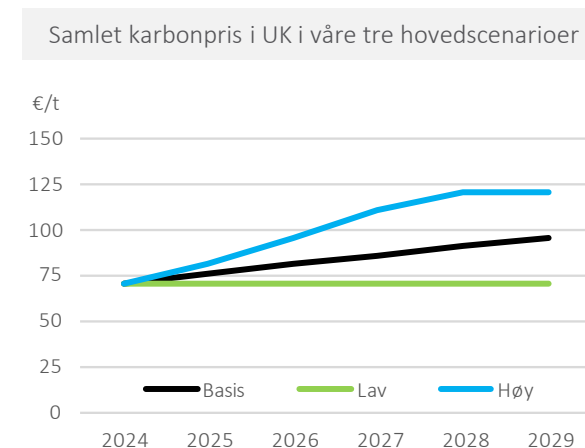
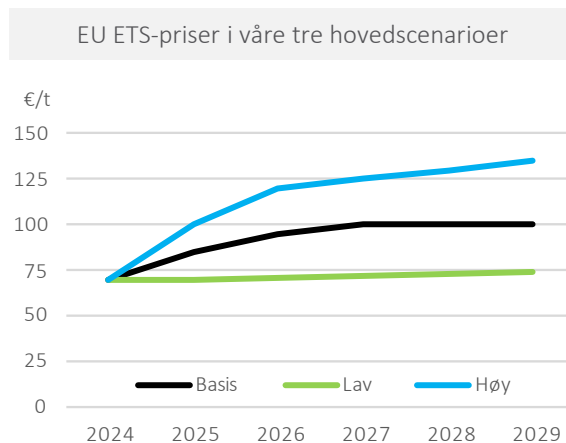
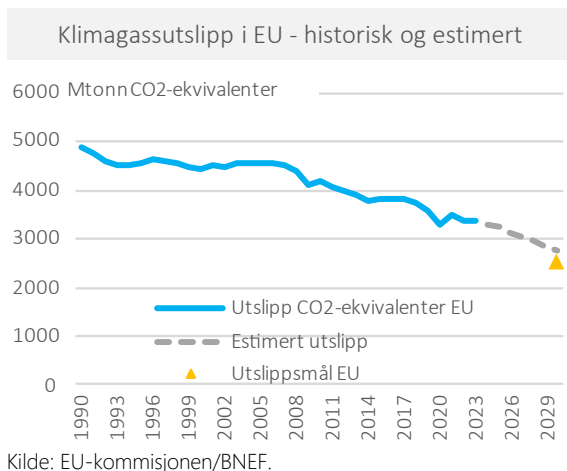
- Finne en akseptabel fordeling av ulike kostnader
- Sikre industrien og konkurransekraften med Kina og USA
- Skape folkelig aksept og støtte

Kvotemarkedet (EU ETS) er et sentralt virkemiddel for utslippskutt i EU. Dette forsterkes av at inntektene fra kvotemarkedet også har blitt en viktig kilde til å finansiere den grønne omstillingen. EU har både vedtatt et mål om 62 % utslippskutt innen EU ETS, samt endringer som sikrer at dette målet blir nådd med blant annet større årlig reduksjon i kvotetaket.

Kvotepreisen har falt det siste året, mye på grunn av flytting av fremtidige kvoter for å finansiere REPowerEU og lavere etterspørsel fra industrien. De neste årene vil industrien øke etterspørselen når frikvotene fases ut. Sammen med større årlig reduksjonen i kvotetaket og at det ble lånt kvoter fra 2026/2027, gir dette trolig høyere priser de neste årene. I vår Basis stiger kvotepreisen fra 75 €/MWh i dag til ca. 100 €/t i 2029.

UK har et eget kvotemarked, og her har utfasing av kull, høy fornybarutbygging og lavere aktivitet i industrien gitt et stort prisfall det siste året. UK har imidlertid en flat avgift på utslipp* i tillegg som gjør at den effektive karbonprisen er betydelig høyere enn kvotepreisen.

Det er et stort utfallsrom for CO₂-prisene både i EU og UK, drevet av blant annet usikkerhet i langsiktige kostnader for å kutte utslipp, bruken av stabiliseringsmekanismer og hvor strenge utslippsmål det blir for 2040. Våre scenarier gir et utfallsrom i prisen fra 75 €/t til 125 €/t i 2029.



*Carbon price support (CPS) ble innført i UK i 2013 da ETS-prisen var for lav, og skulle gi ekstra insentiv for fossile utslippskutt. Denne er på 18 £/MWh og ligger an til å bli videreført

Europa – solkraft er billigst, fortsatt høye kostnader for havvind

Kostnadene for vind- og solkraft har gått mye ned over lang tid. Så ble det en økning i 2021-2022, drevet av høyere råvarepriser, inflasjon og renter, og knapphet i leverandørkjeder. Økningen var størst for havvind. De neste årene vil imidlertid trenden med fallende kostnader trolig fortsette.

Solkraft har de laveste teknologikostnadene. Etter den kortvarige oppgangen falt prisene for solcellepaneler med omtrent 50 % fra 2022 til 2023. Dette skyldes både teknologisk utvikling og økt konkurranse som følge av en mye større global produksjonskapasitet. Kort byggetid gir i tillegg lavere finansieringskostnader sammenlignet med andre produksjonsformer.

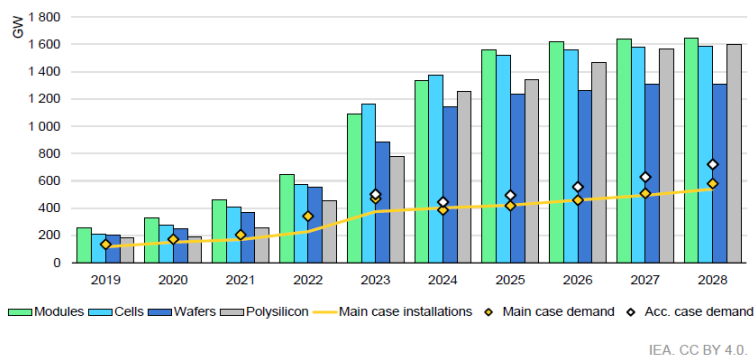
Landvind har nesten like lave kostnader som solkraft og er i mange land mer lønnsom enn solkraft som følge av høyere oppnådd kraftpris. Arealknapphet begrenser utbyggingsvolumene, men dette ser ut til å løses noe opp i flere europeiske land, med Tyskland som viktigste eksempel.

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. Det ligger likevel an til å bli lavere kostnader også for havvind de neste årene.*

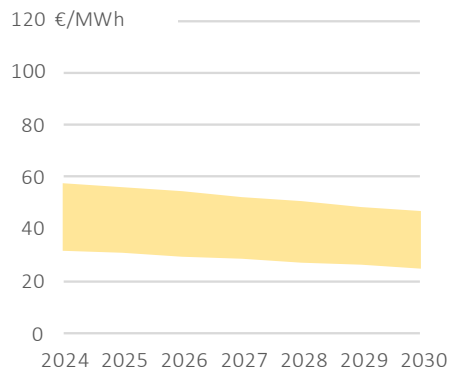
Lønnsomheten av å bygge ut sol- og vindkraft er avhengig av mange andre faktorer enn kostnadene alene. Den viktigste er oppnådd salgspris på produksjonen. Her har både havvind og landvind en fordel med mer produksjon når prisene er høyere. Dette utligner noe av forskjellen i kostnadene til solkraft.

Støtteordninger er en annen viktig faktor for å sikre tilstrekkelig lønnsomhet. Her fortsetter trenden med bruk av auksjoner for å nå utbyggingsmål. Samtidig var det i 2023 og 2024 havvindauksjoner hvor aktørene betalte for å få bygge ut. Krav gjennom EUs taksonomi og bedre salgspriser for grønne produkter kan forklare noe av dette.

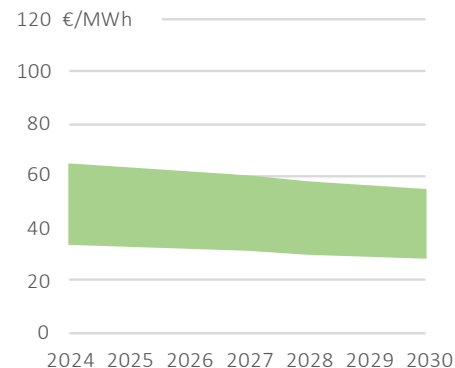
Utvikling i global produksjonskapasitet for solcellepaneler til 2028, og årlig installasjon i de to mest konservative scenarier, IEA Renewables 2023. Figuren viser stor overkapasitet globalt.



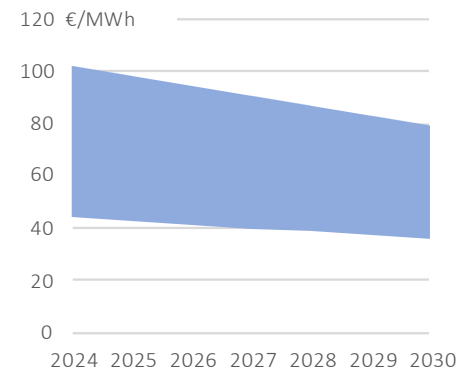
Utfallsrom LCOE solkraft Europa*



Utfallsrom LCOE landvind Europa*



Utfallsrom LCOE bunnfast havvind*



* Utfallsrommet representerer både ulik utvikling i teknologikostnader og (u)gunstig geografisk plassering. Estimaten er reelle størrelser og basert på en konsensus blant eksterne kilder som BNEF, IEA, Rystad, Thema Consulting, DNV, Volue, europeiske TSO'er, IRENA.



Utbygging av sol- og vindkraft i Europa går raskt de neste fem årene

Utbyggingen av sol- og vindkraft i Europa vil trolig fortsette i et høyt tempo de neste fem årene. I Basis har vi en samlet økning på ca. 550 TWh (360 GW) ny sol- og vindkraft til 2029, for området dekket av våre modeller. Dette er basert på konsensus i prognoser fra flere eksterne kilder.

Basisprognosen innebærer at landene når sine mål for solkraft til 2030. For vindkraft blir imidlertid ikke målene fullt oppnådd. Dette er i tråd med analyser av oppdaterte nasjonale energi- og klimaplaner som EU-landene er i ferd med å levere i henhold til REPowerEU. Disse viser at EU ligger an til å oppnå en fornybarandel på 66 % i 2030 (Ember, juni 2024). Dette er noe under målet på 72 %, men gir en stor økning fra 2023 (ca. 44 %).

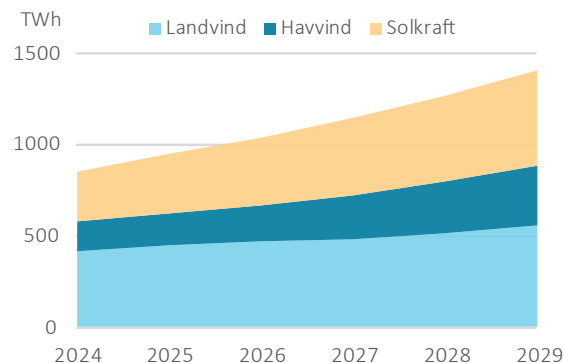
Solkraft står for størstedelen av veksten både i effekt og energi, drevet av lavere kostnader og støtteordninger. I Tyskland er det allerede installert 7 GW solkraft fra januar til juni i år. Vind på land har også lave kostnader og øker mye, særlig i Tyskland – selv om det er arealkonflikter.

Til tross for høye kostnader for havvind er det mange prosjekter under bygging og utvikling. I sum gir dette en dobling av produksjonen til 2029.

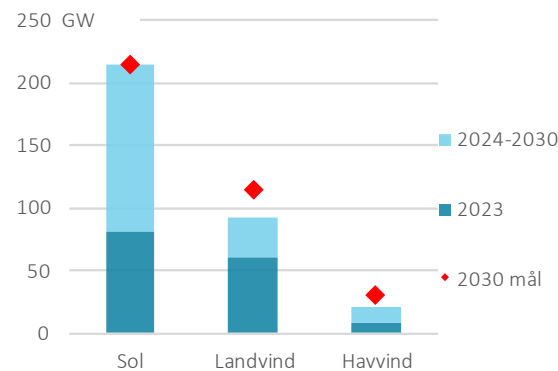
Høyere fornybarandel gir lavere kraftpriser og lavere inntjening på kraftsalg for fornybar. Dette innebærer at mer må dekkes av offentlige utbetalinger gjennom CFD-kontrakter som sikrer utbygger en minimumspris. Alternativt må de som kjøper kraft gjennom PPA'er være villige til å betale noe mer enn nivået gitt av observerte kraftpriser i markedet.

Det store spørsmålet er om utbyggingstakten for fornybar opprettholdes når kraftprisene blir lavere og utbetalingene av økonomisk støtte øker. Støtteutbetalingene vil konkurrere med andre formål på statsbudsjettene. Dette kan redusere utbyggingstakten når vi nærmer oss 2030. En annen faktor som kan begrense veksten er flaskehalsen i nettet og lange ledetider i utbyggingen av dette.

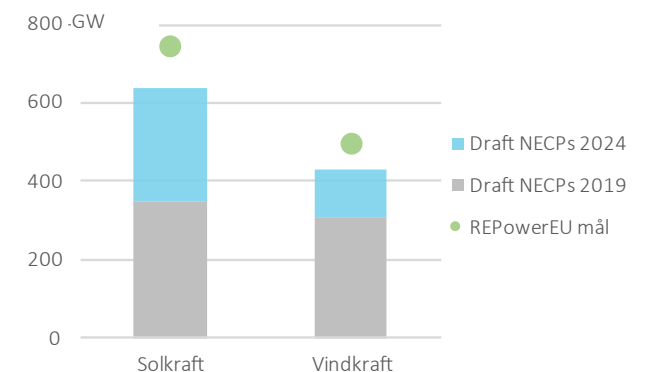
Utvikling i vind- og solkraftproduksjon i vårt modellerte område 2024-2029



Vekst i utbygging av sol og vind i Tyskland i vår prognose

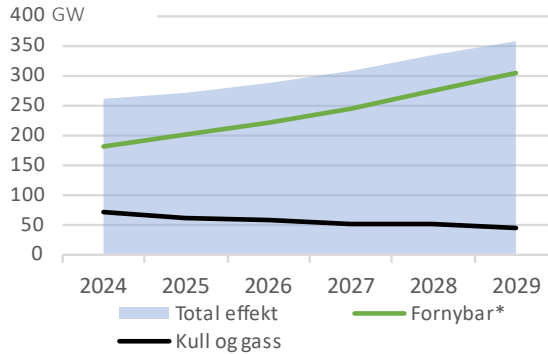


Oppdaterte nasjonale mål for installert kapasitet i vind- og solkraft nærmer seg EUs samlede mål fra REPowerEU til 2030

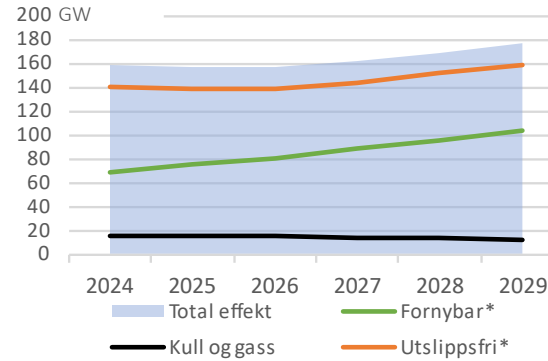


Utvikling i kraftproduksjonen i ulike land

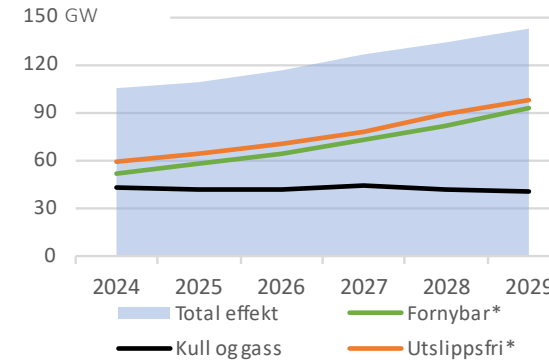
Total installert effekt Tyskland



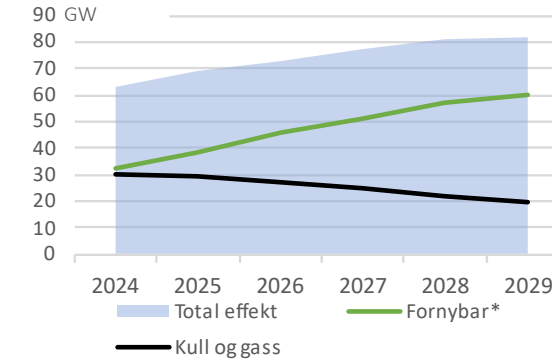
Total installert effekt Frankrike



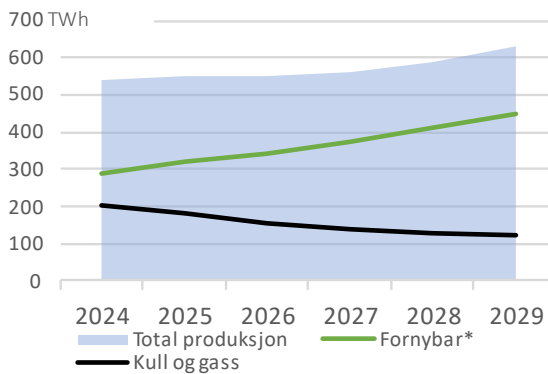
Total installert effekt UK



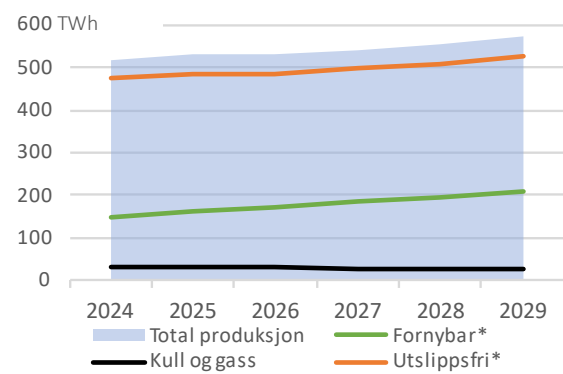
Total installert effekt Polen



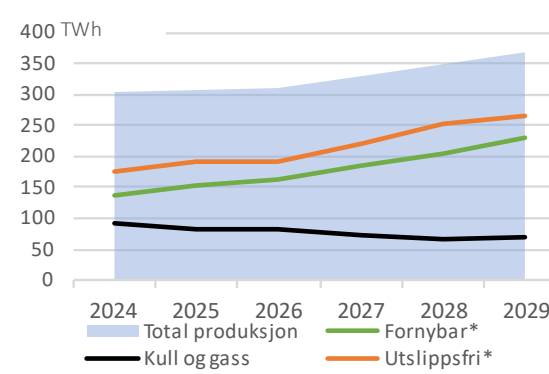
Total kraftproduksjon Tyskland



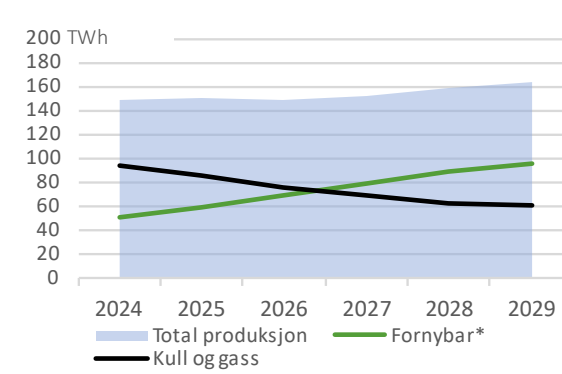
Total kraftproduksjon Frankrike



Total kraftproduksjon UK



Total kraftproduksjon Polen

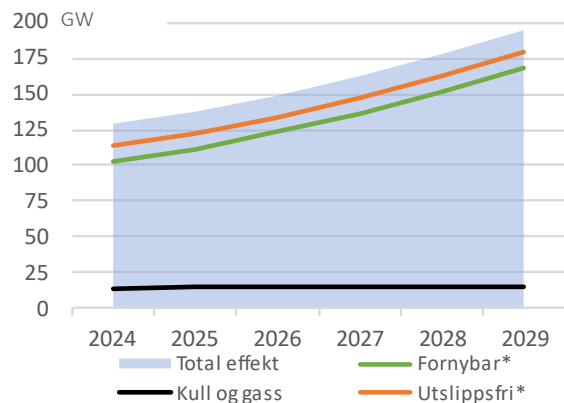


*Kategorien fornybar består av vindkraft på land, havvind, solkraft og vannkraft. Biomasse er ikke inkludert. Kategorien utslippsfri består av fornybar + kjernekraft. Produksjonstallene er simulerte resultater fra våre modeller. I Tyskland og Polen er kategoriene fornybar og utslippsfri lik.

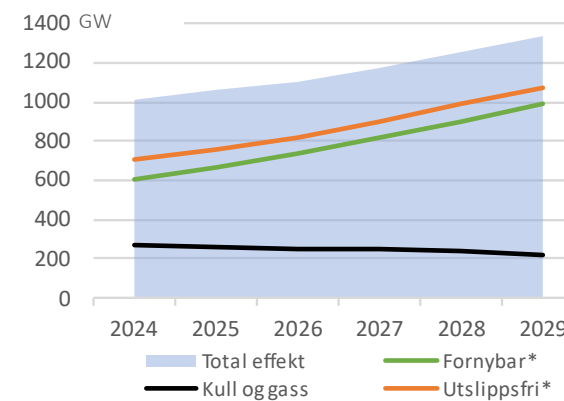


Utvikling i kraftproduksjonen i Norden og Europa samlet

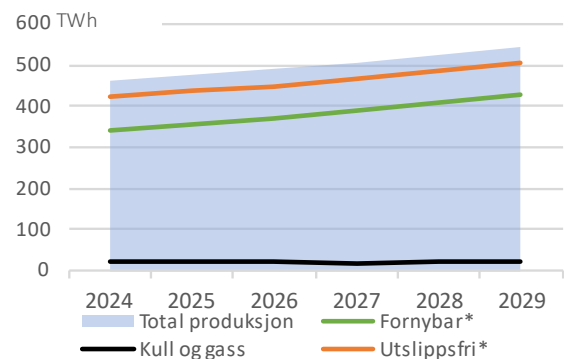
Total installert effekt i Norden og Baltikum



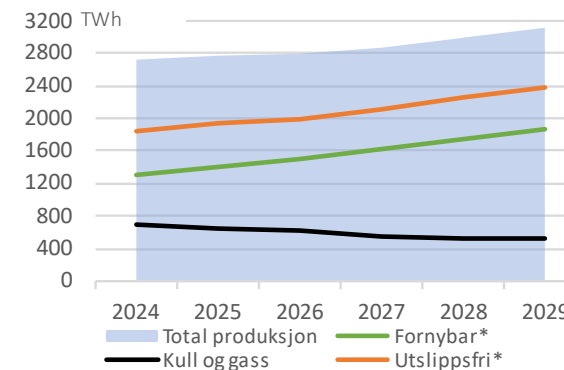
Total installert effekt hele modellerte område**



Total kraftproduksjon i Norden og Baltikum



Total kraftproduksjon hele modellerte område**



*Kategorien fornybar består av vindkraft på land, havvind, solkraft og vannkraft. Biomasse er ikke inkludert. Kategorien utslippsfri består av fornybar + kjernekraft. Produksjonstallene er simulerte resultater fra våre modeller.



Europeisk kraftforbruk vil øke – utviklingen i industrien er usikker

Vår oppdaterte prognose har en samlet vekst i det europeiske kraftforbruket på 400 TWh til 2029 i området dekket av våre modeller.* Dette er omtrent 150 TWh lavere enn veksten i fornybar kraftproduksjon.

Det er bred konsensus om at overgangen fra fossil til utslippsfri energibruk vil innebære mye elektrifisering, direkte og via hydrogen (derivater). Sammen med nytt forbruk til eksempelvis datasentre og grønne industrier vil dette gi en betydelig vekst i det samlede europeiske kraftforbruket. De siste årene har imidlertid forbruket gått ned som følge av energikrisen. Overordnet er det en bred trend at elektrifiseringen de første årene vil gå relativt sakte. Dette gjelder særlig for hydrogen og innen industrien. Selv om elektrifiseringen av veitrafikken er godt i gang, tar det tid før det blir store volumer forbruk av dette. Dette gjør at veksten i forbruket blir lavere enn utbyggingen av fornybar kraftproduksjon de første årene.

Utviklingen i industrien er en stor usikkerhet. Høye energi priser gav lavere aktivitet og dermed lavere kraftforbruk i industrien både i 2022 og 2023. Med lavere priser har noe av industrien startet opp igjen – blant annet stålprodusenter i Nederland, Ungarn og Tyskland. Men det er fortsatt flere bedrifter som opprettholder lavere produksjon eller holder stengt, og det er usikkert hvor mye som kommer tilbake.

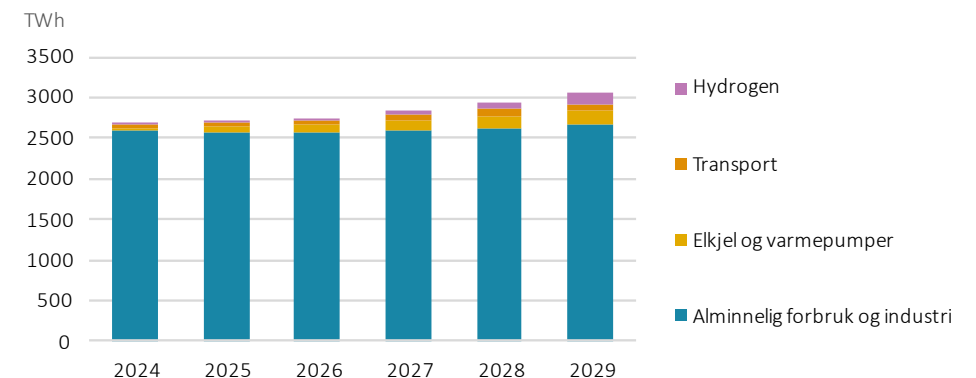
Med energiomstillingen øker industriaktiviteten globalt knyttet til produksjon av batterier, solceller, elektrolyseanlegg, vindkraftanlegg, nettkomponenter og lignende. Sterk konkurranse fra Kina og USA vil imidlertid gjøre at mye av denne produksjonen havner utenfor Europa.

I hvilken grad EU-landene lykkes med tiltak for å sikre europeisk konkurransekraft gjennom Net-Zero Industry Act, nasjonale støtteordninger og andre tiltak vil ha mye å si for hvor raskt forbruket øker.

KI og digitalisering gir høy vekst innen datasentre, og i IEAs siste prognose øker det globale kraftforbruket til datasentre med 4-500 TWh de neste tre årene. Dette kan gi større europeisk forbruksvekst enn i vår basis.

Kostnadene er fortsatt høye for produksjon av grønt hydrogen, og mange av planene for utbygging er utsatt. Det gis mye økonomisk støtte både i EU, Kina og USA for å få opp volumet og med dette redusere teknologikostnadene. Dette gir vekst allerede de kommende årene, men fra et lavt nivå. Til 2029 utgjør dette et kraftforbruk på ca. 110 TWh i Basis. Dette gir mindre hydrogen enn EUs produksjonsmål for 2030.

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



*Prognosen tar utgangspunkt i forbruksstatistikk fra Eurostat for 2023. For 2024 og utover er prognosen for er basert på et gjennomsnitt av prognosene fra blant annet BNEF, IEA, Rystad, Ember, Refinitiv, Thema, Volue, Europeiske TSOer.

Batterier og elkjeler gir mest ny fleksibilitet de første årene

Med økende fornybarandel blir det stadig flere timer der prisene faller ned mot og tidvis også under null. Dette øker lønnsomheten av fleksibilitet og energilagring som kan utnytte de lave prisene. Økt forbruk og utfasing av termiske kraftverk gir samtidig behov for mer fleksibilitet og regulerbar effekt for å dekke opp for forbruket når det er lite sol og vind. Det er også økende behov for fleksibilitet til system og balansetjenester.

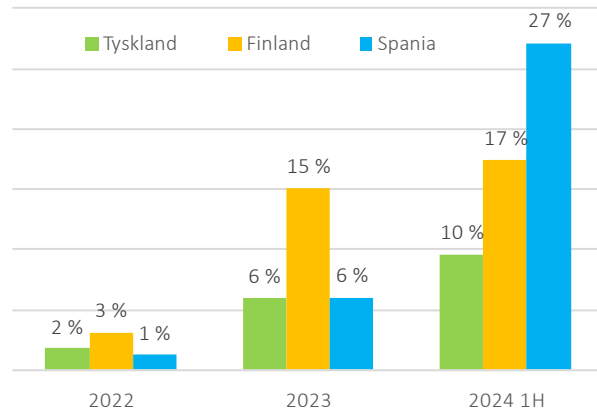
Batterier er nå en av fleksibilitetsteknologiene som vokser raskest. UK vil eksempelvis ha en kapasitet på 14 GW allerede innen 2026-27.* Årsaken er fallende kostnader og at batterier kan hente inntekter fra blant annet mer variable kraftpriser, salg av system og balansetjenester og fra kapasitetsmarkeder. I tillegg er det mange som investerer i batterier for å øke lønnsomheten av egen solkraft.

I vårt basisscenario har vi en tredobling av den samlede batterikapasiteten til 70 GW/ 210 GWh om 5 år. Dette er mye mer enn i forrige KMA.

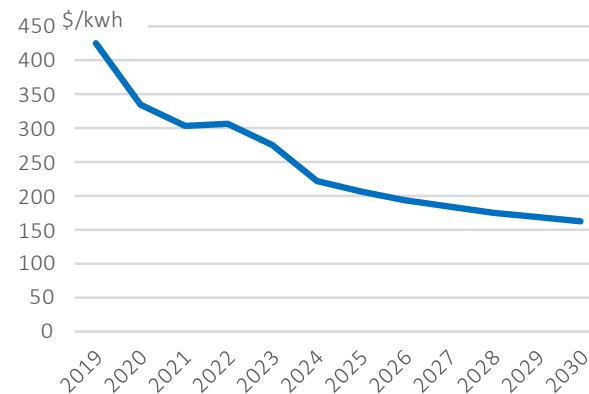
Vi venter økt bruk av fleksible elkjeler til fjernvarme og industri. Disse kan bruke kraft i større volumer når prisene er lave. Dette er en tilgjengelig teknologi som kan bidra med mye fleksibilitet innen få år. Mer volatile priser har eksempelvis gitt en investeringsboom i elkjeler i Finland, hvor mer enn 2 GW er forventet å komme på bare to år. En lignende utvikling vil trolig skje i andre land med mye industri og fjernvarme.

Med lagring kan hydrogenproduksjon på sikt bidra med mye fleksibilitet i kraftmarkedet. Det ligger imidlertid ikke an til at dette vil skje de nærmeste fem årene.

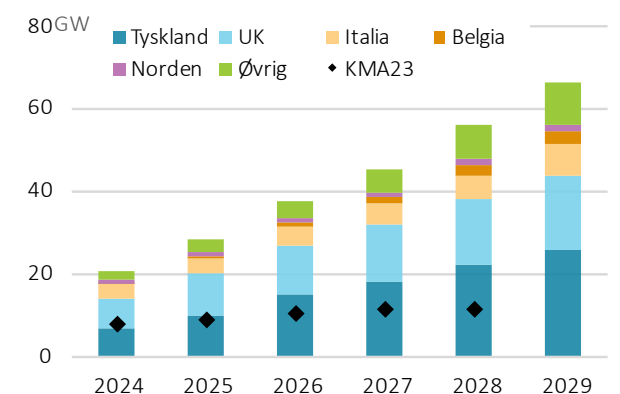
Stor økning i andel timer under 5 €/MWh



Raskt fallende kostnader for batterilagring



Installert effekt i batterier tilknyttet nettet i Basis



*Kilde: Energy Storage Report 2024, Energy-Storage News.

Kilde: BNEF 2024 Energy Storage Outlook. Tot.kost. for battericelle og øvrige kostnader

Effektbalansene utenfor Norden sikres med kapasitetsmarkeder

I perioder med lite sol og vindkraft dekkes forbruket i dag av kull, gass, vann og kjernekraftverk, samt import av fra naboerområder med overskudd. Utover i tid må mer av dette dekkes av fleksibilitet og ny og utslippsfri regulerbar effekt. Hvor fort dette skjer er usikkert og avhengig av blant annet veksten i forbruket og hvor fort kullkraftverk legges ned. Retningen er likevel tydelig og det vil bli vesentlig strammere effektbalanser allerede i kommende femårsperiode. Dette vises også i rapportene om effekttilstrekkelighet fra ENTSOE (ERAA 2023).

Det er store forskjeller i kapasitetsbehovet i ulike land. Eksempelvis vil utfasing av kullkraft i Tyskland, uten kompensierende tiltak, gi mye større effektunderskudd her enn i Frankrike som beholder sine kjernekraftverk. Eksport fra Frankrike til Tyskland når det er lite fornybar blir da mer viktig.

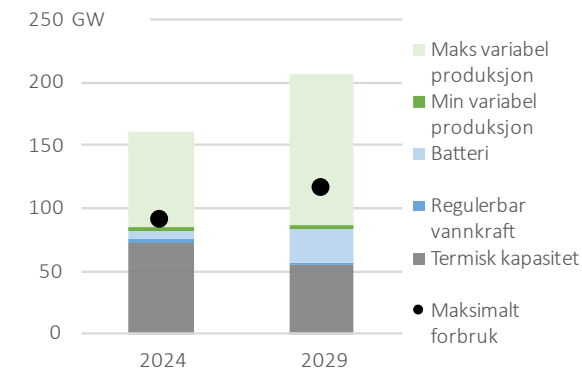
Batterier bidrar med mye ny fleksibilitet allerede de første årene. I tillegg vil fleksibelt forbruk gi et bidrag. Det er samtidig et klart behov for å bygge ut nye utslippsfrie og regulerbare kraftverk som kan levere i de litt lengre periodene med lite vind og solkraft. Dette kan være pumpekraft eller gasskraft som kan brenne biogass eller hydrogen. Tyskland satser på det siste og skal bygge 10 GW gasskraftverk fram mot 2030, som senere kan gå over til hydrogen når dette blir tilgjengelig.

Korte brukstider gir lav og usikker inntjening både for eksisterende og ny regulerbar effekt. For å sikre nok effekt har derfor mange europeiske land kapasitetsmarkeder eller andre støtteordninger. Dette er en sentral årsak til veksten i batterier – som ofte vinner fram i kapasitetsmarkeder.

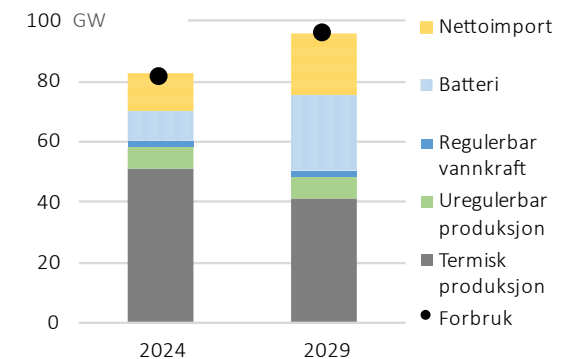
Tyskland vil støtte utbyggingen av hydrogenklar gasskraft med auksjoner. Planen er å ha en auksjon på 5 GW i hhv. 2025 og 2026. I Basis har vi lagt inn at 2 GW kommer i drift i 2029. Tyskland vil i tillegg innføre kapasitetsmarked fra 2028 – slik mange andre land allerede har innført.

I Basis blir effektbalansene vesentlig svakere de neste fem årene. Men støtte til kraftverk og batterier og mer utveksling mellom land hindrer trolig de største utfordringene. For 2029 viser simuleringene at det fortsatt er sjeldent at forbruk må koble ut. Dette gir imidlertid et litt for optimistisk bilde, blant annet fordi modellen kan utnytte batterier og systemet for øvrig bedre enn hva det er mulig å få til i virkeligheten. Det vil også bli mer utfordrende ved høyere vekst i forbruket, tidligere utfasing av kullkraft og lavere tilgjengelighet for kjernekraft – enn i Basis.

Utvikling i effektbalanse Tyskland*



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



*Figuren er en skjematisk fremstilling av utviklingen i effektbalansen i Tyskland. Maksforbruket er for timen med høyest forbruk for hele området. Regulerbar vannkraft, termisk kapasitet og batteri vises som installert kapasitet – det er ikke gitt at alt dette er tilgjengelig i timen med maksimalt forbruk. Variabel produksjon er maks og minimumsproduksjon fra landvind, havvind, sol og elvekraft.

**Residualforbruk er definert som forbruk fratrukket all uregulerbar kraftproduksjon. Høyt residualforbruk oppstår i en time med svært høyt forbruk og lite uregulerbar kraftproduksjon i den gjeldende timen.

Norden – forbruket vokser, og øker mer enn produksjonen

Lave kraftpriser og mye fornybar kraft gjør Norden til et attraktivt område for industri og forbruksvekst. Likevel er trenden også her at veksten foreløpig er lavere enn ventet. Og mange prosjekter som skal knyttes til nettet blir skjøvet ut i tid. I Sverige går for eksempel opptrappingen av Northvolts batterifabrikk og H2 Green Steel saktere enn forventet. Fingrid melder også om hydrogenprosjekter som er forskjøvet.*

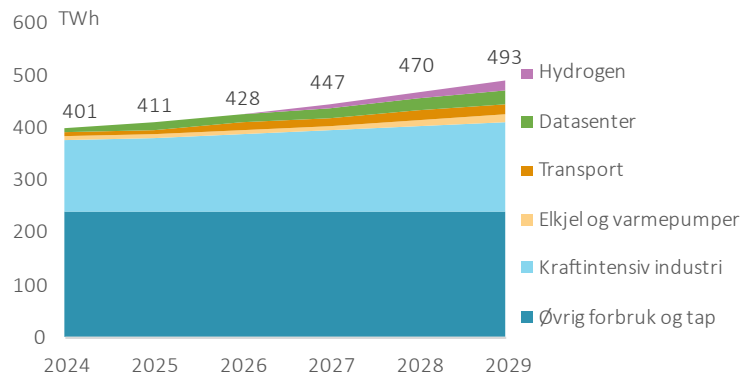
Selv om prognosene for vekst er redusert de første årene, øker likevel det samlede nordiske normalårsforbruket med 90 TWh de neste fem årene i Basis. Det er lange tilknytningskøer hos samtlige nordiske TSOer og store planer om elektrifisering av industri, varmesektoren og transport, i tillegg til etablering av nye næringer som datasenter og hydrogenproduksjon. Det er imidlertid usikkert hvor og hvor raskt forbruket kommer. Vår prognose samlet for Norden ligger lavere enn summen av de nordiske TSOene sine nasjonale prognoser og da særlig for Danmark der det er ekstra usikkerhet.

I motsetning til i Norge fortsetter fornybarutbyggingen i de andre nordiske landene. I Basis øker sol- og vindkraftproduksjonen med ca. 75 TWh. Veksten er størst for vindkraft (ca. 17 GW). Det er også forventet mye ny solkraft (ca. 25 GW), men det gir mindre energiproduksjon enn vindkraft.

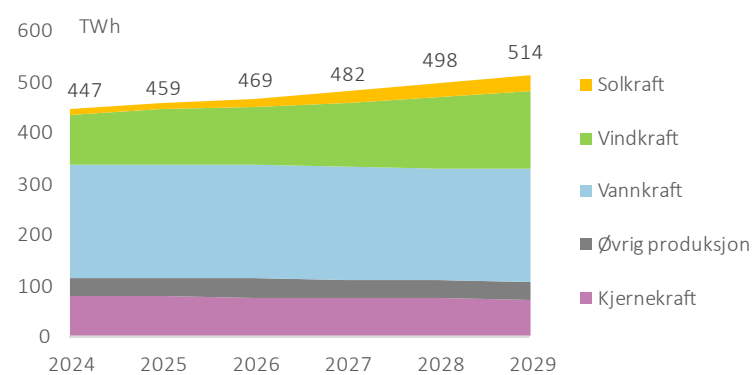
Som på kontinentet vil en stadig høyere markedsandel vind- og solkraft redusere inntjeningen. Dette kan øke behovet for ulike støtteordninger, særlig for havvind. Lavere priser reduserer også inntjeningen for blant annet kjernekraft. Mot 2029 ser vi at produksjon fra kjernekraft og kraftvarmeverk reduseres med i overkant av 10 TWh som respons på de lave prisene. Dette ser vi nærmere på i Del 2.

I Norden øker produksjonen mindre enn forbruket, og overskuddet i Norden reduseres fra om lag 46 TWh i dag til ca. 20 TWh i 2029. Nord for Dovre i Norge og Snitt 2 i Sverige holder imidlertid overskuddet seg høyere. Sammen med en balansert utvikling med både mye vindkraft og forbruk i Finland, gir dette lavere priser nord i Norden enn i sør.

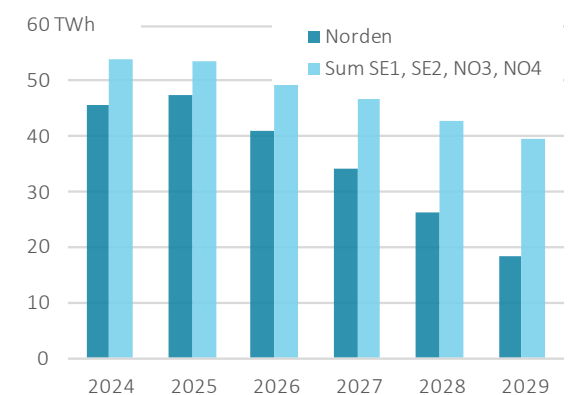
Forbruksutvikling Norden



Produksjonsutvikling Norden



Utvikling i nordisk energibalanse



*H2GS skjuter på produksjonsplanerna – når 10 TWh 2028 | Montel News – Nordisk, [Prospects for future electricity production and consumption Q1 2024 Fingrid](#)



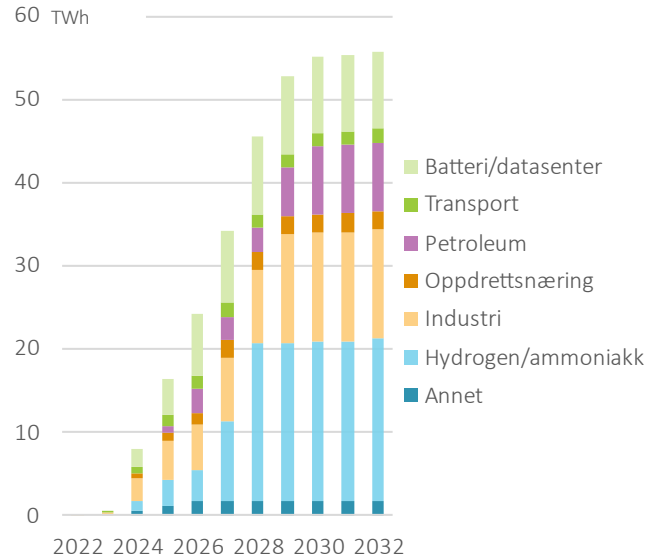
Del 1:
Forbruk, produksjon og nett

Norge

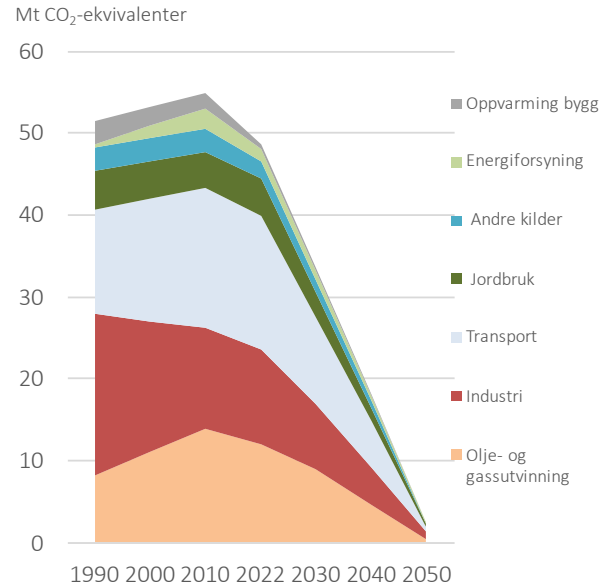
I denne delen ser vi på utviklingen av forbruk, produksjon og nettkapasitet i Norge, i lys av utviklingen i Norden og ellers i Europa.

Norge – sterke drivkrefter for økt forbruk, men lav vekst så langt

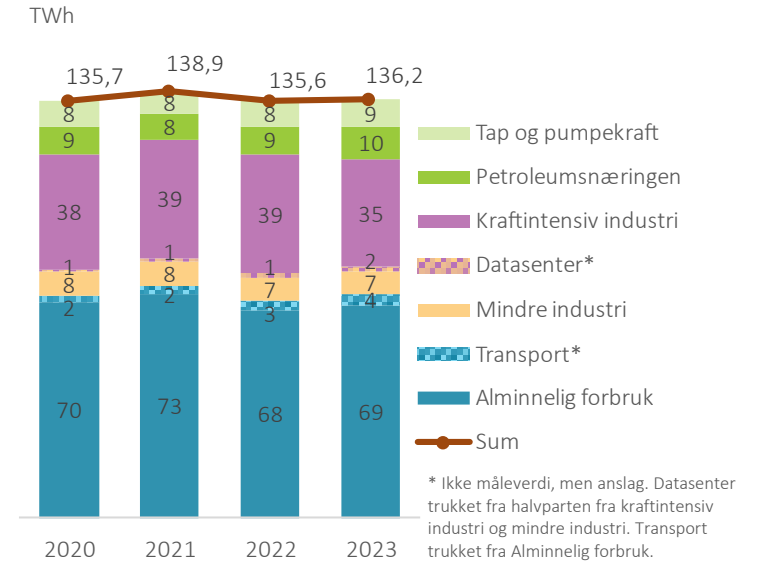
Reservert nettkapasitet fra forbruksaktører**



Norges klimautslipp til luft historisk og illustrert framskriving til netto null i 2050***



Historisk temperaturkorrigert forbruk Norge (NVE og SSB)



Elektrifisering og ny industri er fortsatt sterke drivkrefter for økt forbruk i Norge. Et stort antall forbruksaktører har reservert nettkapasitet** og planlegger å knytte seg til i årene fremover. Det er også et stort behov for å kutte utslipp gjennom elektrifisering.

Samtidig har det norske kraftforbruket vært tilnærmet uforandret de siste årene. Energikrisen i 2022 ga en nedgang i norsk forbruk på 3-4 TWh. Og mellom 2022 og 2023 økte det temperaturkorrigerte forbruket kun med 0,6 TWh. Tall fra SSB viser at alminnelig forbruk, transport, datasenter og petroleum økte noe mer, men nedgang innen kraftintensiv industri dempet den samlede veksten.

Utviklingen i Norge er i tråd med trenden i våre naboland. Forbruksveksten har ennå ikke startet. Og det at utviklingen av industrien i Europa er mer usikker enn før, demper også utsiktene i Norge.

Vi har tre scenario for forbruksutviklingen i Norge i KMA-perioden, Medium, Høy og Lav, som i sum gir et utfallsrom for veksten i Norge. Ingen av scenarioene angir Statnetts forventning til utviklingen, da Statnett uansett må håndtere utviklingen som kommer.

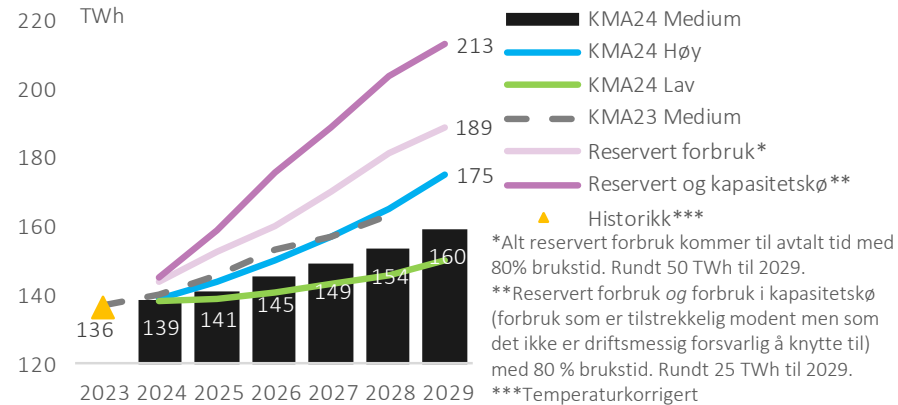
Utslippskutt og industrivekst er driverne bak alle scenarioene, men i ulik grad. I Lav blir færre prosjekter realisert, samtidig som mer ENØK gir en lavere forbruksvekst. I Høy blir aktiviteten i industrien større.

** Figuren viser historisk utslipp av CO2-ekvivalenter tom 2022 (SSB). Deretter er utslippene linearisert til 95 % utslippsreduksjon i 2050. LULUCF er holdt utenfor.

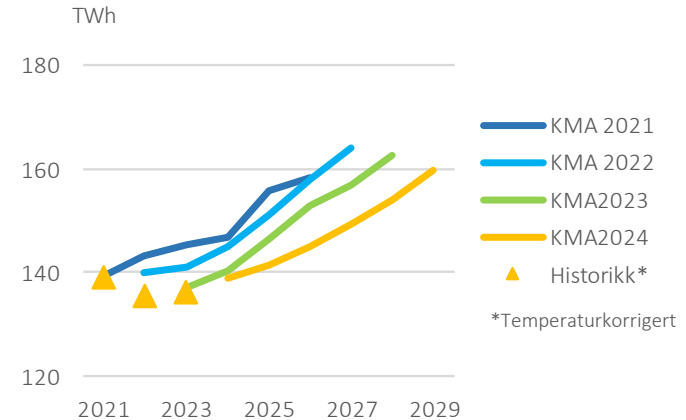
*** Per august 2024 er det over 8000 MW reservert kapasitet i dagens og planlagt nett, som innebærer over 50 TWh kraftforbruk ved 80 % brukstid. I tillegg står det ca. 4000 MW forbruk som er modent for reservasjon i kapasitetsøp.

Norge – utsettelse og sakte innfasing gir forskjøvet forbruksvekst

Scenarier for norsk forbruksutvikling



Utvikling i medium-scenariene for forbruk



Vi har en betydelig vekst i det oppdaterte Medium-scenariot* på litt over 20 TWh til 2029. Men veksten er lavere og forskjøvet fra forrige KMA. Det norske kraftforbruket er ennå ikke tilbake på nivået som før energikrisen. Vi observerer også at det tar lenger tid før nytt forbruk blir realisert og trapper opp til fullt effektuttak.

I sum gir dette en trend med økt sannsynlighet for lavere og mer forskjøvet vekst. Medium i KMA24 er derfor på nivå med Lav fra KMA23 de første to årene, før veksttakten øker fra 2026.

Utfallsrommet for forbruksveksten er etter vår vurdering større nå enn for ett år siden. Drivkreftene for vekst er fortsatt sterke. Og med mange planlagte prosjekter er det lite som skal til før vi kan få en ketchupeffekt og høy samlet vekst. Samtidig viser trenden med stadige utsettelse at forbruksveksten kan fortsette å gå sakte. I forbruksscenarioene Lav og Høy varierer utfallsrommet i veksten fra 12-36 TWh frem til 2029.

Det vil fortsatt bli vekst i alle scenarier men spørsmålet er hvor høy og hvor rask veksten blir. Banen for reservert forbruk illustrerer den teoretiske oppsiden for vekst, på over 50 TWh. Det er imidlertid svært lite sannsynlig at alt det reserverte forbruket kommer i den kommende femårsperioden.

Forbruksveksten vil også til dels avhenge av utviklingen i kraftpriser i landene rundt oss, samt forventningen til kraftproduksjon etter 2029. I Sør-Norge er det mindre sannsynlig at Høy forbruksutvikling inntreffer i en situasjon hvor kraftprisene er som i Høypris. I Midt og Nord-Norge, der prisene i utgangspunktet er lavere, er imidlertid dette mer mulig.

Metodisk har vi i år gjort noen endringer i Medium for å bedre ta hensyn til utsettelse, gradvis opptrapping, lavere effektforbruk enn avtalt og at det vi regner som sikre og modne prosjekter ikke realiseres likevel. Vi har nå en innfasing av forbruket over 2-3 år, og en opptrapping til mellom 70 og 90% brukstid, avhengig av kategori. For petroleumsindustrien legger vi inn at idriftsettelse blir forsinket med ett år som standard på alle prosjekter.

*Medium er det midterste av tre scenarier som gir utfallsrommet for forbruksutviklingen. Vi har ikke et forventningsscenario for norsk forbruksutvikling da Statnett både påvirker utviklingen og vi uansett må håndtere utviklingen som kommer.

Norge – stor vekst i industriforbruket i Medium, men mindre enn sist

Innen kraftintensiv industri og næring er det mange prosjekter. Samtidig er det få prosjekter som er helt sikre. Samlet øker forbruket med 7 TWh i denne kategorien i Medium. Dette er langt under det reserverte volumet, og også mindre enn i forrige analyse. Rundt halvparten er drevet av økt forbruk i eksisterende kraftintensiv industri. Resten er drevet av økt forbruk fra mindre industrier som fiskeoppdrett, næringsparker og lignende.

Petroleumssektoren har i dag et forbruk på rundt 10 TWh. Flere prosjekter har det siste året kommet i drift og gitt en økning, og det er mange prosjekter under utvikling og bygging. Med vår metode for forskjøvet innfasing gir dette en økning i Medium til 14 TWh i 2029.

KI, skytjenester, krav om å lagre data i Europa og mindre behov for kjøling gir høy vekst innen datasentre i Norge. Googles investeringsbeslutning og byggingen av senteret til TikTok er en indikasjon på dette. Det er reservert nettkapasitet til mange nye datasentre og vi opplever at datasentre har høy betalingsvilje. I Medium har vi derfor høy forbruksvekst (5 TWh) i denne kategorien. Samtidig er det et stort utfallsrom.

Forbruket til batteriproduksjonen har en lavere vekst enn sist, drevet av reduserte planer og at vi forventer en mer gradvis opptrapping.

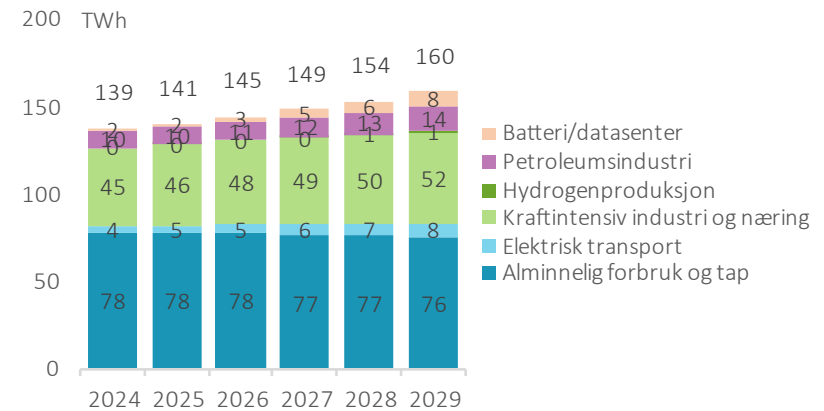
Jevnt lave priser og høy fornybarandel gjør at Norge per i dag er et egnet sted for å produsere grønt hydrogen og ammoniakk. Det er derfor reservert nettkapasitet til dette tilsvarende hele 15-20 TWh kraftforbruk. Høye teknologikostnader gjør imidlertid at man er avhengig av støtteordninger og at kunden vil betale ekstra for utslippsfri hydrogen.

Dette bremser utviklingen og det er per nå ikke tatt endelig investeringsbeslutning på noen av de større prosjektene. I Medium har vi derfor en vekst på bare 2 TWh i KMA perioden.

Forbruket i alminnelig forbruk (bolig, tjenesteyting og nettap) har økt noe siden 2022, men er ennå ikke tilbake til nivået før energikrisen. Vi venter at noe mer av forbruket kommer tilbake, samtidig som enøk gir en svak netto nedgang i dette forbruket gjennom perioden.

Forbruket til elektrisk transport dobler seg gjennom perioden drevet av elektrifisering av både personbiler og tyngre kjøretøy.

Mediumscenarioet for forbruk i Norge fordelt på kategori



Norge – lav vekst i kraftproduksjonen de første årene

Det dukker opp stadig flere prosjekter innen ny kraftproduksjon. Flertallet av prosjektene er imidlertid relativt små og foreløpig umodne. Det er derfor lite sannsynlig at det blir realisert store volum kraftproduksjon de neste fem årene.

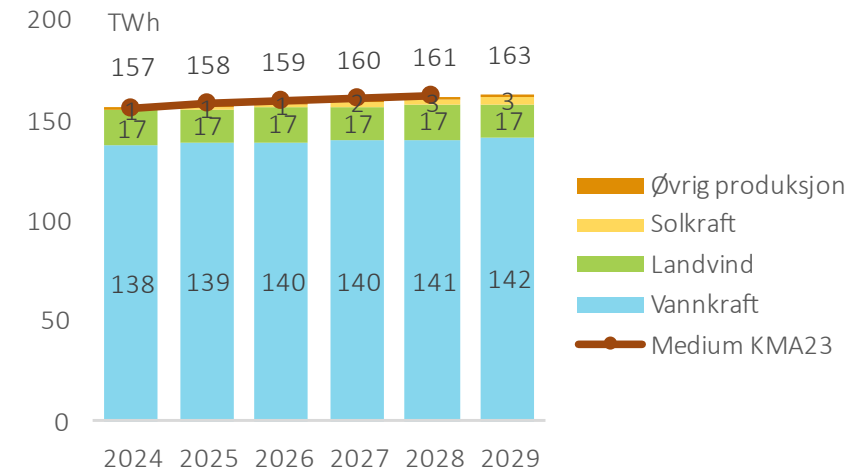
I vårt scenario for produksjon* har vi en vekst på rundt 6 TWh til 2029, drevet av sol- og vannkraft. Det oppdaterte produksjonsscenarioet er noe lavere enn i KMA23, drevet av mindre nedjusteringer av vindkraft på land og solkraft.

Solkraftkapasiteten har økt betydelig de siste årene, men fra et lavt nivå. Mellom 2020 og 2023 seksdoblet kapasiteten seg til rundt 600 MW. Veksten til nå i år er ikke like sterk som til samme tidspunkt i fjor. Noe av bakgrunnen for dette kan være at Enova kuttet noe i støtten til private solcelleanlegg i fjor høst, samtidig som kraftprisene nå er mer moderate. I scenarioet øker likevel solkraftproduksjonen til rundt 3,5 TWh i 2029, opp fra rundt 0,5 TWh i dag.

For utviklingen i vannkraftproduksjon legger vi til grunn NVEs framskrivning. Samlet øker vannkraftproduksjonen med 3,3 TWh til 2029, der 0,4 TWh er småkraft, 1,7 TWh er storkraft og 1,2 TWh er klimajusteringer.

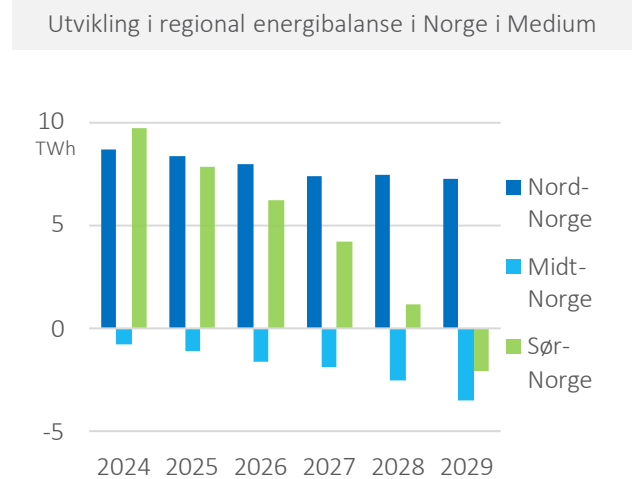
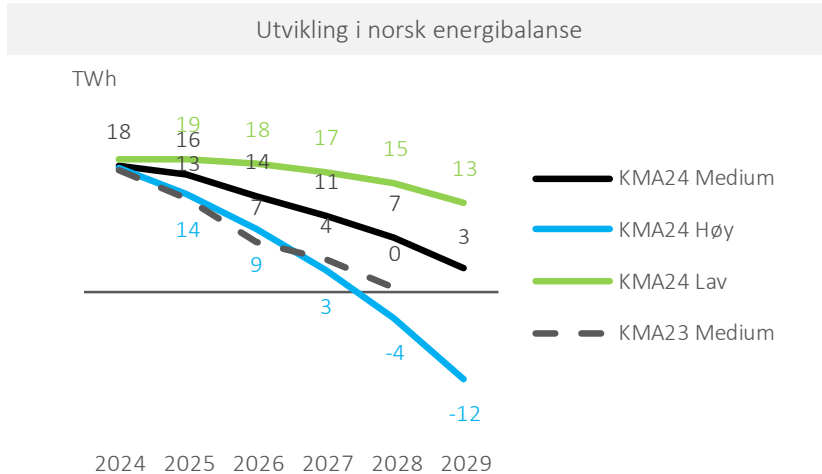
Det er nå flere planer om vindkraft på land i Norge enn tidligere. Motstanden er imidlertid stor de fleste steder og prosessen med å få konsesjon tar lang tid. Det ser derfor ikke ut til å bli noe merkbar ny landvind de første fem årene. Dette gjelder også i Finnmark der NVE nå prioriterer behandling av nye prosjekter. I scenarioet legger vi til grunn at vindkraftproduksjonen holder seg på dagens nivå i hele perioden. Dette til forskjell fra i KMA23 hvor vi la til grunn 0,8 TWh økning fra noen vindkraftverk med konsesjon.

Scenarioet for produksjon i Norge totalt og pr. kategori



*Det er mindre usikkerhet i produksjonsutviklingen mot 2029 enn i forbruket. Vi har derfor kun ett scenario for produksjon som vi kombinerer med forbruksscenarioene Medium, Høy og Lav

Norges overskudd på energibalansen reduseres – usikkert hvor mye



Det er mindre usikkerhet i produksjonsutviklingen i Norge de neste fem årene, enn i forbruket. Dermed er det primært forbruksutviklingen som avgjør den norske energibalansen i et normalår.

I alle scenario reduseres det norske energioverskuddet fra dagens overskudd på 18 TWh i et normalår. I Medium faller energioverskuddet til rundt 3 TWh i 2029. Scenarioene Høy og Lav forbruksutvikling gir et utfallsrom på norsk energibalanse på minus 12 TWh i Høy og pluss 13 TWh i Lav i 2029.

I tillegg vil variasjoner i været gi store forskjeller i tilsiget til vannkraften og i forbruket. Dette innebærer at den faktiske energibalansen kan bli negativ i et tørt år – selv i Lav som har et overskudd på 13 TWh (i et normalår).

Det er store forskjeller i de regionale balansene i dag, og utviklingen ser også ut til å bli ulik fremover. Nord- og Sør-Norge har i dag et overskudd på energibalansen. Nord-Norge ser ut til å beholde overskuddet, mens energibalansen i Sør-Norge blir betydelig redusert gjennom perioden til et underskudd. I Midt-Norge er det et energiunderskudd i dag og dette forverres ytterligere gjennom perioden.

Dersom alt det reserverte forbruket kommer vil Norge få et energiunderskudd på rundt 25 TWh* i 2029. Vi vurderer en slik situasjon som lite sannsynlig da våre simuleringer viser at dette vil gi en kraftpris som er 30-40 € høyere enn i våre naboland. Dette gjør det sannsynlig med markedstilpasninger som motvirker et så stort underskudd. Dette utdyper vi i del 2 av rapporten.

*Alt reservert forbruk kommer til avtalt tid med 80% brukstid

Redusert effektbalanse i Norge og Norden

Mot 2029 øker det årlige kraftforbruket i Norge og Norden betydelig. Dermed vil også det maksimale effektbehovet øke. Når det samtidig ikke kommer noen særlig økning i ny regulerbar effekt, gir dette en strammere effektbalanse i både Norge og Norden samlet mot 2029.

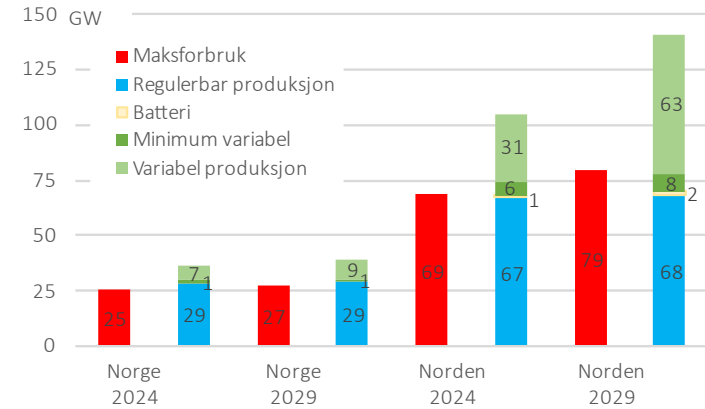
Det å estimere den faktiske effektbalansen er utfordrende. Blant annet er tilgjengeligheten av den regulerbare effekten usikker. Produksjonskapasiteten til regulerbar vannkraft vil også være betydelig lavere ved lave magasinutfyllingsgrader enn når magasinene er tilnærmet fulle. I tillegg er det usikkert hvor mye effektbehovet øker, da forbruksveksten og betalingsviljen til forbruket er usikkert.

Vinteren 2023/2024 viste at effektbalansen i Norden er rimelig stram allerede. NO1 er en del av et større område sammen med Sør-Sverige og Finland som i timene med høyest kraftforbruk og lav vindkraftproduksjon har en stram effektbalanse. Kraftprisen i disse timene blir satt av forbruk som kobler ut på pris.

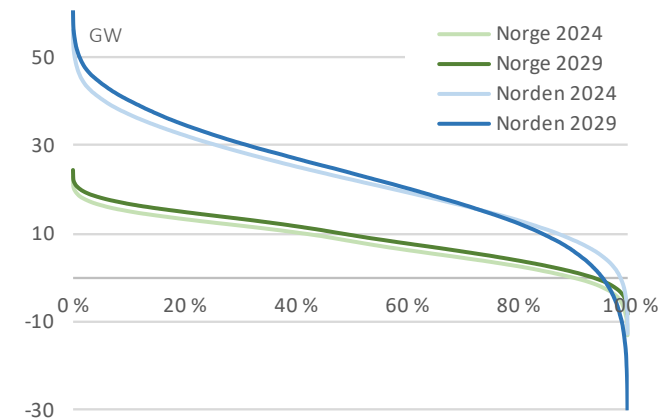
I våre simuleringer øker det maksimale effektforbruket i Norge med 2 GW mot 2029 i Medium. Med kun en minimal økning i regulerbar effekt gir dette en tilsvarende reduksjon i norsk effektbalanse. I Norden samlet blir effektbalansen redusert med rundt 8 GW til 2029. Vi har noe vekst i batterier i Medium scenarior i Norden som bidrar til å dempe virkningen av økt effektbehov.

I sum vil utviklingen mot en svakere effektbalanse stadig oftere gi situasjoner med effektknapphet hvor det ikke er tilstrekkelig regulerbar effekt og importkapasitet til å dekke hele forbruket når det er på det kaldeste og lite vind. For å skape balanse mellom forbruk og produksjon må tilstrekkelig forbruk koble ut midlertidig. Dette vil kunne gi ekstra høye kraftpriser i perioder.

Utvikling i norsk og nordisk effektbalanse i Medium*



Utvikling i norsk og nordisk residualforbruk**



*Figuren viser simulert effektbalanse over 29 historisk værvår. 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 2GW (Norge) og 4GW (Norden) for å ta høyde for at noe kapasitet kan være borte. Minimum variabel produksjon er timen med lavest simulert uregulerbar vannkraftsproduksjon + 1-persentilen i vind- og solkraftproduksjon.

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

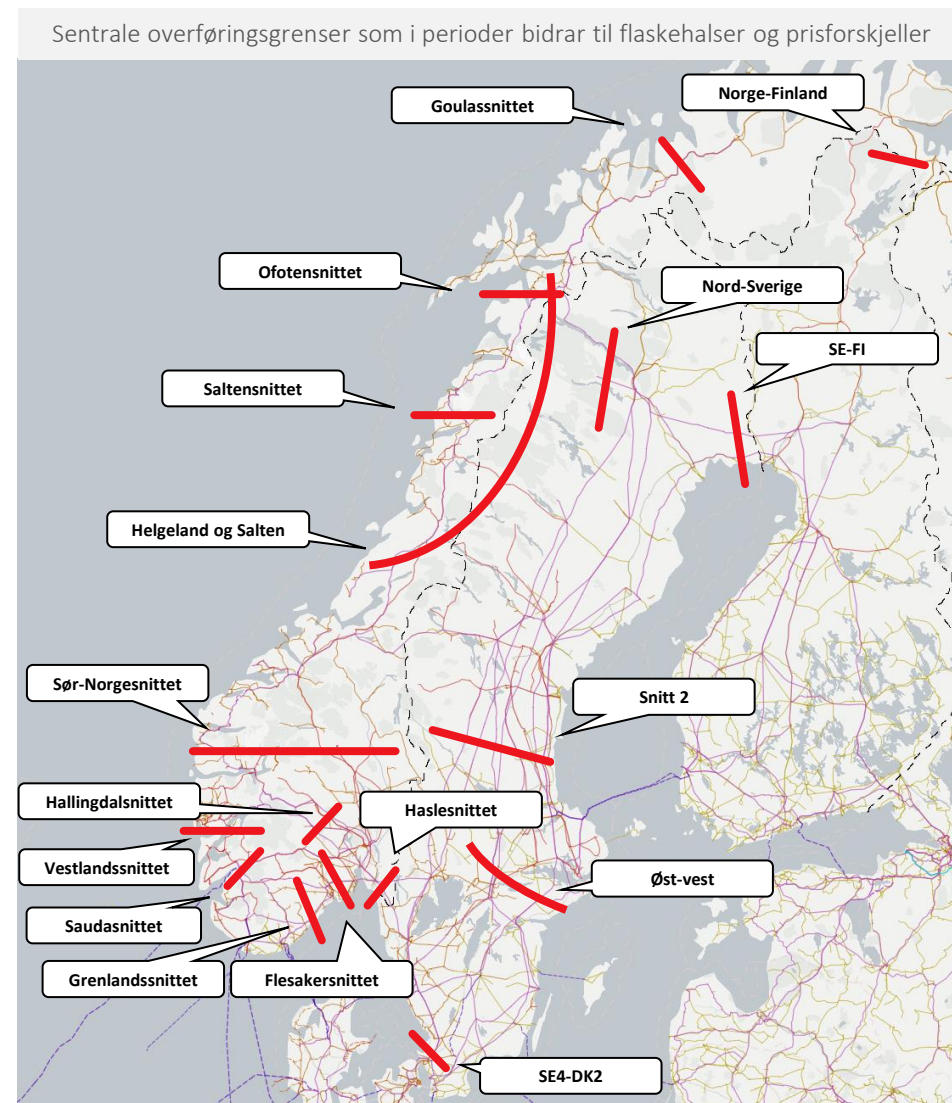
Utvikling i overføringskapasiteter i Norge og Norden

For å opprettholde sikker drift av nettet må vi holde kraftflyten innenfor et stort antall sikkerhetsgrenser. Disse er det maksimale vi kan ha av flyt på en eller flere ledninger i kombinasjon, før det blir overlast på en eller flere ledninger etter en feil. Dette kaller vi overføringsgrenser. Grensene gir grunnlaget for dagens handlingskapasiteter i markedet. Med innføringen av flytbasert markedskobling vil de tekniske begrensningene inngå mer direkte som grenser for markedet.

Nettet i Norge og Sverige er tett integrert. Dermed har nettkapasiteter, flyt og flaskehalsener internt i Sverige mye å si for Norge. Statnett samarbeider derfor med Svenska Kraftnät (SvK) om å opprettholde en oppdatert databeskrivelse for det norsk-svenske nettet slik det er nå, og slik det vil utvikle seg med planlagt nettutbygging. Dette inkluderer å beregne reelle overføringsgrenser i begge land.

I KMA tar vi utgangspunkt i overføringsgrensene som kraftsystemet blir driftet etter i dag. Så beregner vi nye grenser for de kommende årene i henhold til nettet slik det er når ulike forsterkninger blir satt i drift. Vi har lagt inn ca. 150-190 overføringsgrenser for Norge og Sverige til sammen, i hvert analyseår. For å representere at det er utkoblinger i nettet har vi lagt på en profil som trekker kapasiteten noe ned i perioder, spesielt på sommeren. Når vi simulerer med vår marked-nettmodell Samnett* bruker modellen en flytbasert markedsalgoritme til å finne en optimal markedsløsning med tilhørende kraftflyt innenfor overføringsgrensene.

Det er flere fysiske nettforsterkninger som blir ferdige og satt i drift både i Norge og Sverige fram til 2029**. Disse gir høyere overføringsgrenser mange steder, eksempelvis nord på Vestlandet i Norge og nord-sør i Sverige. I tillegg vil innføringen av flytbasert markedskobling gi økt utnyttelse av nettet. Ut av Norden vil det imidlertid være lik kapasitet gjennom analyseperioden.***



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

*Samnett har også nettmodell med en full topologibeskrivelse av nettet, som beregner lastflyten basert på fysiske lover i alle ledninger time for time.

** Vi har beskrevet hvilke nettforsterkninger vi har lagt inn i vedlegg.

*** Tidligere var det planlagt en ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland, Hanse Power Bridge, men den svenske regjeringen har nå vedtatt at denne ikke skal bygges likevel

Usikker kapasitet mellom SE3 og NO1 og mellom NO2 og NO5/NO1

Kapasiteten på ledningene mellom Sverige (SE3) og Østlandet (NO1) er ca. 2000 MW. De siste årene har kapasiteten likevel ofte vært mye lavere, blant annet drevet av uventet store flaskehals internt i de svenske prisområdene. Den lave kapasiteten har bidratt til store flaskehals og prisforskjeller mellom Norge og Sverige. For å få en bedre utnyttelse, har SvK opprettet en sumrestriksjon fra SE3 til NO1 og DK1. De to siste årene har kapasiteten på sumrestriksjonen i snitt vært 750 MW, med en variasjon fra 1850 til 200 MW. Samlet maksimalkapasitet fra Sverige til Norge og Danmark er 2700 MW. Flyten til Norge kan bli større enn kapasiteten på sumrestriksjonen hvis prisen i NO1 er høyere enn i Danmark.

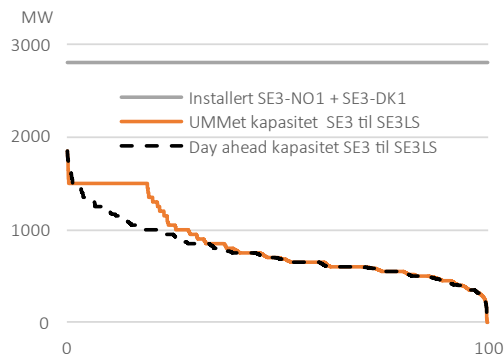
De neste årene gir overgangen til flytbasert og nettforsterkninger i Sverige økt kapasitet mellom Sverige og Norge. Når vi simulerer med flytbasert og detaljerte svenske overføringsgrenser får vi på nytt opp mot 2100 MW i kapasitet mellom Sverige og Norge. Likevel er det usikkert hvor fort dette vil skje. I hovedscenariene våre har vi derfor valgt å begrense kapasiteten fra SE3 til NO1, til 1250 MW ut 2025, 1500 MW ut 2027, og 1800 MW ut 2029.

Det har vært store flaskehals inn til NO2 fra NO5 og NO1 i sommerhalvåret de siste tre årene. Dette har resultert i betydelig høyere priser i NO2 enn i NO5 og NO1 i denne perioden. Statnett har gitt kapasiteter ved intakt nett på mellom 2000 og 2800 MW totalt på disse to korridorene i sommer. I tillegg kommer ytterligere reduksjoner som følge av utkoblinger. Vi har med mange ulike tekniske overføringsgrenser i våre simuleringer, men har også en sumrestriksjon for samlet flyt inn til NO2 fra NO1 og NO5. Kapasiteten på denne er i nedre del av det nevnte intervallet i vår modell, siden vi ikke modellerer med utkoblinger.

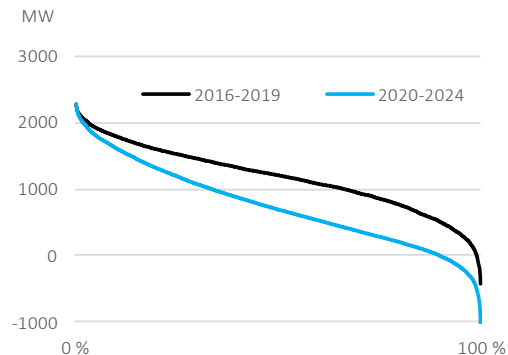
Ved import på mellomlandsforbindelsene og lite produksjon nord på Vestlandet, blir det i dag betydelige flaskehals ved Sauda internt i dagens NO2 og videre nordover på nettet mot NO5. En av årsakene til dette er at overføringsgrensene for sikker drift har blitt redusert. For å håndtere situasjonen har Statnett vært nødt til å redusere utvekslingen mot England i perioder. Varigheten av denne flaskehalsen har vært kort til nå siden det har vært relativt få timer med stor import. Imidlertid vil utviklingen med mer forbruk i Norge og økt antall timer med veldig lave priser i landene rundt oss forsterke denne flaskehalsen vesentlig fremover.

I hovedscenariet vårt har vi valgt å legge inn noe høyere kapasitet ved Sauda enn hva vi i dag drifter systemet etter, dels fordi vi jobber med mange tiltak for å utnytte nettet bedre. Vi understreker imidlertid at dette er usikkert og viser noen sensitiviteter på mer og mindre kapasitet i del 2 av rapporten.

Historisk kapasitet fra SE3 til NO1/DK1
(mars 2022 til april 2024)



Historisk flyt SE3-NO1 i timer med
flaskehals





Del 2:
Kraftpris, prisforskjeller og lønnsomhet

Europa

I denne delen viser vi hvordan det fysiske kraftsystemet spiller sammen i våre modellsimuleringer. Vi presenterer kraftpriser og prisforskjeller. Dette bidrar til å forstå de markedsmessige sammenhengene. Videre er priser og prisforskjeller en viktig indikator på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nett.

Europa – mye fornybar gir lavere kraftpriser i snitt og økt variasjon

Stadig flere timer der prisene faller ned mot og under null dominerer prisutviklingen i hele Europa de neste årene. Dette gir lavere snittpriser og økt prisvariasjon. I Basis går de simulerte kraftprisene, som snitt over året for alle simulerte værår, ned fra rundt 65-85 €/MWh i 2024 til rundt 55-75 €/MWh i 2029 på kontinentet og UK*. Timesprisene er imidlertid sjeldent på dette nivået, men veksler mellom å være rundt 0 og 80-150 €/MWh.

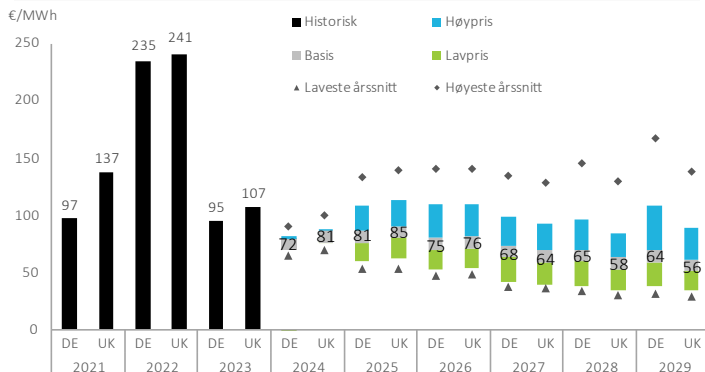
I Tyskland øker andelen timer med priser under 10 €/MWh til rundt 35 % i 2029 i Basis. Tilsvarende trend skjer også i andre land. Hovedårsaken er den store utbyggingen av vind- og solkraft, som gir stadig flere timer der hele forbruket dekkes av produksjon med neglisjerbare driftskostnader. Den relativt moderate forbruksveksten forsterker denne utviklingen og gjør at andelen lave priser er høyere nå enn i forrige KMA. I tillegg er det sentralt at utbyggingen av energilagring og fleksibilitet ikke går like fort.

Høyere CO₂-pris mot 2030 utlignes i stor grad av lavere gasspris i Basis. Prisene i timer der gasskraft setter prisen holder seg derfor omtrent på dagens nivå til 2029. Kullkraft blir litt dyrere i drift, men det betyr lite. Hovedpoenget er at gass- og kullkraft blir prissettende i stadig færre timer.

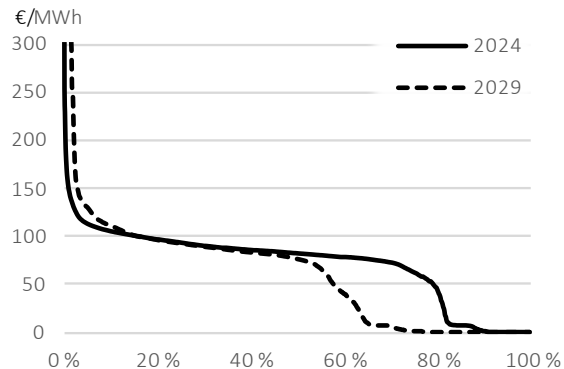
Det er mye usikkerhet i prisutviklingen og mange faktorer som påvirker. Høypris- og Lavpris-scenariet illustrerer dette og gir et utfallsrom for snittpris over året mellom 45 og 110 €/MWh i 2029 på kontinentet. I Lavpris gir lavere forbruk enda større fornybarandel og flere nullpriser. I tillegg gir lavere driftskostnader for gass- og kullkraft lavere priser når disse er prissettende. I Høypris er det motsatt. Varierende værforhold øker utfallsrommet ytterligere.

Våre modeller gjengir ikke negative priser**. I virkeligheten vil dette gjøre at snittprisene blir lavere og volatiliteten høyere enn i simuleringene.

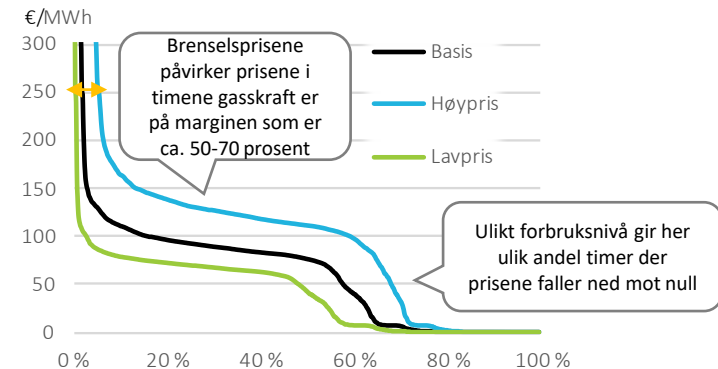
Simulert kraftpris i Tyskland og UK, årlig snitt over 29 værår inkludert utfallsrom for markedsutvikling og vær



Varighetskurve for tysk pris i Basis 2024 og 2029



Varighetskurve for Tyskland Basis, Høypris og Lavpris 2029



*Simulerte priser er fra følgende land: Tyskland, UK, Frankrike, Belgia, Nederland, Polen, Sveits, Slovakia, Tsjekkia, Østerrike og Italia.

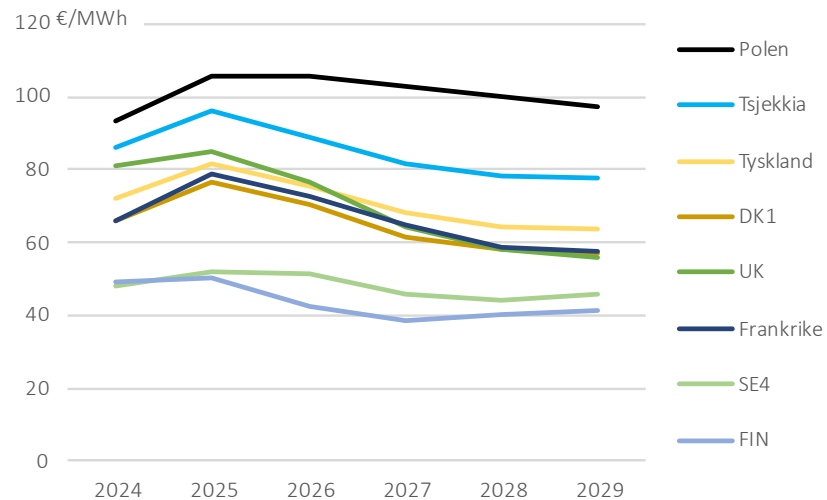
**Negative priser er trolig et forbigående fenomen, som kommer til å korrigeres på sikt av markedet.

Like trender i mange land – høyest pris der det er mest fossil produksjon

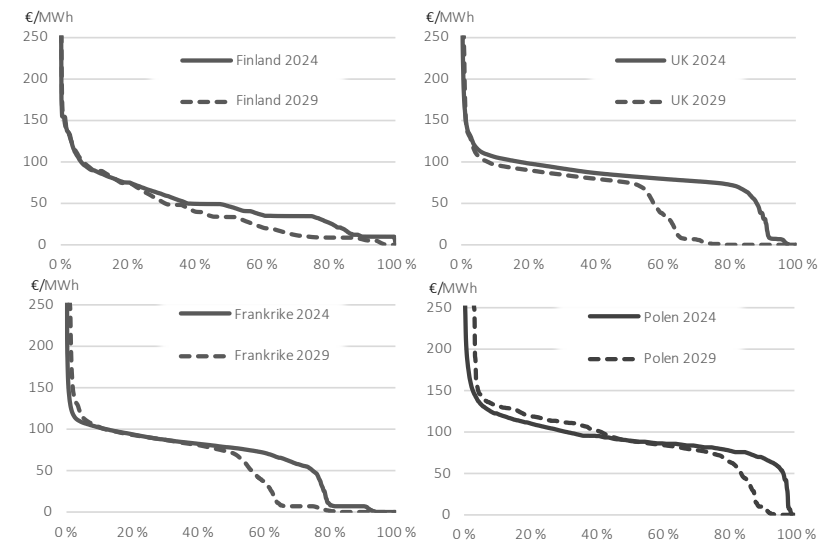
Markeds- og prisutviklingen følger i hovedsak samme hovedtrender i ulike deler av Europa. Etter en liten oppgang i kraftprisen for noen land i 2025*, gir mer vind og solkraft stadig flere timer der prisene settes av fornybar, kjernekraft eller billig fleksibilitet. Dette gir lavere priser i gjennomsnitt og større variasjon. Unntaket er Polen der mye kullkraft og økt CO₂-pris gir lite nedgang i snittprisene de første fem årene.

I Norden er allerede prisene lave sammenlignet med kontinentet/UK. Dette skyldes overskudd på den nordiske energibalansen som presser ned prisingen av vannkraften, og at mye vindkraft gir perioder med lave priser på samme måte som på kontinentet.

Gjennomsnittlig årlig kraftpris for utvalgte land i Basis



Sammenligning av kraftpris i varighetskurver for utvalgte land for 2024 og 2029 i Basis



* Oppgangen i den simulerte kraftprisen for 2025 er i hovedsak drevet av at gassprisen for 2025 ligger på et noe høyere nivå enn i 2024. Se del 1 for mer om gassprisutviklingen.

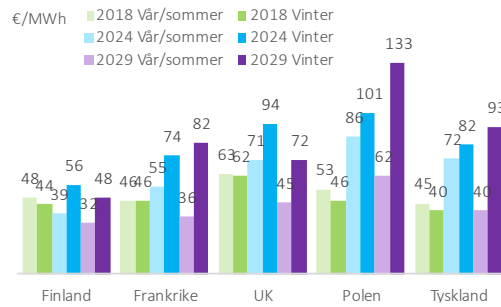
Det blir mye lavere priser på sommeren enn på vinteren

De siste årene har sesongvariasjonen i kraftprisene økt betydelig. Dette i takt med at stadig mer solkraft har blitt bygget ut. Siden produksjonsvolumet til solkraft er så konsentrert i tid, på dagtid og mest om sommeren, gir solkraft et sterkere press på kraftprisene enn vindkraft i enkelt timer. Solkraftproduksjonen dekker nå forbruket i stadig flere timer om sommeren som gir kraftpriser ned mot null, men også negative priser. Også i timer med lavere solkraftvolum bidrar solkraften til at færre av de dyrere, termiske kraftverk blir prissettende om sommeren.

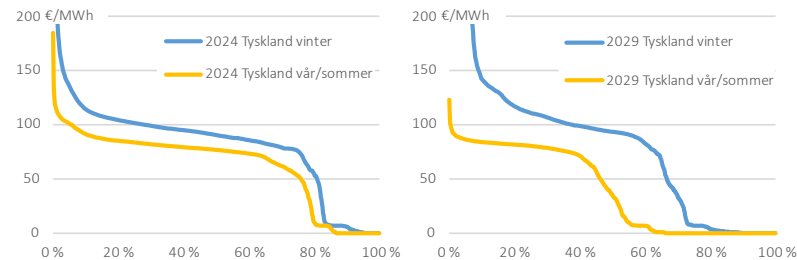
Bare for fem år siden var sesongvariasjonen i kraftprisene langt lavere enn i dag. Denne var da primært drevet av at ulike termiske kraftverk med ulike marginalkostnader satte prisen om sommeren og vinteren.

Mot 2029 øker forskjellen mellom sommer- og vinterpriser ytterligere. Trenden er sterkest i landene hvor det ligger an til høy utbygging av solkraft, som i Tyskland og Polen. Vindkraftandelen bidrar mindre til sesongvariasjon i kraftprisene enn solkraft, da vindkraft har en flatere sesongprofil, med mest produksjon om vinteren. I land som Storbritannia hvor det er planer om å bygge ut langt mer vindkraft enn solkraft vil sesongvariasjonen i kraftprisen øke mindre.

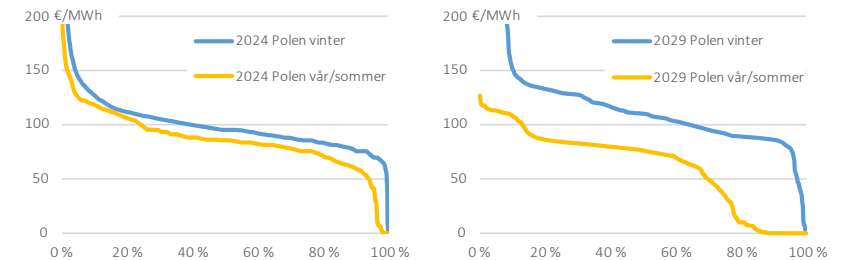
Historisk og simulert kraftpris fordelt på sesong



Kraftpriser i Tyskland, sommer og vinter* i 2024 og 2029 (Basis)



Kraftpriser i Polen, sommer og vinter* i 2024 og 2029 (Basis)



* 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.

Det blir mye mer nullpriser på kort sikt

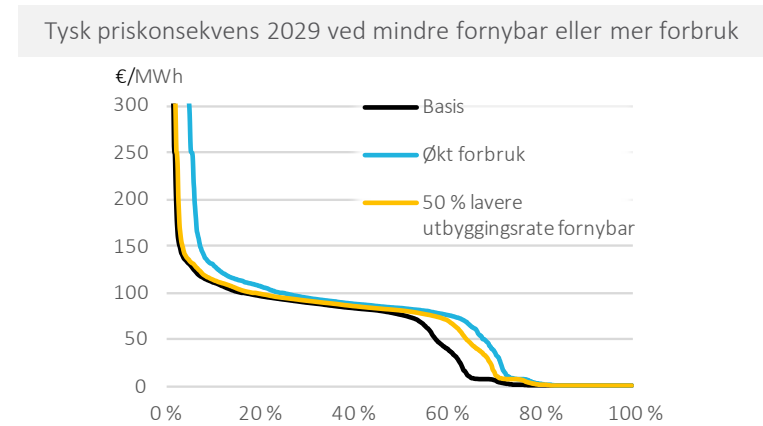
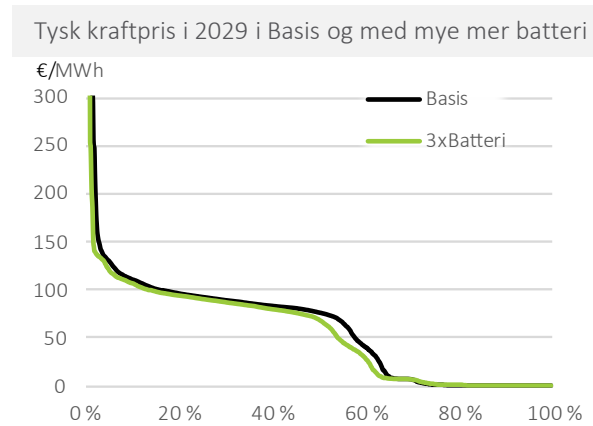
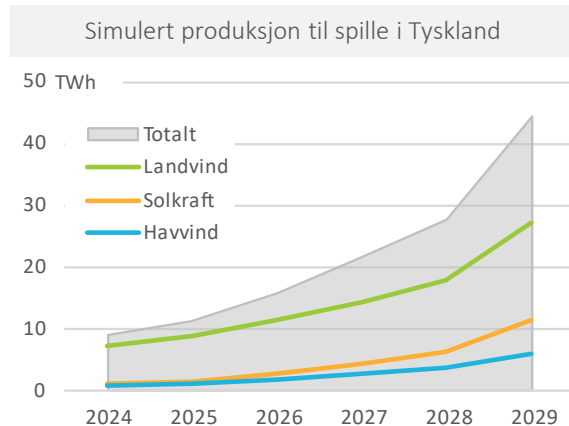
Økningen i andelen timer med priser ned mot og under null er dramatisk, og er et tegn på ineffektivitet og økonomisk ubalanse. I Basis i 2029 går eksempelvis 45 TWh fornybarproduksjon til spille i Tyskland alene. Lave priser når det er mest fornybarproduksjon reduserer både klimaeffekten og lønnsomheten av å bygge ut sol- og vindkraft. Samtidig gir det sterkere insentiver for økt forbruk og energilagring. Når markedet likevel havner i denne situasjonen skyldes dette flere faktorer:

- Den store utbyggingen av fornybar fortsetter selv om forbruket ikke er der og lønnsomheten tilsier at man bør bremse. Dette skyldes bindende fornybarmål, støtteordninger, kontrakter og utsikter til bedre markedsf forhold med mer forbruk og fleksibilitet lengre ut i tid.
- Lavere priser er ønsket og gir bedre konkurranseforhold for industrien.
- Treghet i elektrifiseringen, sterk konkurranse fra Kina og USA om grønn industri og umoden teknologi innen hydrogen, gjør at forbruk og fleksibilitet ikke øker fort nok – selv om kraftprisene blir lavere.

Den store utfordringen er at den samlede fornybarproduksjonen i perioder blir svært stor i både effekt og energi. Selv om vi tredobler den installerte batterikapasiteten i simuleringene, gir det fortsatt for lite lagring. Tilsvarende må man bygge ut urealistisk store volumer fleksible elkjeler hvis dette skal kunne stoppe økningen i lave priser. Lengre ut i tid vil fleksibel produksjon av hydrogen kunne absorbere mye energi, men her er kostnadene fortsatt for høye til at dette kan bidra de første årene.

Hvis det blir en høyere forbruksvekst gjennom elektrifisering og ny grønn industri, enn vi har i Basis, så viser våre simuleringer at dette vil bety mye. Under viser vi at en vekst på 140 TWh ekstra til 2029 gir færre lave priser.

Det går også an å bygge mindre vind- og solkraft. 50 % lavere utbyggingsrate av fornybar* sammenlignet med Basis fra og med 2026 vil redusere nullprisene noe. Det er likevel et urealistisk scenario med fornybarplanene og -målene som EU og enkeltlandene har.



* I sensitiviteten med mindre fornybar halverer vi veksten av sol- og vindkraft fra og med 2026 til 2029. Til sammen utgjør dette en nedgang på 50 TWh produksjon fornybar i 2029.

Utbetalingene av subsidier til vind- og solkraft vil øke mye

Når vi ser bort fra kontrakter og støtteordninger, blir den grunnleggende lønnsomheten av vind og solkraft lavere når det blir flere timer med svært lave priser. I figuren til venstre viser vi utviklingen i Basis med en forenklet sammenligning av oppnådd pris og kostnader. Selv om solkraft er billigst er oppnådd kraftpris lav. Dette gir raskt lavere og negativ beregnet lønnsomhet. Havvind har høyere oppnådd kraftpris, men også høyere utbyggingskostnader som gir fortsatt negativ lønnsomhet. For landvind er bildet mer positivt som følge av lavere kostnader.

Mye av fornybarutbyggingen realiseres ved hjelp av støtteordninger.* Ofte skjer dette med kontrakter som garanterer en kraftpris for utbyggeren. Dette innebærer i første omgang en støtte ved å gi lavere risiko og finansieringskostnader. Med prisutviklingen vi har i Basis de neste fem årene blir det i tillegg store og økende utbetalinger av direkte subsidier.

Allerede nå ser vi at f.eks. Tyskland har diskusjoner rundt budsjett-konsekvensene av høye utbetalinger til vind og solkraft. Høye utbetalinger kan dermed bidra til å bremse den delen av fornybarutbyggingen som drives av auksjoner, særlig mot slutten av femårsperioden.

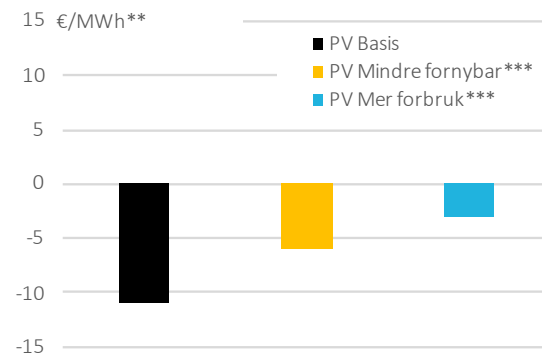
For både utbyggerne og myndighetene er det imidlertid lønnsomheten over tid som betyr mest. Og utover på 2030 tallet vil trolig mer forbruk og fleksibilitet gjøre at kraftprisen dekker mye mer av utbyggingskostnadene. Dette reduserer støtteutbetalingene.

Forventning om bedre lønnsomhet på sikt bidrar også til at mange aktører fortsetter å bygge uten subsidier de nærmeste årene. Eksempelvis var utbyggerne i den tyske havvindauksjonen for andre året på rad villig til å betale store summer for å få tilgang på areal. Og i PPA-markedet er det et betydelig økt volum som viser at mange er villig til å betale mer enn det våre simuleringer og forwardmarkedet ligger på.

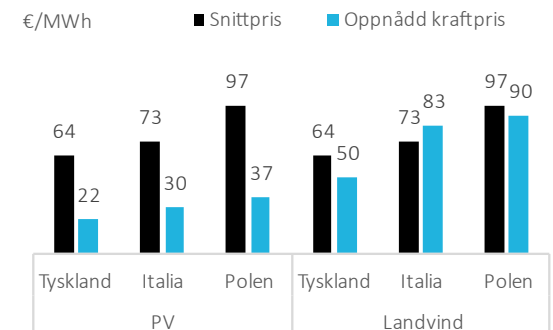
Lønnsomhet i €/MWh for ulike teknologier og land i Basis**

Teknologi	Land	Basis					
		2024	2025	2026	2027	2028	2029
PV	Tyskland	-2	3	-4	-8	-9	-11
	Italia	13	19	11	6	1	-3
Havvind	Tyskland	-8	5	3	1	0	0
	Nederland	-6	6	4	0	-2	-2
	UK	-1	4	-1	-10	-13	-15
Landvind	Tyskland	19	29	25	17	14	10
	Italia	42	56	50	48	47	43
	Nederland	19	28	24	15	10	6
	Polen	45	58	58	54	49	50
	UK	29	32	25	13	9	7

Lønnsomhet solkraft i Tyskland ved mindre fornybar/mer forbruk i 2029



Forhold mellom snittpris og oppnådd kraftpris for ulike teknologier og områder i Basis i 2029



* Siden 2020 er det i Europa auksjonert ca. 160 GW sol- og vindkraft og i hovedsak gjennom differansekontrakter. Til sammenligning utgjør PPA-markedet om lag 50 GW i samme periode.

** Forenklet lønnsomhet basert på estimert LCOE 2025-2030 og kraftprisen fra våre simuleringer i de enkelte KMA-årene. Dette gir en indikasjon på lønnsomhet.

*** Mer forbruk indikerer forbruksvekst som i Høy. Mindre fornybar indikerer at utbyggingsstakten av fornybar halveres fra og med 2026 sammenlignet med Basis.

Frankrike – kjernekraften påvirker kraftprisen mye, også i nabolandene

Frankrike har i dag 63 GW kjernekraft og normalt kommer 2/3 av den samlede kraftproduksjonen fra kjernekraft. I 2022-23 var det imidlertid lav tilgjengelighet. Dette ga lav produksjon og høyere priser.

Det siste året har den operasjonelle kapasiteten i kjernekraften vært høyere. I Basis legger vi til grunn at dette holder seg og bidrar til å sikre effektbalansene på vinteren både i Frankrike og naboland.

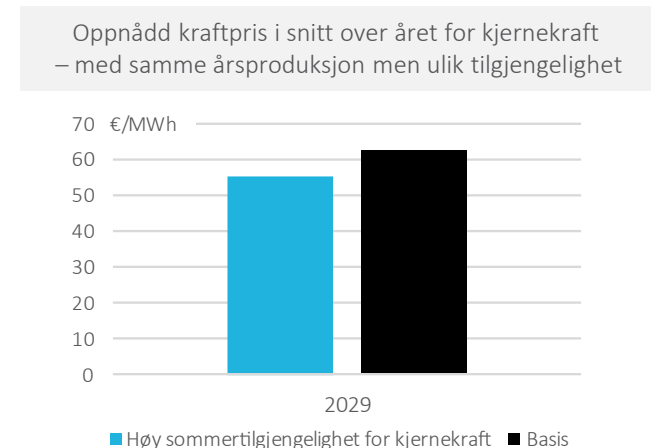
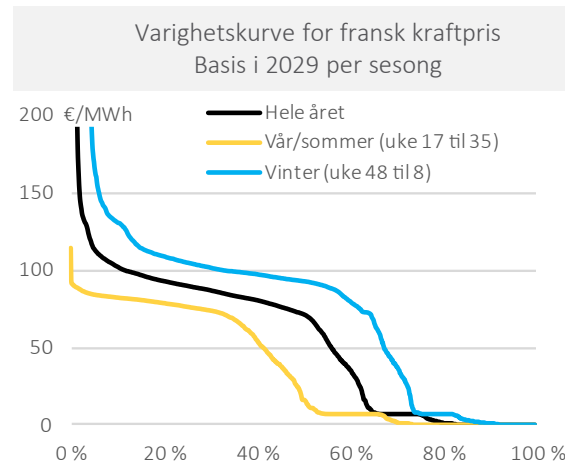
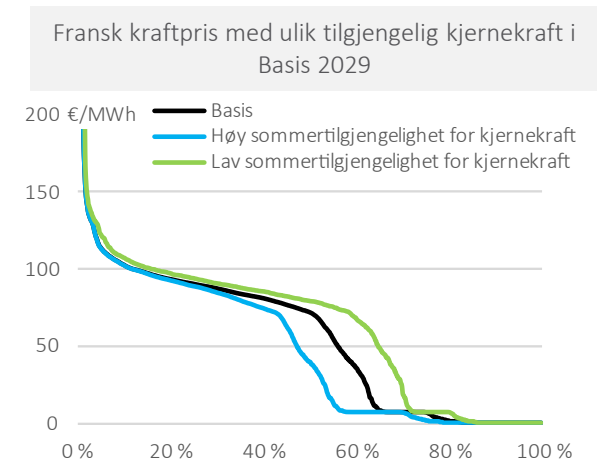
Med mer vind og solkraft i systemet blir det stadig flere perioder hvor produksjonen fra vind, sol og kjernekraft overstiger forbruket. Kjernekraft har lave driftskostnader, men høyere enn sol- og vindkraft. Det er derfor rasjonelt at det er kjernekraften som reduseres i slike timer. I våre simuleringer skjer dette i økende grad mot 2029*.

Hvordan kjernekraften reduseres i perioder med mye sol og vind, har betydning for kraftprisene. Hvis den presses ut på pris i markedet og blir prissettende, gir dette lave priser siden driftskostnadene er lave**.

Hvis derimot deler av kjernekraftkapasiteten holdes utenfor markedet i periodene med høy fornybarproduksjon, blir kjernekraften i mindre grad prissettende. Dette vil gi omtrent like stor samlet produksjon fra kjernekraften over året, men det gir høyere priser. Det gir også økt oppnådd kraftpris for kjernekraften. Siden det bare er én produsent for hele den franske kjernekraften, kan dette skje i større grad.

Allerede i dag sender den franske produsenten EDF ut markedsmeldinger om at de stenger ned reaktorer for å spare drivstoff når det er mye sol- og vindkraft. Med mye mer sol og vind i systemet er det sannsynlig at denne praksisen fortsetter. Det vil også være naturlig å forlenge revisjoner.

I Basis har vi lagt til grunn at mye av kjernekraftkapasiteten tas ut av markedet på sommeren. Dette øker prisen i Frankrike, men også til dels i nabolandene. Vi understreker at dette er usikkert. I mange timer vil kjernekraften uansett være prissettende og bidrar til lave priser.



*Høye start- og stoppkostnader og andre begrensninger kan gjøre at kjernekraften reduseres mindre i virkeligheten.

**I vår modell er marginalkostnaden for kjernekraft rundt 10 €/MWh. Start- og stoppkostnader, inntjening i andre marked, osv. kan gjøre at den både kan være høyere og lavere enn dette.



Del 2:
Kraftpris, prisforskjeller og lønnsomhet

Norge

I denne delen viser vi hvordan det fysiske kraftsystemet spiller sammen i våre modellsimuleringer. Vi presenterer kraftpriser og prisforskjeller. Dette bidrar til å forstå de markedsmessige sammenhengene. Videre er priser og prisforskjeller en viktig indikator på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nett.

I denne delen fokuserer vi på prisutviklingen i Norge og Norden, i lys av utviklingen eller i Europa.

Norske snittpriser på dagens nivå i Basis – stor forskjell nord-sør

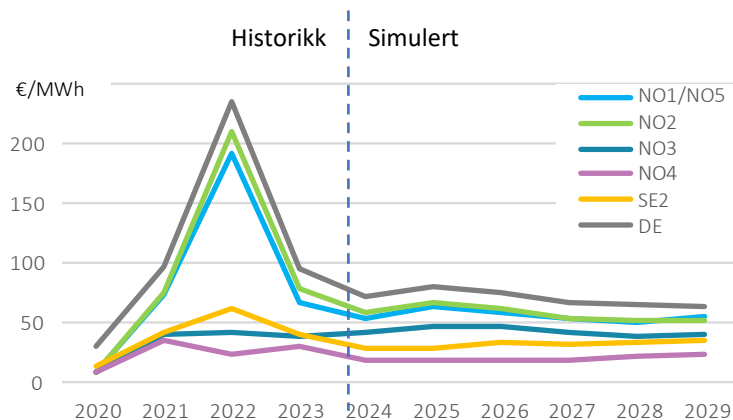
Kraftprisen i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) holder seg rundt 50-55 €/MWh i snitt over året i Basis og med forbruksutvikling som i Medium. En svakere energibalanse i Norge trekker i utgangspunktet prisene opp. Dette blir imidlertid utlignet av at lavere priser på kontinentet og UK trekker prisene ned, spesielt om sommeren. Et fortsatt kraftoverskudd i Norden gjør at Sør-Norge i sum ligger ca. 10 € under prisen på kontinentet. Den midlertidige økningen i pris i 2025 skyldes usikkerheten i gassmarkedet for kommende vinter.

Snittprisene i Nord- og Midt-Norge (NO4, NO3) holder seg lavere enn i sør både som følge av en positiv lokal energibalanse og et fortsatt stort overskudd på energibalansen nord i Sverige. Høy fornybarandel og mye nullpriser i Sverige bidrar også. Økt forbruk gir noe høyere priser i Nord-Norge mot 2029, men prisene er fortsatt betydelig under nivået i sør. Våre simuleringer underdriver trolig prisene i NO4 noe sammenlignet med prisene i områdene rundt.

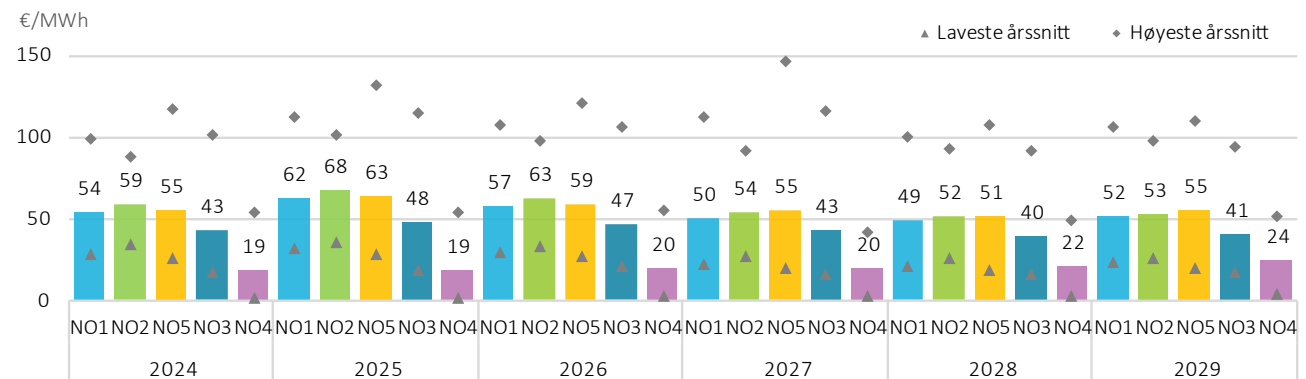
Med innføringen av flytbasert markedsalgoritme vil prisene i Midt-Norge, som historisk har fulgt prisen i Nord-Sverige, bli tettere koblet til Sør-Norge. Vi ser derfor at prisen i NO3 fremover blir noe høyere.

Variasjon i vind og solkraft og særlig variasjonene i nedbør gir et betydelig utfallsrom i norsk kraftpris. Dette kommer i tillegg til usikkerheten i prisene i utlandet og utviklingen i norsk energibalanse, som vi viser på neste side. Våre simuleringer med 29 historiske værår viser et betydelig spenn mellom det laveste og høyeste årssnittet, gitt av henholdsvis et våtår og et tørrår. Videre så vil det i enkelttimer og i kortere perioder kunne bli enda høyere pristopper og prisbunner enn vist her.

Historisk snittpris og simulert kraftpris for utvalgte områder



Utvikling i Basis med snittpris for de norske prisområdene med utfallsrom for vær



Stort utfallsrom drevet av utviklingen i utlandet og norsk forbruksvekst

I tillegg til været er de viktigste usikkerhetsfaktorene for norske kraftpriser markeds- og prisutviklingen i landene rundt oss og i hvilken grad økt forbruk reduserer energibalansen i Norge. Disse faktorene gir et stort utfallsrom hver for seg og et enda større utfallsrom i kombinasjon.

Våre scenarier for markedsutviklingen i Europa, Høypris og Lavpris, gir i utgangspunktet et utfallsrom på 35-80 €/MWh i Sør-Norge og 20-55 €/MWh i Nord- og Midt-Norge. Når vi i tillegg tar inn usikkerheten i forbruksveksten og energibalansene blir utfallsrommet enda større.

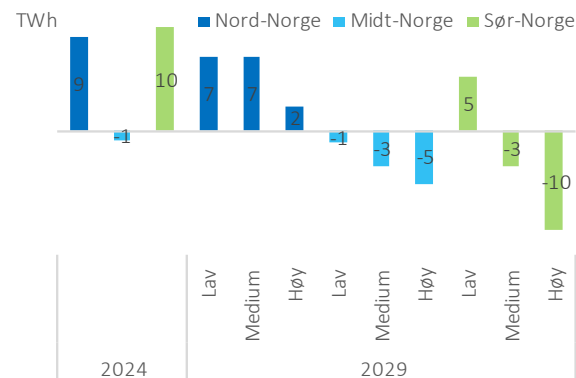
Med en forbruksvekst som i scenarioet Høy forbruksutvikling kan særlig prisene i Nord og Midt-Norge, bli enda høyere. I Nord-Norge vil en relativt moderat vekst i forbruket løfte kraftprisene relativt mye. Dette skyldes både at det er et mindre marked og at prisene er så lave i utgangspunktet. Det siste gjør også en slik økning mer realistisk da et høyt prisscenario for Nord-Norge fortsatt gir lavere priser enn i sør – og dermed fortsatt konkurransedyktige vilkår for industrien

I Sør-Norge er kombinasjonen av både høye priser i utlandet og høy forbruksvekst mindre realistisk. Årsaken er at prisene da blir så høye at det bremses veksten i forbruket. Det er likevel mulig å se for seg et slikt scenario, særlig dersom det samtidig er forventning til en økning i kraftproduksjon og lavere kraftpriser på sikt.

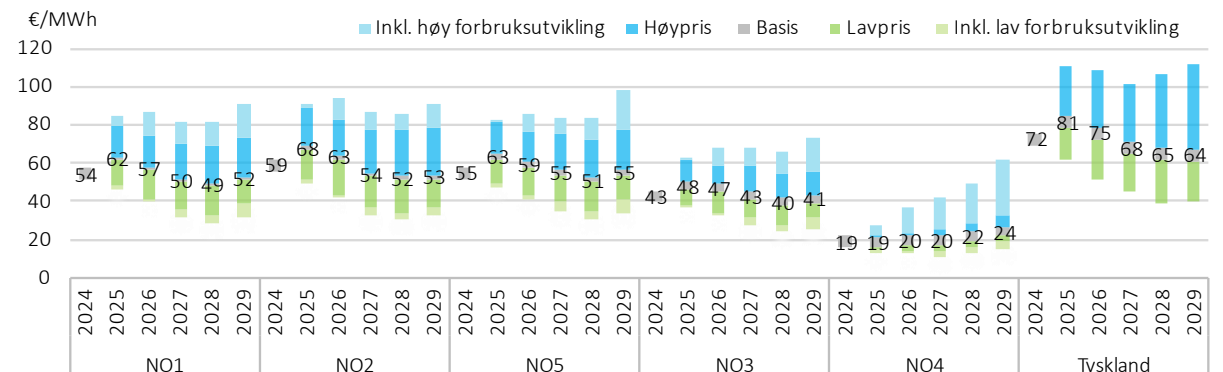
Samlet sett vurderer vi 35 og 80 €/MWh som et realistisk utfallsrom for snittprisene i Sør-Norge, hvor ytterpunktene i utfallsrommet kan være drevet av enten markedsscenarioene for Europa, eller scenarioene for forbruksutvikling. I Nord og Midt er utfallsrommet etter vår vurdering større, mellom 15 og 75 €/MWh, drevet av det som kan være en kombinasjon av scenarioene for forbruksutvikling i Norge og markedsutvikling i Europa samlet.

I enkeltår vil variasjon i været gi et utfallsrom i tillegg til dette.

Endring i energibalanse fra 2024 til 2029 i Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge for Lav, Medium og Høy



Simulert årlig snittpris mot 2029 med utfallsrom for markedsutvikling i Europa og Norge



Nullpriser i utlandet drar ned prisene i Sør-Norge om sommeren

Mer fornybar og stadig flere timer med nullpris på kontinentet og i UK reduserer kraftprisene i Sør-Norge i økende grad utover i analyseperioden. Samtidig varierer det mye mellom værår i hvilken grad dette skjer. Generelt er nedgangen størst på sommeren og i år med mye tilsig.

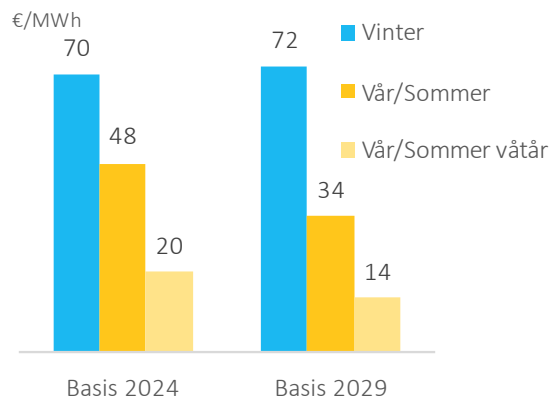
Den store reduksjonen på sommeren skyldes for det første at det er da det er flest timer med lave priser i våre naboland. Med lavere priser i utlandet må vannkraftprodusentene enda lengre ned i pris for å få solgt overskuddet. I tillegg blir det flere timer uregulert norsk produksjon og billig import dekker hele det norske forbruket på sommeren. Når dette skjer blir det priser nær null også i Norge.

I år med mye tilsig øker både mengden uregulert norsk produksjon og behovet for nettoeksport fra Norge, og da forsterkes nedgangen.

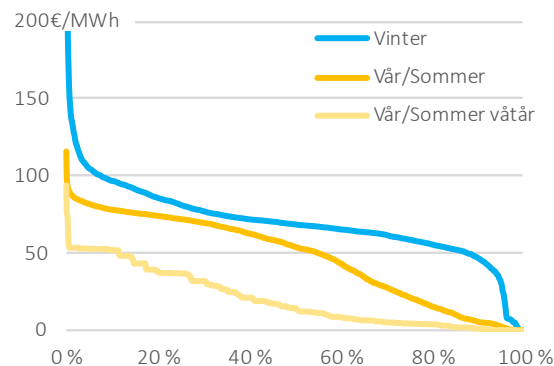
Selv om det er mye nullpriser også på vinteren både på kontinentet, i UK og ellers i Norden – er det mange timer der dette ikke har noen virkning på prisene i Sør-Norge i det hele tatt. Dette skyldes blant annet at det er mye mer forbruk på vinteren i Norge – og at det dermed skal mye mer til for at import og uregulert produksjon kan dekke forbruket i Norge alene og dermed sette en lav pris. En annen viktig grunn er at prisene i våre naboland er høye i mye av tiden på vinteren – selv om fornybar innimellom gir nullpris.

Lavere priser på sommeren forsterker dagens sesongvariasjoner i kraftprisene.

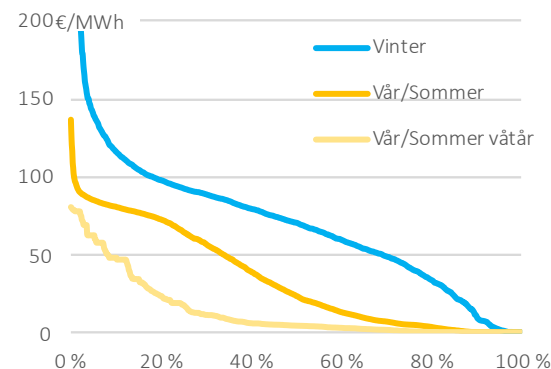
Snittpris i NO2 vår/sommer og vinter i Basis 2024 og 2029



Kraftpris i NO2, vår/sommer og vinter* i 2024 (Basis)



Kraftpris i NO2, sommer og vinter* i 2029 (Basis)



* 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.

Strammere effektbalanser gir høyere pristopper i Sør-Norge på vinteren

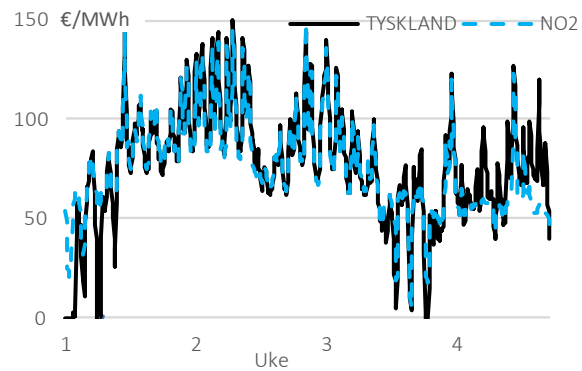
På vinteren er det allerede i dag perioder der vannkraften ikke har nok effekt til både å dekke det norske forbruket og ha full eksport samtidig. I disse timene går prisen på norsk side opp og blir lik prisen i et eller flere av landene vi eksporterer til, slik at eksporten reduseres. I disse timene er det ikke lengre vannkraften i Norge som setter prisen, men kraftverk i utlandet. Når dette skjer blir resultatet at vi får lik pris time for time med ett eller flere naboland. I figuren til venstre ser vi hvordan dette ga helt like priser time for time mellom NO2 og Tyskland gjennom januar 2024.

Strammere effektbalanse både på kontinentet, i UK og ellers i Norden gir flere og høyere pristopper i landene rundt oss. I Norge ligger det også an til å bli strammere effektbalanse. I sum gjør dette at det vil bli flere og høyere pristopper også her utover i analyseperioden.

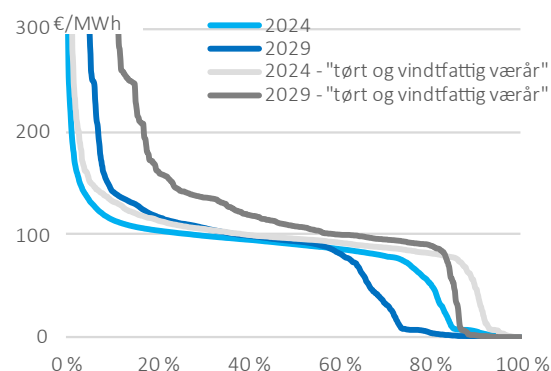
I Norge er det strammest effektbalanse i tørre og kalde år. Og siden det er stor korrelasjon i været i hele Nord-Europa, er det da større sannsynlighet for at det også er kaldt og lite vind i landene rundt oss.

I figurene under har vi tatt fram et værår fra simuleringene der det både er tørt, kaldt og vindstille i hele Nord-Europa. Her ser vi hvordan dette i enda større grad gir høyere priser i Sør-Norge på vinteren i 2029 når den underliggende effektbalansen er strammere enn i dag. Vi understreker usikkerheten i simuleringene her. Eksempelvis vil knappheten bli mindre om flere av de planlagte tyske gasskraftverkene blir ferdig tidligere. Trenden mot at det i perioder blir en strammere balanse er imidlertid tydelig. Og eksempelet viser at det er balansen i det sammenkoblede markedet som betyr mest. Er det høye pristopper i naboland så vil dette gi pristopper også i Norge, selv om Norge har en mer positiv effektbalanse.

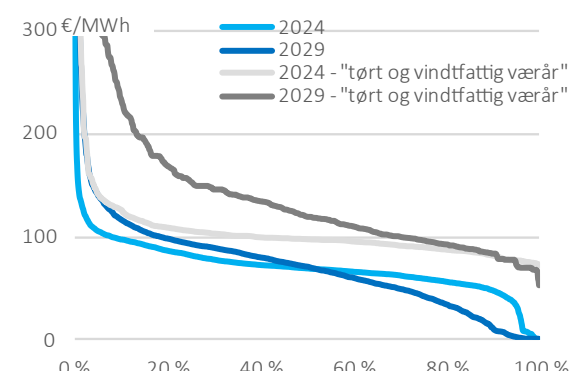
Historiske pris Tyskland og NO2 januar 2024



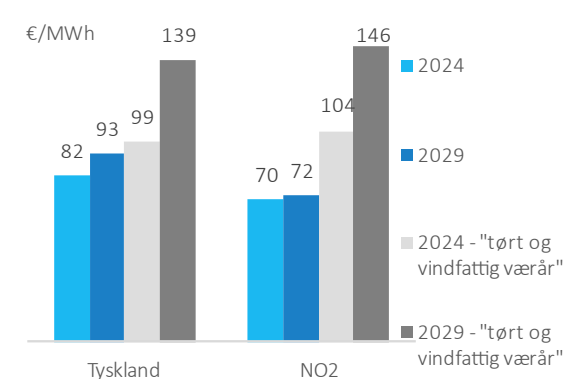
Simulerte kraftpriser i Tyskland på vinteren* i Basis



Simulerte kraftpriser i NO2 på vinteren* i Basis



Simulerte kraftpriser i snitt i NO2 og Tyskland på vinteren* i Basis



* Simulerte priser. Vinter er uke 48 til uke 8. Grunnlaget er basert på utfallsrommet for 29 værår.

Fortsatt prisforskjell mellom NO2 og NO5/NO1

De siste årene har det på sommeren vært store flaskehals inn mot NO2 (Sørlandet) fra NO1 (Østlandet) og NO5 (Vestlandet). Dette har gitt høye prisforskjeller internt i Sør-Norge med lave priser i NO1 og NO5, og betydelig høyere priser i NO2.

Mot 2029 viser våre simuleringer at prisforskjellene på sommeren blir mindre. For det første vil lavere priser på kontinentet om sommeren redusere prisene mer i NO2 enn i resten av Sør-Norge og Norden. For det andre blir den fysiske flaskehalsen mindre når forbruket i NO5 og hele Norden øker. I tillegg vil tiltak for å bedre utnytte dagens nett bidra.

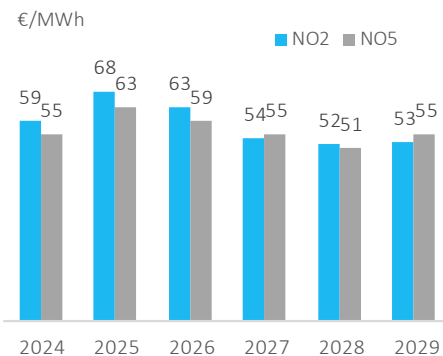
På vinteren har det historisk vært relativt få timer med flaskehals mellom områdene i Sør-Norge, men i timene med flaskehals har de vært motsatt vei, med lavere pris i NO2. I disse timene er det ofte høy import på alle forbindelsene fra kontinentet og UK.

Ved høy flyt nordover mot NO5 er den sentrale flaskehalsen rundt Sauda (se side 27). Mot 2029 kan denne flaskehalsen bli enda større. Økt forbruk i NO5 og ellers i Norden øker antall timer med full import på kablene til NO2, og mer går mot NO5 der det er svakest nett. En høyere andel lave priser på kontinentet og billig import forsterker både flaskehalsen og prisforskjellen nordover.

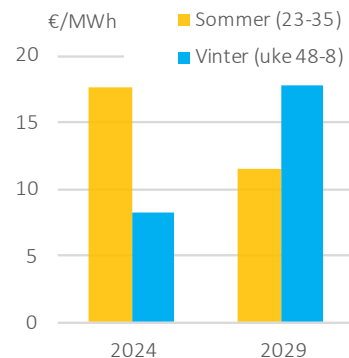
Statnett vurderer flere tiltak for å øke kapasiteten på kort sikt*. Under viser vi hvordan to ulike kapasiteter på dette snittet slår ut. Vi understreker at dette ikke er en prognose på prisforskjellen. Siden flaskehalsen er vanskelig å løse gir den store prisutslag.

Det er også flaskehals fra NO2 mot Østlandet. Selv om flaskehalsene rundt Sauda skulle bli mindre enn våre simuleringer, vil det derfor likevel være betydelige flaskehals nord og østover fra NO2.

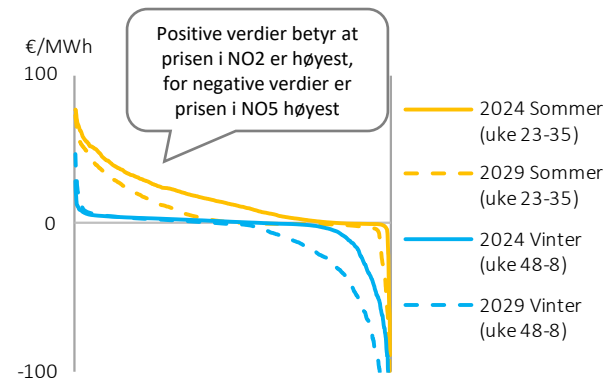
Utvikling i snittpris i NO2 og NO5
Basis 2024-2029



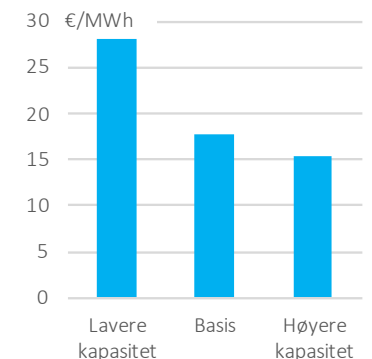
Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell
time for time NO2-NO5 i Basis



Prisforskjell time for time
sommer og vinter NO2-NO5 i Basis



Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell time for time
NO2-NO5 på vinteren (uke 48-8) i Basis og med
ulik kapasitet i Sauda



* Statnett 2024

Regulerbar produksjon får bedre betalt enn uregulerbar produksjon

Når kraftprisen varierer mye, vil regulerbar kraftproduksjon som eksempelvis vannkraft med magasin oppnå en høyere kraftpris enn snittprisen. Variabel produksjon fra vind, sol og elvekraft, som ikke har mulighet til å flytte produksjonen fra en time til en annen, vil oppnå en pris som typisk ligger lavere enn snittprisen.

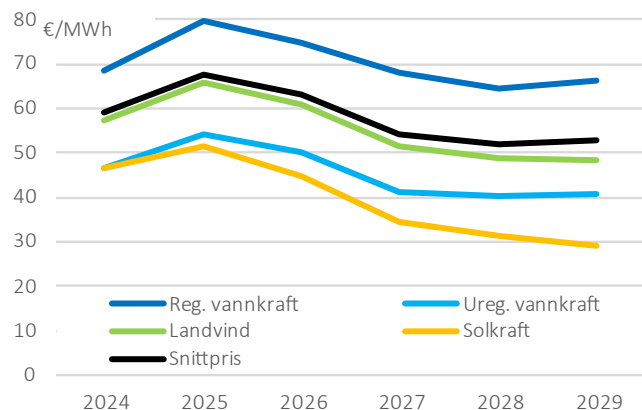
I 2024 får regulerbar vannkraft i NO2 betalt rundt 50% mer enn solkraft i våre simuleringer. I 2029 er denne forskjellen forsterket og regulerbar vannkraft får i snitt mer enn dobbelt så høy inntjening som solkraft. Selv om oppnådd kraftpris for regulerbar vannkraft er god i snitt vil det også her kunne være større forskjeller mellom ulike kraftverk innenfor samme prisområdet.

Landvind har en oppnådd kraftpris omtrent som snittprisen i dag. Mot 2029 holder oppnådd pris seg fortsatt nærme snittprisen, selv om den synker noe mer enn snittprisen.

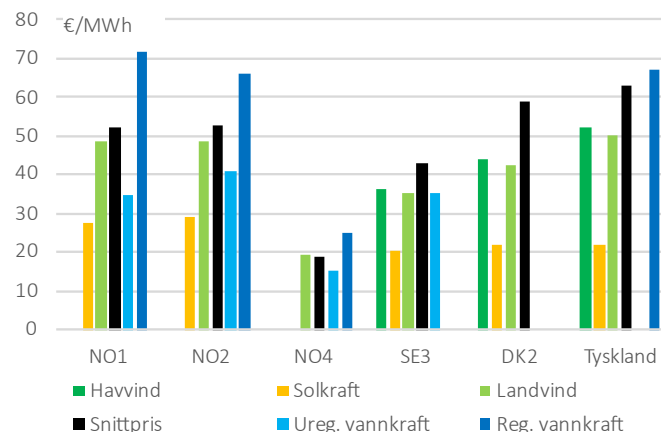
Elvekraft ligger mellom sol og vindkraft. Dette skyldes at elvekraft produserer klart mest i sommerhalvåret når prisene er lavest, mens vindkraften produserer mest i vinterhalvåret når prisene generelt er høyere.

Prisene i Europa er avgjørende for norske priser, og våre prisscenarier viser naturlig nok at oppnådd kraftpris for de ulike teknologiene varierer mye med disse. I Høy er oppnådd kraftpris for regulert vannkraft i NO2 nærmere 100 €/MWh, mens den i Lav er den ca. 50 €/MWh. Tilsvarende utfallsrom for solkraft er fra i overkant av 40 €/MWh til i underkant av 20 €/MWh.

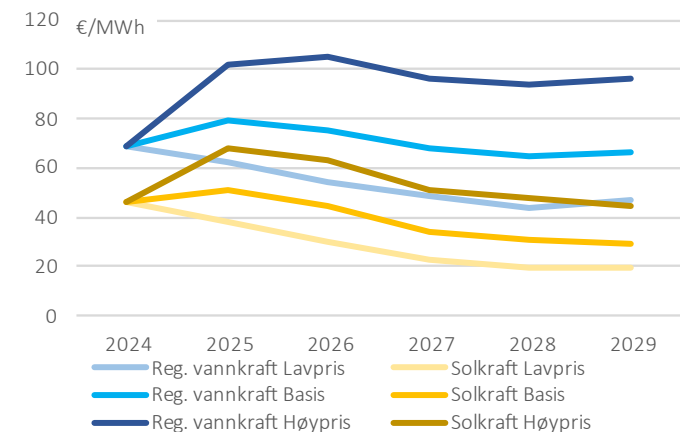
Oppnådd kraftpris NO2 i Basis 2024-2029



Oppnådd kraftpris i Basis 2029



Utfallsrom oppnådd kraftpris i NO2 i våre scenarier for prisutvikling



Lave priser og mye uutnyttet produksjon nord i Norden

Stadig mer vind og solkraft, og overskudd på energibalansen, gir allerede lange perioder med svært lave priser i Sverige og Finland. Økt forbruk gir noe høyere priser både i Nord-Norge og Nord-Sverige mot 2029. Samtidig holder prisene seg lavere enn lengre sør.

I tillegg til å gi lave priser gir mye overskudd og mye ny fornybar at mye produksjon med lave marginalkostnader går til spille. I våre simuleringer reduseres produksjonen fra kjernekraft både i Finland og Sverige utover i tid som følge av utbyggingen av særlig vindkraft. Vi har i Basis lagt inn 60 TWh økt produksjon fra sol- og vindkraft i Sverige og Finland til 2029. Samlet simulert kraftproduksjon øker imidlertid bare med 45 TWh.

Årsaken er at det i mange timer ikke er nok forbruk og overføringskapasitet til andre land. Det spiller også inn at det ofte er lave og negative priser i landene rundt. Dermed reduseres produksjonen fra kjernekraft og kraftvarmeverk med rundt 13 TWh. I tillegg får vi 1-2 TWh spill av fornybarproduksjon.

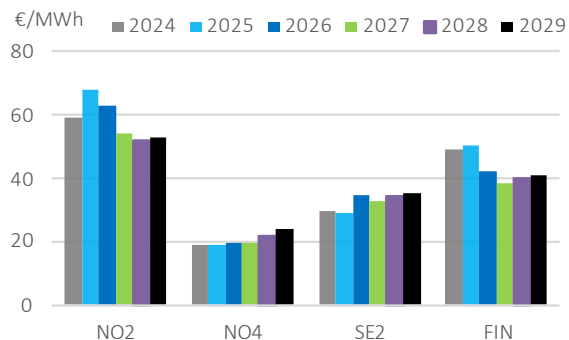
I Basis 2029 er oppnådd kraftpris i snitt 30 €/MWh for vindkraft i Nord-Sverige og 48 €/MWh for kjernekraft i Finland og Sverige. Dette er lavere enn langsiktig marginalkostnad.

Lave priser nord i Norden gjør dette til et attraktivt område for forbruksvekst, og det er mange planer om blant annet hydrogenproduksjon. Det er derfor fullt mulig at forbruksveksten blir mye større enn i Basis.

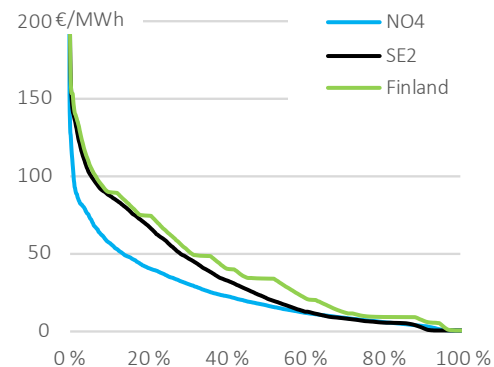
Øker vi forbruket i NO4, Sverige og Finland med ca. 12,5 TWh fra nivået vi har i Basis ser vi at produksjonen fra kjernekraft og annen produksjon øker med 6 TWh, uten at vi legger inn nye kraftverk. Vi får også noe mindre spill av fornybar produksjon. Resten av forbruket dekkes av redusert nettoeksport ut av området.

Selv om det nye forbruket i stor grad dekkes av produksjon med lave marginalkostnader ser vi at økt forbruk øker prisen i alle områder. Prisene er likevel fortsatt lavere enn i Sør-Norge.

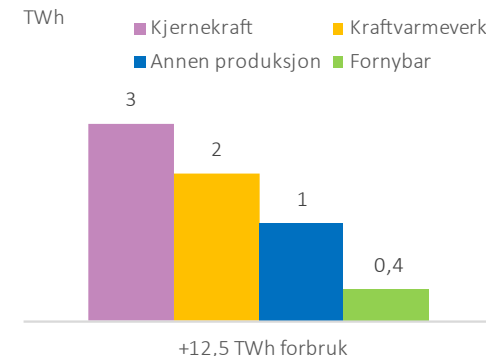
Simulert snittpris i NO2, NO4, Finland og Sverige - Basis



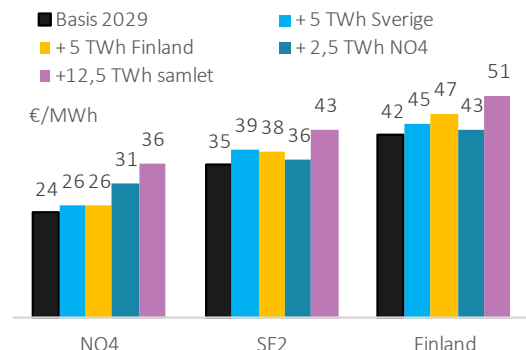
Kraftpriser i 2029 i Nord-Norge, Nord-Sverige og Finland - Basis



Økt produksjon uten nye kraftverk i Basis 2029, ved 12,5 TWh økt forbruk i Sverige, Finland og NO4



Priseffekt av økt forbruk i Sverige, Finland og NO4 hver for seg og samlet



Svært høy forbruksvekst uten ny produksjon vil gi mye høyere norsk pris

Statnett har reservert tilknytning til mye mer forbruk enn det vi har tatt med i scenarioet Høy. I tillegg er det store volumer som står i kapasitetskø.

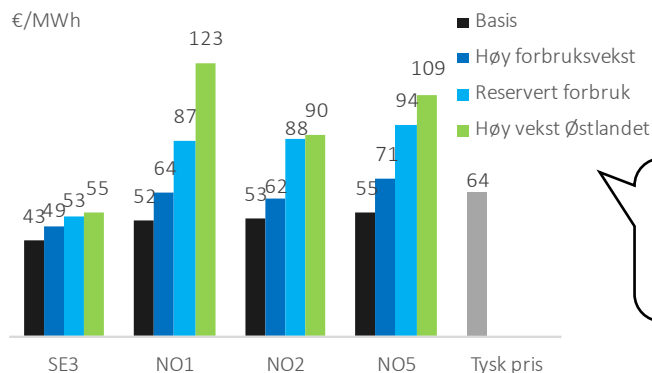
I figurene under viser vi først hva som skjer når vi legger inn alt reservert forbruk til 2029 – uten ytterligere vekst i den norske produksjonen. Da øker forbruket til ca. 190 TWh per år og underskuddet på energibalansen i Norge blir ca. 26 TWh. Dermed må det økte forbruket i hovedsak dekkes av økt import fra kontinentet, UK og Sverige.

For at importen skal bli stor nok må vannet i norske vannmagasiner prises høyere enn snittprisene i landene vi har utveksling med. I tillegg blir det færre timer der prisene faller ned til null og samtidig perioder med større effektknapphet. Dette gir betraktelig høyere gjennomsnittlige kraftpriser i Sør-Norge enn i våre naboland, og både flere og høyere pristopper.

I den andre sensitiviteten har vi like stor vekst i Norge og Sør-Norge samlet sett, men flyttet 13 TWh / 1500 MW av veksten til Østlandet (dagens NO1 og Vestfold + Grenland). Også her ser vi at nettet inn til Sør-Norge og NO1 kan forsyne veksten i all hovedsak. Men det blir enda høyere utnyttelse av importkapasiteten fra Sverige. Det oppstår mer knapphet både på energi og effekt når det er kaldt og når det er tørrår med lite tilsig. Dette resulterer i svært høye kraftpriser og forbruk som midlertidig må koble ut i perioder.

Begge disse sensitivitetene er lite sannsynlige. De høye prisene og den store prisforskjellen mot nabolandene vil trolig bremse forbruksveksten lenge før vi kommer så langt. Kraftprisen blir enkelt sagt så høye at forbruket ikke har betalingsvillighet til å kjøpe kraften. I tillegg er det usannsynlig at så mange planer blir realisert på så kort tid.

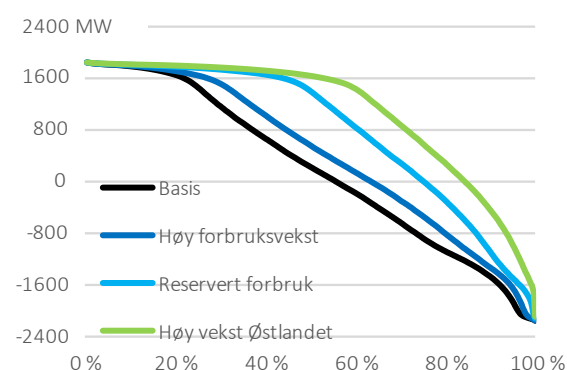
Snittpriser i 2029 ved høyere forbruksvekst



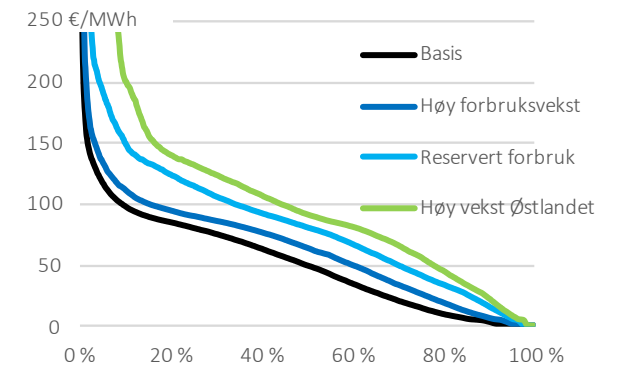
Forbruk på Østlandet i scenarioene:

- 52 TWh
- 55 TWh
- 62 TWh
- 75 TWh

Flyt SE3 – NO1 2029



Varighetskurve pris NO1 2029



Store prisforskjeller gir behov for planlagte nettiltak

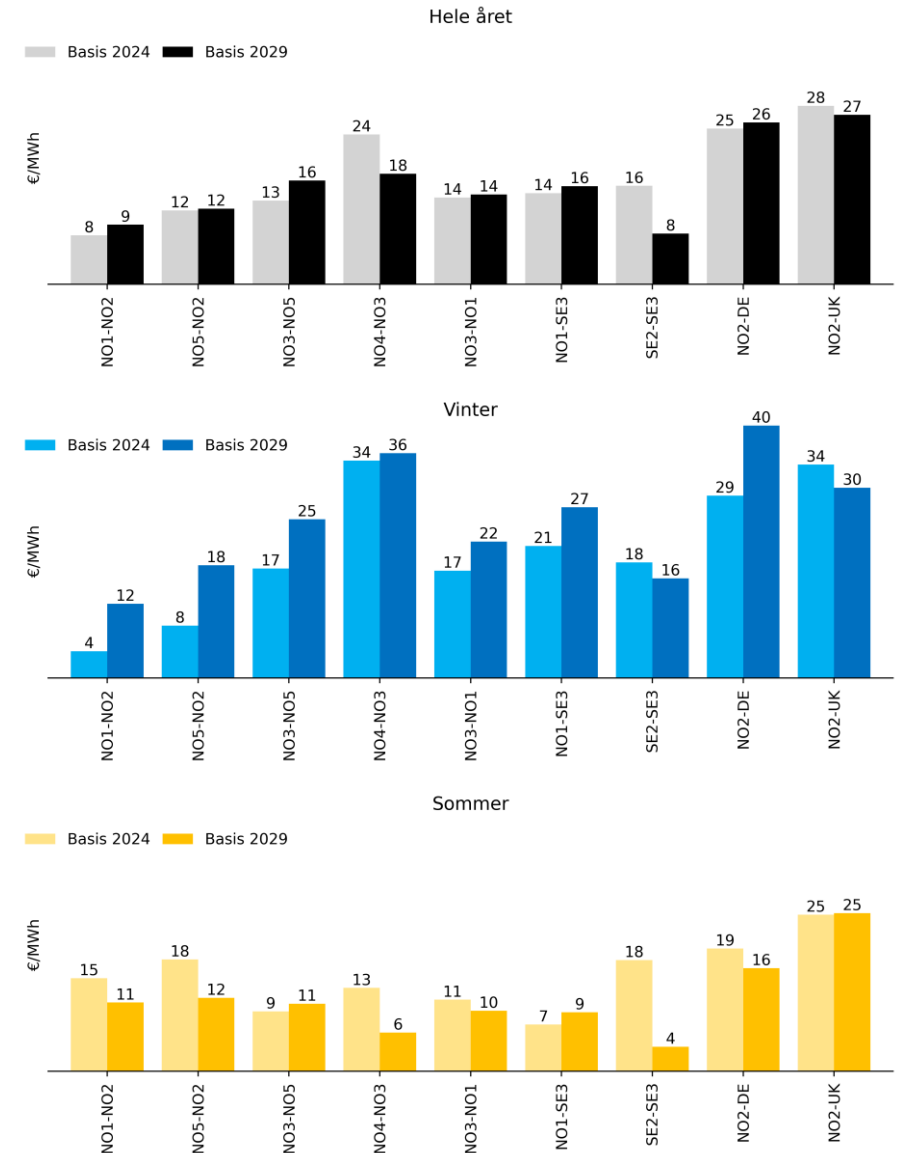
De siste årene har vært preget av store prisforskjeller nord og sør både i Norge og Sverige. Hovedårsaken er flere fysiske flaskehalsar nord-sør, drevet av et stort overskudd på den samlede energibalansen nord i Sverige og nord for Dovre i Norge. Det store overskuddet i nord gir mye enveis energitransport over lange avstander. De høye prisene i Europa har bidratt til at prisforskjellene i Norden, som følge av disse flaskehalsene, har blitt store.

På grunn av økt forbruk i nord forventer vi mindre energitransport mot Sør-Norge og kontinentet. I kombinasjon med økt kapasitet nord-sør ser vi at dette reduserer flaskehalsene mellom NO3-NO4 og SE2-SE3 mot 2029. Samtidig vil økt forbruk gi større behov for å flytte kraft også nordover. Dette forsterkes av en økende andel lave priser i Europa og billig import.

Våre simuleringer indikerer at gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time ser ut til å holde seg høy i de fleste områder. Figuren over viser forskjellene i snitt over 29 ulike vøre år. Det vi kaller normalåret. Det er stor variasjon både mellom år og gjennom ulike år. Mot 2029 er prisforskjellene i våre simuleringer størst om vinteren. Vi tror i snitt modellen tenderer mot å overdrive prisforskjellene om vinteren relativt til sommeren, selv om bildet er sammensatt. Det er også slik at simuleringene både kan overdrive og underdrive prisforskjellen mellom ulike områder. For å få et bilde på hva som skjer utover i analyseperioden er det derfor viktigere å se på endringene fra 2024 til 2029, heller enn de numeriske verdiene.

Høye prisforskjeller gjør at vi fortsatt ser et stort behov for mer kapasitet i transmisjonsnett i sentrale transportkanaler. Transportkanalene utgjør grunnstammen i transmisjonsnett og skal kunne håndtere mange usikre fremtidige scenario for forbruk, produksjon og kraftflyt. Selv om en utsatt forbruksvekst på kort sikt gir Statnett noe mer tid til å gjennomføre enkelte nettinvesteringer, står behovet for planlagte tiltak stødig.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time for sentrale korridorer



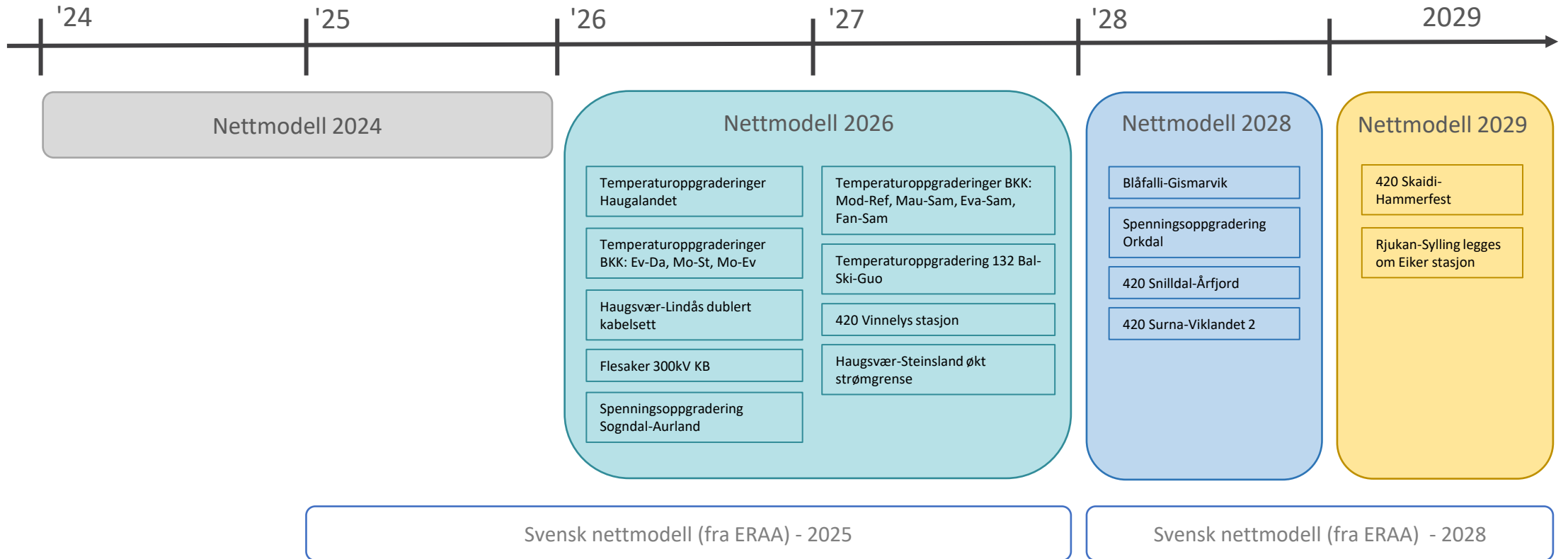
* Hvis du ønsker å lese mer om hvilke behov Statnett ser i transportkanalene fremover kan du lese vår siste [Analyse av transportkanaler](#)



Vedlegg

Oversikt nettoppgraderinger per nettm modell i KMA24

Basismodell – dagens nett

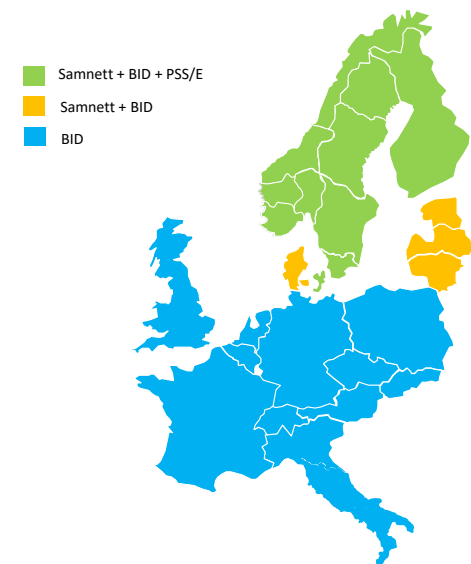


Modelloppsettet vi bruker for kraftmarkedsanalyser

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 flaskehalsar med prisområder.

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 todelingen 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 forbruksfleks, batterier og hydrogen.

For å få frem hvordan været påvirker produksjon og forbruk, bruker modellene detaljert værhistorikk for de siste 30 årene 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, magasinfullingsgrad, bedriftsøkonomisk inntjening til kraftverk, flaskehalsinntekter, produsent- og konsumentoverskudd m.m.



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 prisområder og flytbasert markedskobling. Dekker Norden og Baltikum.



Kontinentale prisrekker

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

Vi oppdaterer faste scenarier – som gir et Statnett-relevant utfallsrom

I LMA og KMA bygger vi analysene og drøftingen rundt et fast sett av scenarier 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 scenarier for markeds- og prisutviklingen samlet i Europa og Norge: **Basis**, **Høypris** og **Lavpris**
- Fire scenarier for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: **Lav**, **Medium**, **Høy** og **Ekstra høy**

Scenariene 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.

Scenariene 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 scenariene for forbruk og produksjon representerer *vår forventning*. I LMA har vi scenariene Lav, Medium, Høy og ekstra Høy. I KMA har vi kun de tre førstnevnte.

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

Scenarier for markeds- og prisutviklingen – i KMA-kontekst

Alle scenariene oppnår samme grad av utslippsfri kraftproduksjon, men scenariene 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

Scenarier for forbruk og produksjon i Norge – KMA-kontekst

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

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

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

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

Forutsetninger KMA24 og andre relevante rapporter

Sentrale forutsetninger og -resultater fra KMA24

[Nøkkeltall for Kortsiktig markedsanalyse 2024-2029 \(excel\)](#)

Andre relevante rapporter fra Statnett



[Analyse av transportkanaler 2023-2050](#)

November 2023



[Langsiktig markedsanalyse 2022-2050](#)

Mars 2023

Vi publiserer ny Langsiktig markedsanalyse november 2024.



Statnett gjennomfører en rekke øvrige analyser og utredninger for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av sentralnettet.

[Oversikt over analysene vi har publisert](#)



Statnett