



Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050

- Oppdatering våren 2021

Statnett



Oppdatering våren 2021

Statnett utarbeider en Langsiktig markedsanalyse (LMA) hvert andre år. Analysen utarbeides bla. for å holde oversikt over og analysere den langsiktige utviklingen av kraftmarkedet. Dette da utviklingen i Norden og Europa har stor betydning for Norge og for Statnetts beslutninger. Rapporten gjør vi offentlig for å gi andre innsyn i vår tenkning og våre forutsetninger.

Vi publiserte vår seneste langsiktige markedsanalyse for perioden 2020-2050 i oktober 2020. Denne analysen hadde særlig fokus på veien fram til nullutslipp i 2050, både i den eksisterende kraftsektoren og hele det europeiske energisystemet.

Siden vi publiserte LMA20 i oktober har det skjedd utvikling på en del sentrale faktorer som påvirker det langsiktige bildet. Det er viktig for oss å følge markedsutviklingen her og nå tett, for å bedre forstå utviklingen fremover.

I denne oppdateringen av LMA drøfter vi utviklingen siste perioden med fokus på konsekvensene for markedsutviklingen de kommende 10-15 årene. En slik oppdatering av LMA i "mellomår" gjør vi av og til, når det skjer store endringer på kort tid. Denne oppdateringen av LMA skal leses som et tillegg til den fullstendige rapporten, [Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050](#).

Vi bygger analysen på oppdaterte 2025- og 2030-datasett fra Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050.

Hovedpunkter

Hovedtrekkene i vår siste [Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050](#) har forsterket seg siden vi publiserte denne i oktober, i fjor. Retningen mot nullutslipp i hele energisystemet er nå enda mer tydelig. EU har blant annet vedtatt, og er nå i ferd med å lovfeste, et strammere mål for utslippsreduksjon til 2030 og har i tillegg fastsatt ambisiøse mål for utviklingen av havvind. I tillegg har den grønne bølgen innen finans, industri og næringsliv forsterket seg ytterligere. Også utenfor Europa er klimapolitikken strammet inn siden i høst. USA og Kina har lansert egne nullutslippsmål. I LMA 2020 la vi til grunn at Europa når utslippsmålene til 2050, vi mener utviklingen siden da har gjort dette mer sannsynlig.

Det endelige vedtaket om å kutte utslippene med 55 % til 2030 har bidratt til en dobling av CO₂-prisen i EU ETS mellom november 2020 og mai 2021. Den økte kvoteprisen er også et uttrykk for større tillitt til både kvotesystemet og klimapolitikken, samt at andre tiltak som tvungen utfasing av kullkraft og subsidier av fornybar i mindre grad enn tidligere konkurrerer med kvotemarkedet. Økningen i CO₂-prisen er ventet å fortsette og vi har oppdatert vår prognose for 2030 til 70€/t, opp fra 35€/t. Høyere CO₂-pris gir høyere marginalkostnader i fossile kraftverk og dermed også høyere kraftpriser både på kontinentet og her i Norge. Dette gjør at markedet nå er mer på linje med vårt høye kraftprisscenario fra LMA20 det kommende tiåret.

Høyere kraftpriser gir økt lønnsomhet av all fornybarproduksjon. Kombinert med raskt fallende teknologikostnader reduserer dette behovet for subsidier for bunnfast havvind. I vår nye Basis for 2030 er bunnfast havvind i Nordsjøen lønnsomt basert på kraftprisen alene. Utsiktene til at bunnfast havvind kan bygges uten store subsidier i Norge vil trekke mot mer forbruk i Norge, siden ny produksjon er en vesentlig faktor for det prissensitive forbruket.

I Norge har utviklingen det siste halvåret forsterket vår hovedprognose for forbruksutviklingen i Norge, særlig det kommende tiåret. Det nye 2030-målet og økning av den norske CO₂-avgiften vil gi sterkere insentiver til utslippskutt og elektrifisering. Kraftprisene øker også mindre i Norge som følge av høyere kvotepriser, spesielt i de to nordligste prisområdene, NO3 og NO4. Dette øker den relative konkurransekraften her til lands. I tillegg er en rekke større forbruksplaner konkretisert. Veksten i forbruk knyttet til petroleumssektoren vil trolig fortsatt avhenge av politiske mål. På lengre sikt er utfallsrommet for norsk forbruksutvikling større, da forbruksplanene er mindre konkrete. Mulighetene for videre industrivekst knyttet til det grønne skiftet er store, samtidig som en stor forbruksvekst trolig avhenger av mye ny kraftproduksjon. Utviklingen avhenger også av hvor mye petroleumssektoren reduseres på sikt. I våre analyser er en forbruksvekst tilsvarende det vi har i vårt høye scenario sentralt.

Kraftprisene i Sør-Norge øker i snitt med rundt 10 €/MWh i 2025 og 5 €/MWh i 2030, sammenlignet med LMA20. Kraftprisene i Norge øker ikke like mye som i Europa, og økningen er også mindre både i Nord- og Midt-Norge og i Nord-Sverige. Dette forsterker i første omgang de økte prisforskjellene mellom nord og sør, som gir økt verdi av å oppgradere transportkanalene. På sikt kan likevel dette motvirkes av at forbruket i de nordligste områdene i Norden øker raskere enn det vi har forutsatt i Basis. Økte priser i Europa betyr også økt prisvolatilitet. Dette øker verdien av fleksibiliteten i den norske vannkraften og verdien av handel med utlandet øker vesentlig.

Denne analysen bygger på en lett oppdatering av våre 2025 og 2030-datasett fra LMA20. Oppdatert LMA må leses som et tillegg til den fullstendige rapporten, [Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050](#). Helt konkret innebærer oppdateringen: (1) oppdaterte forutsetninger for CO₂-pris frem til 2030, (2) mindre justeringer av installert fornybarkapasitet og installerte effekt i fossile kraftverk, og (3) en ekstra vurdering av teknologikostnadene for havvind. Analysen er ikke fullstendig og vi vil jobbe videre med de dynamiske virkningene, eksempelvis de indirekte virkningene av økt CO₂-pris på hydrogenproduksjon. Dette er tema for videre analyser, men vi drøfter poengene i tekst.



Politikken er strammet til

I sum er retningen mot nullutslipp enda mer tydelig nå, enn høsten 2020. Klimapolitikken har blitt strammet inn globalt, i EU og nasjonalt gjennom bla. målsetninger for utslippskutt og utbygging av fornybar kraftproduksjon.

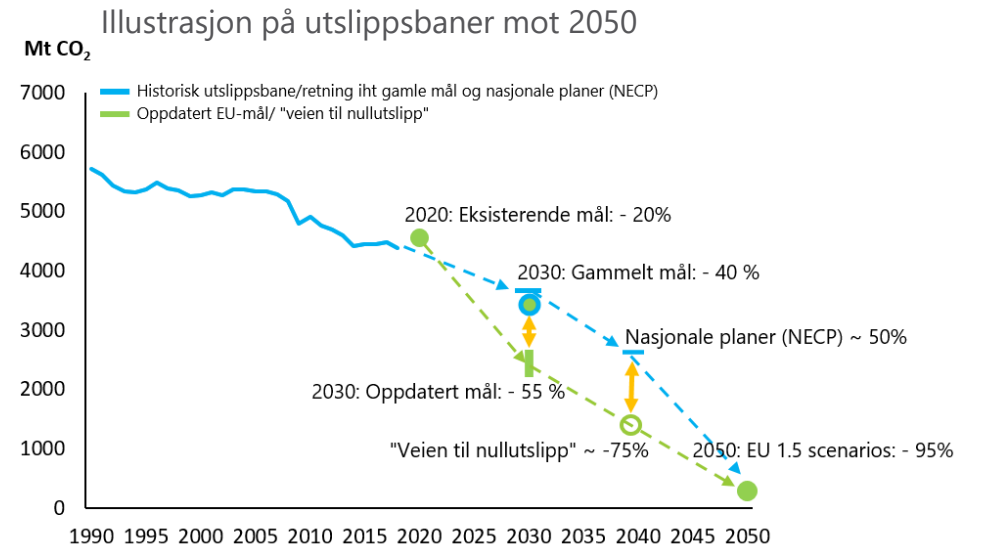
EU lovfester mål om 55% utslippsreduksjon innen 2030

EU har lenge vært i prosess med å stramme inn utslippsmålet for 2030 slik at det skal bli mulig å nå det lovfestede nullutslippsmålet i 2050. Gjennom høsten 2020 og våren 2021 har EU gjennomført prosessen med å vedta 55 % utslippsreduksjon. Nå er lovforslaget skrevet og det er ventet å bli lovfestet i juni 2021.

I scenarioarbeidet med LMA2020 la vi vekt på 2050-målet og la til grunn at forslaget om 55 % utslippskutt ville bli vedtatt. Innstramningen av 2030-målet medfører derfor ingen direkte endringer for våre forutsetninger – men det forsterker vårt basisscenario fra LMA20.

Selv om innstramningen av målet var ventet, har innstramningen skapt reaksjoner i karbonmarkedet. CO₂-prisen fordoblet seg mellom november 2020 og mars 2021, og har økt videre gjennom mai. Prisveksten var primært drevet av forventningen om at tilbudssiden i EU ETS strammes inn som følge av det nye 2030-målet, i tillegg til at markedet oppfatter troverdigheten rundt EUs målsetning om nullutslipp som styrket.

Eksterne analyseselskap har som følge av prishoppet oppjustert sine CO₂-prognoser betraktelig. Vi kommer tilbake til vår oppdatert prognose for CO₂-pris i neste kapittel av presentasjonen.



EU skal bygge ut 60 GW havvind innen 2030

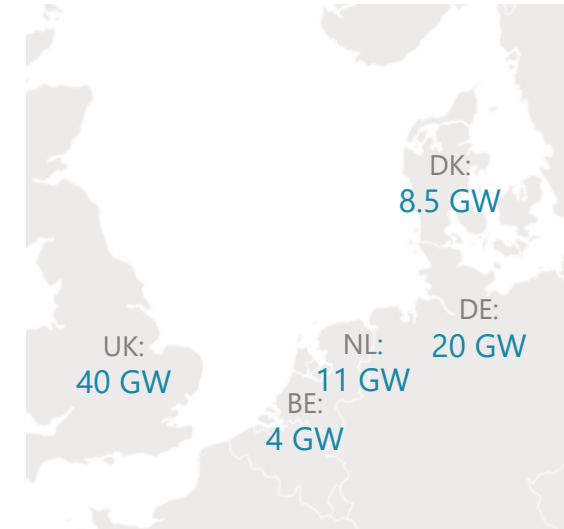
I november lanserte EU sin strategi for utbygging av offshore vind, som fastsetter mål om minst 60 GW havvind innen 2030. I 2050 er målet 300 GW havvind, samt 40 GW fra bølge- og tidevannskraft.

Storbritannia er etter Brexit ikke lenger inkludert i EU-målene, men har satt egne ambisiøse mål for havvindutbyggingen. Opprinnelig hadde Storbritannia et mål om 30 GW havvind innen 2030, men i oktober 2020 økte de målet til 40 GW.

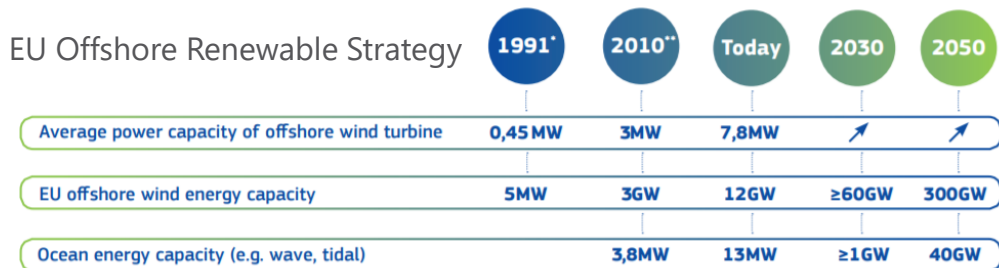
Mange andre EU-land har i likhet med Storbritannia satt nasjonale mål for utbyggingen frem mot 2030, som vist i figuren til høyre.

I sum bidrar konkretisering av mål på EU-nivå og nasjonalt nivå til å redusere risikoen for havvindutbyggingene. Det kan igjen føre til lavere utbyggingskostnader. Dette kommer vi tilbake til i neste kapittel.

Enkeltlandenes mål for havvind innen 2030



EU Offshore Renewable Strategy



* First offshore wind farm: Vindeby, Denmark
 ** Including UK

USA og Kina har satt mål om nullutslipp i hhv 2050 og 2060

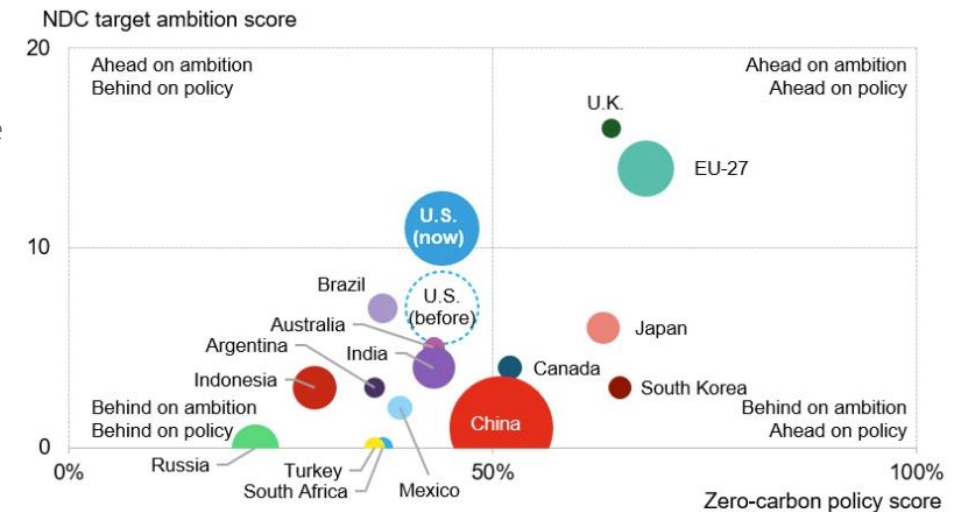
Også globalt har klimapolitikken blitt strammet inn siden i høst. Kina og USA, som er de to landene med høyest CO₂-utslipp globalt, har nylig satt nullutslippsmål.

President Joe Biden har på ny meldt USA inn i Parisavtalen og satt mål om halvering av klimagassutslippene til 2030 og nullutslippsmål til 2050. De nye utslippsmålene plasserer USA i nesten samme liga som EU og Storbritannia når det gjelder utslippsmål. De europeiske landene har imidlertid kommet mye lengre når det gjelder å koble utslippsmålene mot lovgiving og konkrete tiltak for å redusere utslipp. USA må levere på dette for å ta en lederposisjon i klimaarbeidet.

Kina lanserte høsten 2020 sitt mål om nullutslipp innen 2060 og har et mål om at utslippstoppen skal nås innen 2030. Kina står i dag for 28 % av de globale utslippene, noe som også gjør det nasjonale nullutslippsmålet sentralt for den globale klimapolitikken. Kina har også en helt sentral rolle innen teknologiutvikling, som den største investoren, produsenten og forbrukeren av fornybar kraft, globalt.

En rekke studier og prognoser viser at det er lite sannsynlig at vi vil få nullutslipp globalt om 30 år. Uansett vil en global utvikling mot nullutslipp gi viktig drahjelp for den europeiske omstillingen, spesielt innen teknologiutvikling.

BNEF ratings for selected countries' NDC target and zero-carbon policies



Source: BloombergNEF

Note: NDC = Nationally Determined Contribution



Det grønne skiftet går enda raskere Europa

Innstramming av klimamålene i EU gir en enda klarere retning mot nullutslipp, som raskt har blitt fanget opp i markedet.

En dobbelt så høy CO₂-pris gir et prisbilde den neste tiårsperioden, som er mest sammenlignbart med vårt Høye scenario for kraftpris fra LMA20. Dette vil raskere kunne drive frem en omstilling til et fornybart system.

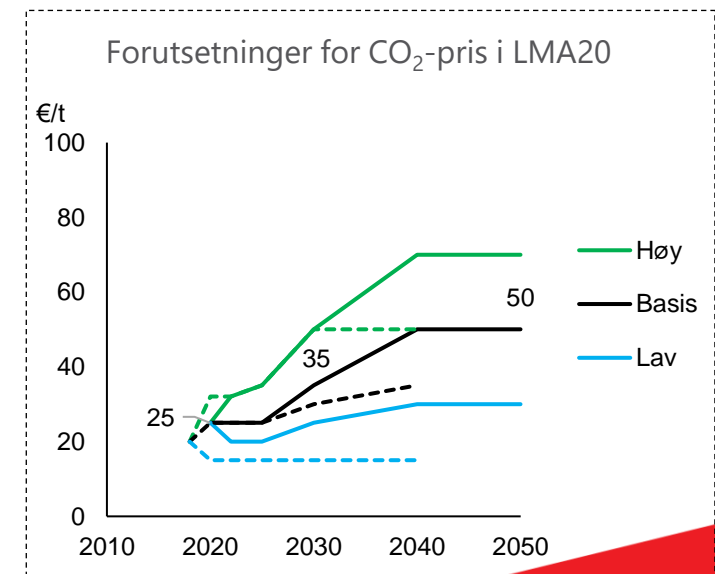
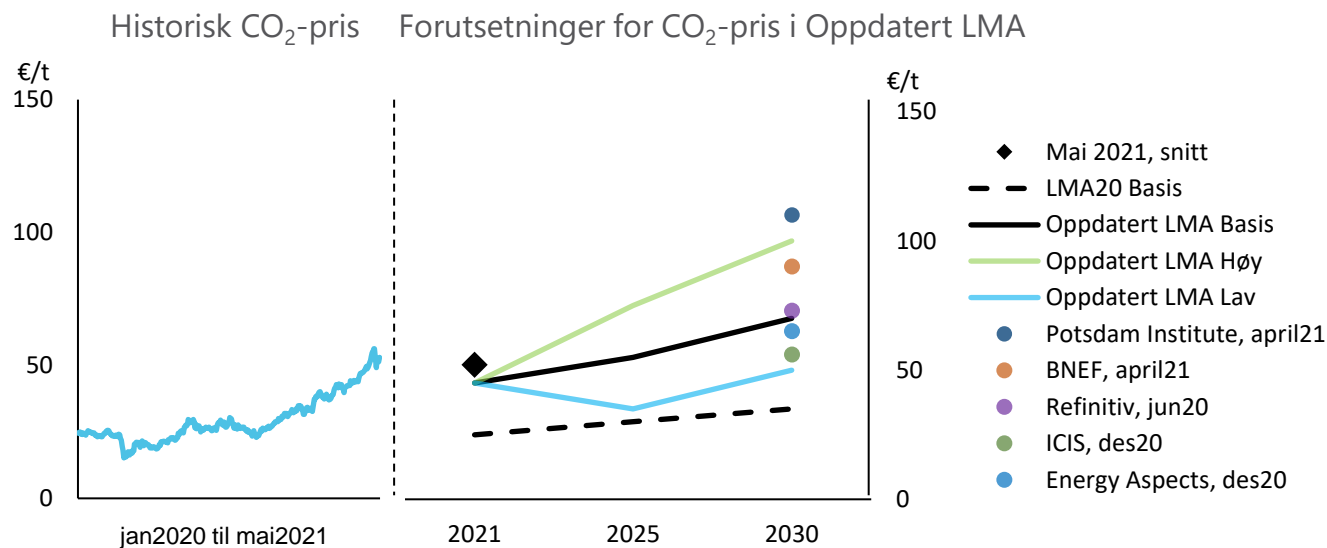
CO₂-prisen har doblet seg – venter fortsatt vekst mot 2030

CO₂-prisen i EU ETS var i gjennomsnitt rett over 50 €/t CO₂ i mai2021. Dette er mer enn det dobbelte av hva CO₂-prisen var i begynnelsen av november 2020. Økningen har primært vært drevet frem av EUs nye mål om 55 % utslippskutt til 2030, men også av at det er mer tillitt til at kvotesystemet fungerer og tillit til at EUs mål blir stående og eventuelt strammet til. Videre det bidratt at vi nå har den årlige oppgjørsperioden for utslipp, samt tilbaketreking av kvoter via Markedsstabiliserings-reserven (MSR) og økt grad av finansielle aktører i markedet. CO₂-prisen har vært ventet å stige, men denne økningen kom tidligere på 2020-tallet enn "alle" analyseselskap hadde i sin forventning.

Basert på at de fleste eksterne analyseselskap har justert opp sine prognoser betraktelig, har vi oppdatert våre forutsetninger. Frem mot 2030 venter vi en vekst til rundt 70 €/t, i vår Oppdaterte LMA. I 2030 har vi et utfallsrom på 50 €/t til 100 €/t.

CO₂-prisen har mest påvirkning på kraftprisen når fossil kraftproduksjon setter kraftprisen. Det vil si at CO₂-prisen vil ha mest å si for kraftprisen de nærmeste årene fremover, og at virkningen vil avta noe med utfasingen av fossil kraftproduksjon, spesielt kullkraft. Etter 2030 vil CO₂-prisen i stadig større grad påvirke kraftprisen gjennom bruk av elektrisitet til hydrogenproduksjon. Høy CO₂ pris gjør det mer lønnsomt å gå over til hydrogen i ulike industriprosesser, noe som gir mer elektrolyse og støtter opp prisen på hydrogen. Dette bidrar igjen til å løfte kraftprisene i timer med mye sol og vindkraft – og dermed også heve eller opprettholde de gjennomsnittlige kraftprisene. Dette gir igjen økte insentiv til å investere i vind og solkraft.

Storbritannia valgte å forlate EU ETS etter Brexit og startet opp et britiske kvotemarkedet (UK ETS) fra 1. januar 2021. Det er betydelig usikkerhet knyttet til kvoteprisen i UK ETS på kort sikt, men det er liten tvil om at karbonprising og kvotehandel vil spille en viktig rolle i overgangen til et utslippsfritt energisystem både i Storbritannia og EU. På lengre sikt antar derfor vi at det vil bli gjennomført nødvendige justeringer i det britiske kvotemarkedet slik at markedet oppfyller denne funksjonen.



Kostnadene for bunnfast havvind faller raskt

Siden LMA 2020 ble publisert har EU og flere enkeltland kommet med mer ambisiøse mål for utslippskutt og utbygging av havvind. I eksterne analyser og prognoser er det konsensus om at de store havvind-volumene vil gi ytterligere press på kostnadene. Våre oppdaterte kostnadstall, som vi sammenstiller fra eksterne kilder og bruker som referanse for å vurdere subsidiebehov, er derfor rundt 10 % lavere enn i LMA20.

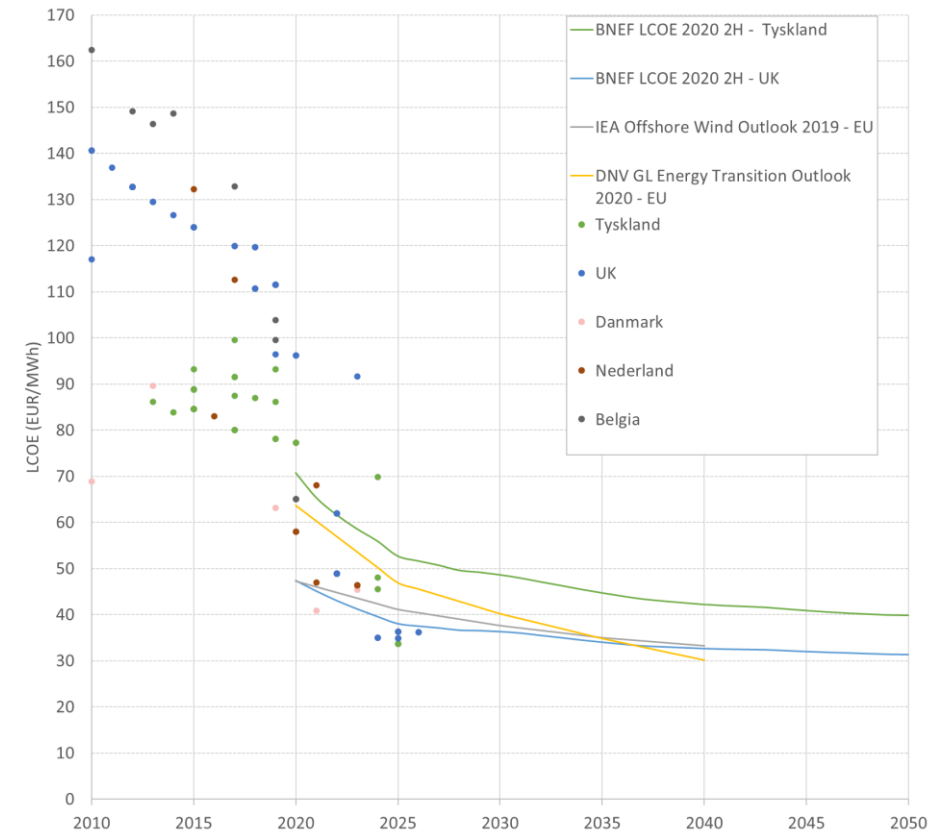
Kostnaden for bunnfast havvind har falt kraftig de siste årene. Hovedårsakene til fallet er større turbiner, større prosjekter, mer spesialisering i hele verdikjeden, samt lavere finansieringskostnader.

Vi forventer at kostnadene vil fortsette å falle, etter hvert som utbyggingstakten innen havvind vil øke voldsomt de kommende årene. Større turbiner, nye spesialiserte installasjonsfartøy og billigere transmisjonsløsninger vil være noen av de viktigste faktorene for kostnadsreduksjon fremover. Økende havdyp og stadig større avstand fra land vil utlikne noe av kostnadsreduksjonen, men både vi og resten av energibransjen forventer likevel at kostnadene vil fortsette å falle.

I 2030 forventer vi at typiske bunnfaste havvindprosjekt i EU vil ligge på mellom 35 og 50 €/MWh uten kostnader for nettilknytning. De billigste prosjektene kan havne så lavt som 25-30 €/MWh. Inkludert kostnader for nettilknytning forventer vi at typiske prosjekter vil ligge et sted mellom 40 og 60 €/MWh.

Utfallsrommet for kostnadsutviklingen er imidlertid stort. Høyere innovasjonstakt kan gi lavere kostnader, mens økte råvarepriser, økte renter og flaskehals i forsyningskjedene kan gi høyere kostnader.

Sammenstilling av LCOE for havvind



* Punktene i scatter-plotet viser såkalt "levelized tariff" for investeringsbesluttede havvindprosjekter. Denne størrelsen viser forventet gjennomsnittlig oppnådd kraftpris over levetiden til det aktuelle prosjektet, og er sammenliknbart med LCOE for prosjektet (kilde BNEF)

Havvind kan bli lønnsomt uten subsidier før 2030

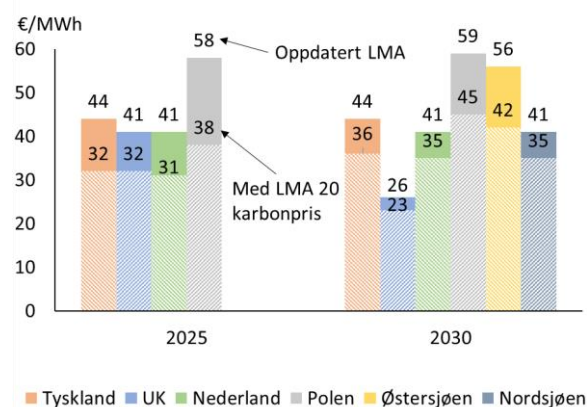
Betydelig høyere CO₂-pris gir høyere oppnådd kraftpris for fornybarproduksjon. I våre oppdaterte simuleringer øker oppnådd kraftpris med rundt 10 og 7 €/MWh i hhv. 2025 og 2030, som følge av økt CO₂-pris. Dette gir mye lavere subsidiebehov for både havvind og solkraft i vårt oppdaterte basisscenario, sammenlignet med LMA20.

Hvis vi sammenlikner forventet oppnådd kraftpris med forventet LCOE for havvind, ser vi at det fortsatt vil være behov for støtte til mange av havvindprosjektene også i 2030. Vi ser imidlertid at en stadig større andel av prosjektene vil være lønnsomme uten annen støtte enn kostnader for nettilknytning. Økt betalingsvilje for fornybar energi og større etterspørsel etter corporate PPA-avtaler kan redusere behovet for offentlig støtte ytterligere.

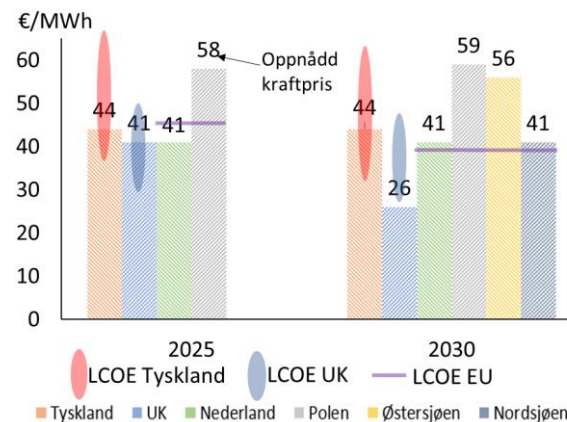
Mot 2030 vil kannibaliseringseffekten øke og kraftprisen blir stadig lavere i timene med høy vindkraftproduksjon. Denne effekten er tydeligst i landene med høyest andel vindkraft. I Storbritannia, som skal bygge ut hele 40 GW havbasert vindkraft innen 2030, er oppnådd kraftpris for vindkraften i vårt oppdaterte basisscenario rundt 30 EUR/MWh i 2025 og kun rundt 25 EUR/MWh i 2030. Tilsvarende tall for Tyskland ligger på rundt 45 EUR/MWh både i 2025 og 2030. Vi venter imidlertid at rask teknologiutvikling bidrar til å redusere kostnadene og slik fortsette å holde subsidiebehovet nede.

De politiske målene i EU om 60 GW havvind innen 2030 og 300 GW innen 2050, bidrar til at det trolig vil bli bygget ut veldig mye havvind de neste årene. Dette vil sannsynligvis også være tilfellet selv om utviklingen blir slik at havvind ikke er lønnsomt med kraftprisen, alene. Også i USA og Asia har det blitt fremmet liknende mål, som er sentralt for den videre teknologiutviklingen og kostnadsfallet.

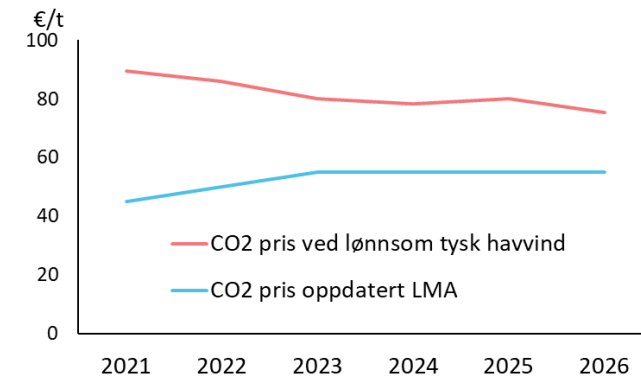
Endring i oppnådd kraftpris til havvind



Oppnådd kraftpris og LCOE for havvind



CO₂-pris ved lønnsom tysk havvind



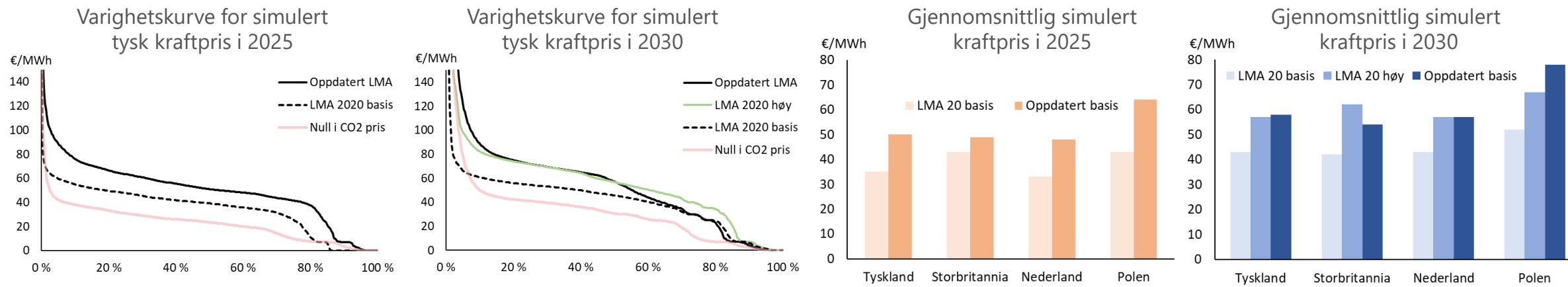
Høyprisscenarioet fra LMA20 er mest sannsynlig første tiår

I Oppdatert LMA øker den simulerte gjennomsnittlige kraftprisen over året på kontinentet med rundt 15 €/MWh i både 2025 og 2030, sammenlignet med LMA20. Dette skyldes primært økningen i CO₂ pris. De mindre justeringene vi har gjort på kapasiteten i fossile kraftverk og i fornybar balanserer hverandre omtrent ut på snittprisen. Snittprisen stiger derfor mest i landene med høyest andel karbonintensiv kraftproduksjon, som Polen, og mindre i f.eks. Storbritannia som nesten har faset ut all kullkraft. Generelt er snittprisene i 2030 i Oppdatert LMA svært like snittprisene i vårt høye scenario fra LMA20.

Økningen i CO₂-pris virker direkte på kraftprisen ved å øke marginalkostnadene på fossil kraftproduksjon. Det vises tydelig i varighetskurven for tysk kraftpris i 2025 og 2030, som skifter opp. I varighetskurven for Tyskland i 2030 ser vi også hvordan det blir langt flere priser over 150 €/MWh. Dette følger av færre fossile kraftverk og at kraftprisen oftere blir satt av forbruksutkobling. Samtidig gir mer fornybarkapasitet flere lave priser. I sum gir Oppdatert Basis, betydelig høyere prisvariasjon, enn Basis fra LMA20, og tilnærmet lik prisvariasjon som i Høy fra LMA20. Den rosa kurven i figurene viser hva kraftprisen ville vært dersom CO₂-prisen var 0 €/t, noe som illustrerer hvor mye CO₂-prisen påvirker kraftprisen.

CO₂-prisen virker også indirekte på kraftprisen gjennom å gjøre utslippsfri energi relativt mer lønnsomt. Denne dynamiske effekten fanger vi til dels i disse simuleringene, ved å ha noe mer fornybar og noe mindre fossil kraftproduksjon i Oppdatert LMA, sammenlignet med Basis. Vi fanger imidlertid ikke den indirekte virkningen CO₂-prisen har på å stimulere til mer hydrogenproduksjon, som igjen vil gi økt fornybarutbygging. Det gjør at effekten som økt CO₂-pris, og økt kraftteterspørsel, har på kraftpris kan være enda sterkere enn vist her. Disse dynamiske effektene er tema for vårt videre arbeid.

I sum er det simulerte prisbildet i vår Oppdaterte LMA nærmere scenario Høy fra LMA20, enn Basis. Oppsiden i kraftpris i Oppdatert LMA vil dermed være et "Ekstra høy" scenario, som vi vil utvikle som en del av det videre analysearbeidet. I andre analyser vi gjør benytter vi sensitiviteter på en kombinasjon av ulike faktorer som i praksis tilsvarer et "Ekstra høy" scenario.



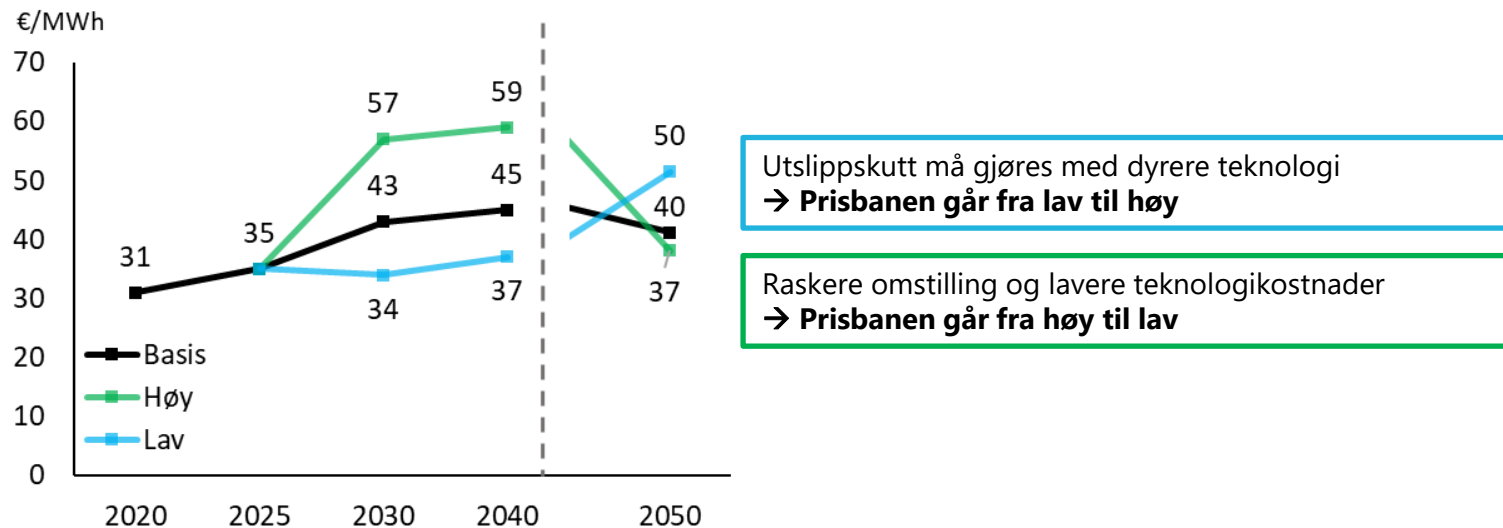
Vi kan få lavere kraftpriser mot 2040

Et sentralt poeng i LMA20 var at en utvikling mot høyere kraftpriser de første 10-20 årene kan bidra til lavere priser lenger ut i tid. Bakgrunnen for dette er at en høyere CO₂-pris gir grunnlag for en raskere omstilling til et fornybart system og raskere teknologiutvikling, som begge reduserer kraftprisene lengre ut i tid. Dette er en av grunnene til at det er vanskelig å sette opp scenarier som gir vedvarende høy gjennomsnittspris gjennom hele analyseperioden, til 2050. Vi valgte å illustrere dette poenget i LMA20 med at vårt høyprisscenario frem til 2040 har lavest priser i 2050.

I Oppdatert LMA tilsier den betydelig høyere CO₂-prisen, sammenlignet med LMA20, at vi trolig er på vår høye bane for kraftpris fra LMA20. I de kommende ti årene vil CO₂-prisen ha mye å si for om vi fortsetter på en høy prisbane. Deretter vil påvirkningen CO₂-prisen har avta, etter hvert som fossile kraftverk legger ned og setter kraftprisen i færre timer. Hvorvidt perioden med høy pris varer etter 2030 vil da avhenge av hvor mye fornybar man har bygget ut til 2030 og hvor mye dette presser kraftprisen ned. I tillegg vil det avhenge av mengden grønn hydrogenproduksjon i markedet og hvor mye denne bidrar til å redusere kannibaliseringseffekten, og løfte prisene opp fra null.

Drives kostnadene for disse teknologiene tilstrekkelig ned som følge av høy utbyggingstakt i Europa, men også globalt, kan det være sannsynlig at kraftprisene nærmer seg et lavere likevektsnivå, på et tidligere tidspunkt enn i LMA20.

Scenario for kraftpris fra LMA20





Det grønne skiftet går enda raskere Norden

Høyere kraftpriser og raskere, grønn omstillingstakt på kontinentet smitter også inn i Norge og Norden.

Utviklingen siden i høst har styrket vår basisprognose for norsk forbruk frem til 2030, drevet av mer konkrete forbruksplaner og høyere insentiver til elektrifisering.

Vår basisprognose for norsk forbruk har blitt mer sikker

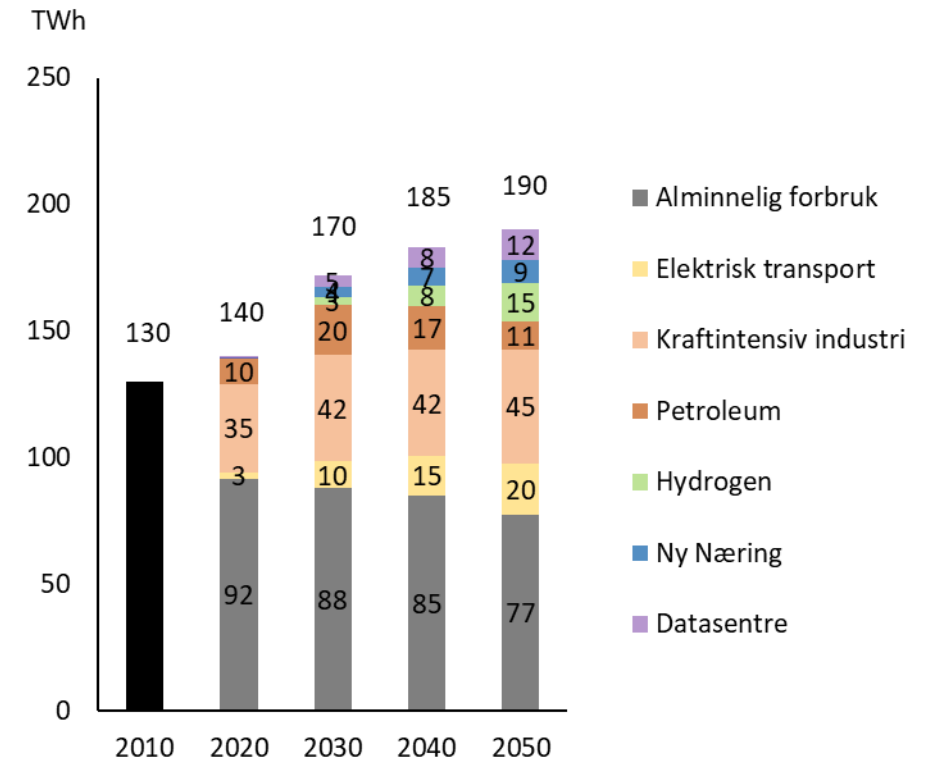
Siden LMA20 har en rekke endringer bidratt til å styrke vår Basis frem til 2030. På lengre sikt er det fremdeles et betydelig utfallsrom, selv om den politiske retningen virker enda tydeligere enn høsten 2020.

En rekke kjente industri- og elektrifiseringsplaner som vi hadde i vår basisprognose mot 2030 har blitt mer konkretisert det siste halvåret. I tillegg bidrar EUs nye utslippsmål for 2030 til et større press på elektrifisering og et tydeligere investeringssignal for grønne næringer. Dette demper usikkerheten knyttet til økt kraftforbruk fra petroleumsvirksomhet og eksisterende industri gjennom hydrogenproduksjon. Det er fremdeles usikkerhet i forbruksutviklingen mot 2030, f.eks. innen datasenter, oppdrett av fisk på land, næringsparker m.m. men vi oppfatter i sum at vår basisprognose er betydelig mer sikker sammenlignet med i høst.

Utsiktene til å kunne bygge ut bunnfast havvind uten subsidier i Sørlege Nordsjø, og på sikt kanskje også flytende havvind, bidrar også til å understøtte den mer prissensitive delen av forbruksutviklingen i vår Basis. Dette blir særlig viktig når det meste av det nåværende kraftoverskuddet er spist opp av økt forbruk. En politisk endring som åpner for utbygging av vindkraft på land og/eller politisk vilje til å subsidiere ny kraftproduksjon, vil også kunne bidra til dette.

På lengre sikt er utfallsrommet større. Forbruksplanene er mindre konkrete. Samtidig er mulighetene store for videre industrivekst knyttet til det europeiske grønne skiftet. En annen vesentlig usikkerhetsfaktor er hvor fort forbruket innen petroleumssektoren vil falle i takt med lavere etterspørsel og aktivitet. I tillegg vil en del av den mulige forbruksveksten være sensitivt for kraftpris, og følgelig nært forbundet med utviklingen av ny kraftproduksjon. Her vil lavt subsidiebehov for havvind være sentralt, gitt at det fremdeles er politisk motstand mot vindkraft på land og subsidiering av ny kraftproduksjon

Basisprognose for norsk kraftforbruk



* figuren er rundt av til nærmeste 5'er

Økte insentiver for elektrifisering av sokkelen mot 2030

Mye av den fossile energibruken i Norge er knyttet til utvinning og prosessering av olje og gass. For å kutte utslipp i denne sektoren er elektrifisering det viktigste tiltaket. Høyere CO₂-pris i EU ETS og en økning av norsk CO₂-avgift vil gi sterkere insentiv til elektrifisering av petroleumsutvinning på kort sikt.

Regjeringen la i januar frem sitt forslag til klimaplan for perioden 2021-2030 hvor et sentralt virkemiddel var å øke CO₂-avgiften som ligger på rundt 600 kr/t i dag, til 2000 kr/t i 2030. Økningen i CO₂-avgiften ble ikke vedtatt av i Stortinget i mars, men CO₂-avgiften er ventet å igjen bli et tema i statsbudsjettet til høsten, og å øke gradvis i kommende statsbudsjett. I Basis i LMA20 la vi til grunn en økning i kraftforbruket fra petroleumssektoren på rundt 10 TWh frem til 2030, noe som er en dobling fra dagens forbruk fra sektoren. Med større press på utslippskutt mener vi nå denne forbruksøkningen er mer sikker, selv om det fremdeles er et betydelig utfallsrom knyttet til antall anlegg som blir elektrifisert og hva dette gir av kraftforbruk.

På lengre sikt er usikkerheten også stor, samtidig som klimamålene legger sterke føringer. I LMA20 la vi til grunn at kraftforbruket innen petroleum ville falle i takt med lavere etterspørsel etter olje og gass globalt. Innstrammede klimamål i EU og globalt, taler for at det er sannsynlig med et lavere forbruk fra norsk oljesektor mot 2050, som i Basis i LMA20. Men utviklingen er stadig usikker og avhenger blant annet av konkurransen med andre olje- og gassleverandører globalt, og hvorvidt man lykkes med hydrogenproduksjon basert på naturgass med rensing.

Det langsiktige bildet kan også påvirke bildet på kort sikt. Dersom det blir konsensus om at etterspørselen etter norsk olje- og gass vil falle mye på sikt, vil elektrifisering av sokkelen fremstå som en mindre lønnsom investering. Det kan redusere kraftforbruket fra petroleumsutvinning allerede til 2030. I lys av dette vil også et kraftforbruk fra petroleumsutvinning som i vårt høye forbruksscenario, på opp mot 30 TWh, nå være noe mindre realistisk, enn ved publisering av LMA20. Mer moden CCS-teknologi trekker imidlertid i motsatt retning.

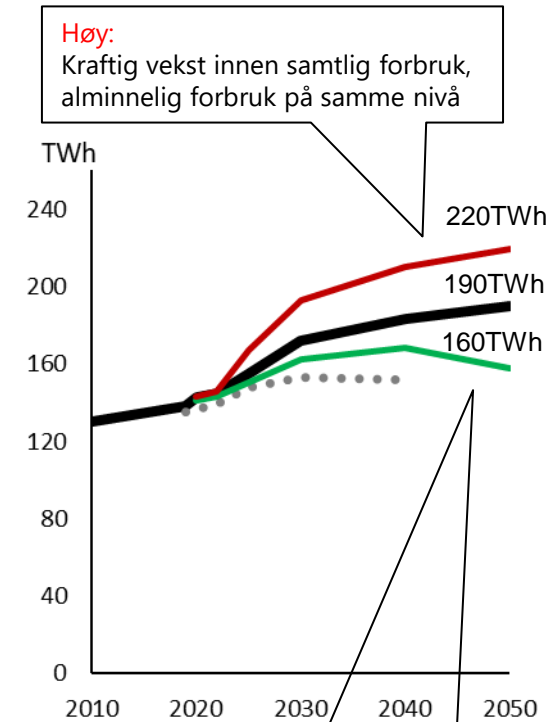
Klar sammenheng mellom økt forbruk og produksjon i Norge

En betydelig del av den ventede forbruksveksten er kraftkrevende industri som er sensitiv for kraftprisen. Dette gjelder blant annet hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasentre. Økt industriforbruk uten tilsvarende mengde ny produksjon vil gi høyere kraftpriser i Norge. Dette kan igjen føre til at forbruksveksten innen industri som er sensitiv for kraftpris stopper opp.

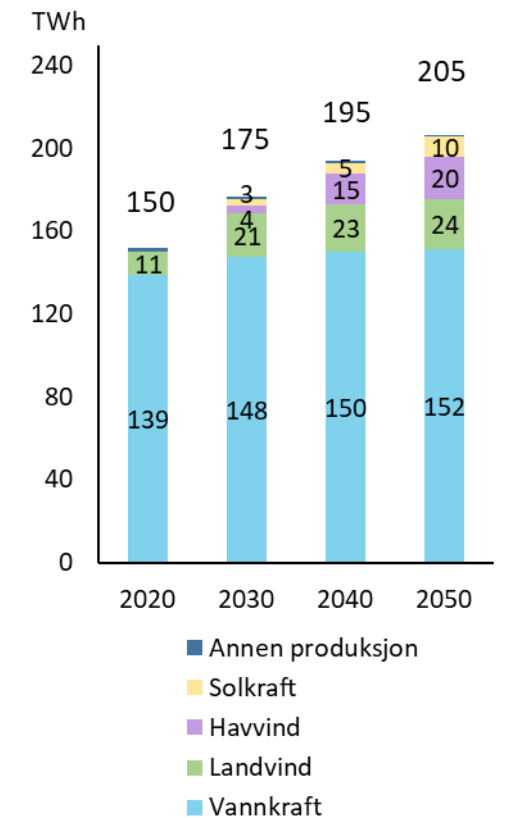
Vårt Basisscenario for norsk forbruk henger derfor tett sammen med vår basisprognose for norsk kraftproduksjon. Motstanden mot vindkraftutbygging på land og begrenset potensial for vann- og solkraft, gjør at havvind nå framstår som den mest realistiske kilden til økt kraftproduksjon lengre ut i tid. Havvind i Norge fremstår også mer realistisk som følge av et raskt minkende subsidiebehov, beskrevet mer på neste slide.

Som følge av dagens begrensninger på vindkraft på land og lengre ledetider for utbygging av havvind, anser vi vårt høye scenario for forbruksutvikling som noe mindre sannsynlig på kort sikt, mot 2030. Dersom det blir en tydelig åpning for utvikling av ny kraftproduksjon, enten gjennom vind på land eller havvind, vil vårt høye forbruksscenario fremdeles være mulig, men trolig noe forskjøvet ut i tid. Mot 2050, er det høye scenarioet for norsk forbruksutvikling fullt mulig, men avhengig av utbyggingen av ny kraftproduksjon.

Scenario for norsk forbruksutvikling



Basisprognose for kraftproduksjon



* figuren er rundt av til nærmeste 5'er

Havvind i Norge blir trolig lønnsomt uten støtte

Høyere CO₂-pris i Oppdatert LMA gir høyere kraftpriser på norsk side gir høyere inntjening for fornybar kraftproduksjon. Sammen med forventninger om raskere kostnadsfall for bunnfast havvind, gjør dette at subsidiebehovet for bunnfast havvind i Norge minker, i likhet med utviklingen på kontinentet.

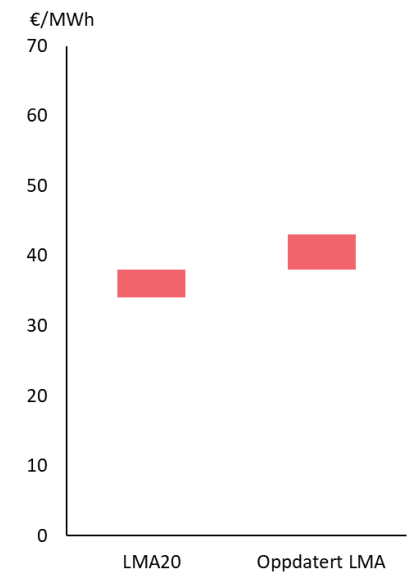
Vi har ikke egne vurderinger av kostnader for norske havvindprosjekter, på grunn av lite tilgjengelig dataunderlag, men vi antar kostnadene for bunnfast havvind på norsk sektor vil ligge i øvre sjikt for europeiske havvind-prosjekter. Dette som følge av at store havdyp og lang avstand fra land trekker opp kostnadene. Samtidig trekker større prosjekt og stordriftsfordeler i motsatt retning. Basert på dette kan vi anta at LCOE for bunnfast havvind på norsk sokkel i 2030 vil ligge et sted rundt 40-50 €/MWh uten nettilknytning og drøyt 50-60 €/MWh inkludert nettilknytning.

I Oppdatert LMA øker oppnådd kraftpris for havvind med rundt 5 €/MWh, fra et intervall på rundt 35 €/MWh i LMA20, til et intervall på rundt 40 €/MWh. Dersom vi ser bort fra kostnader for nettilknytning, er kostnadene omtrent på nivå med oppnådd kraftpris for bunnfast havvind i Sørliche Nordsjø rundt 2030, med våre forutsetninger fra Oppdaterte LMA. Med fulle nettkostnader blir kostnadene fortsatt høyere enn inntektene basert på kraftpris alene.

Flere av områdene som er utpekt som aktuelle for havvind på norsk sokkel vil kun være aktuelle for flytende turbiner på grunn av stort vandyp. Potensialet for flytende vindkraft på norsk sokkel er enormt, men det er usikkert om og eventuelt når dette vil bli lønnsomt basert på kraftprisen alene.

Flytende vindkraft er i dag en umoden teknologi, med kun noen få testprosjekter i drift. Prognoser for kostnadsutvikling er derfor svært usikre. Dersom kostnadene faller betydelig, kan vi få en storstilt utbygging av flytende vindkraft langs norskekysten.

Simulert oppnådd kraftpris til havvind i Norge i 2030



Nordisk forbruk kan bli høyere – drevet av svensk forbruk

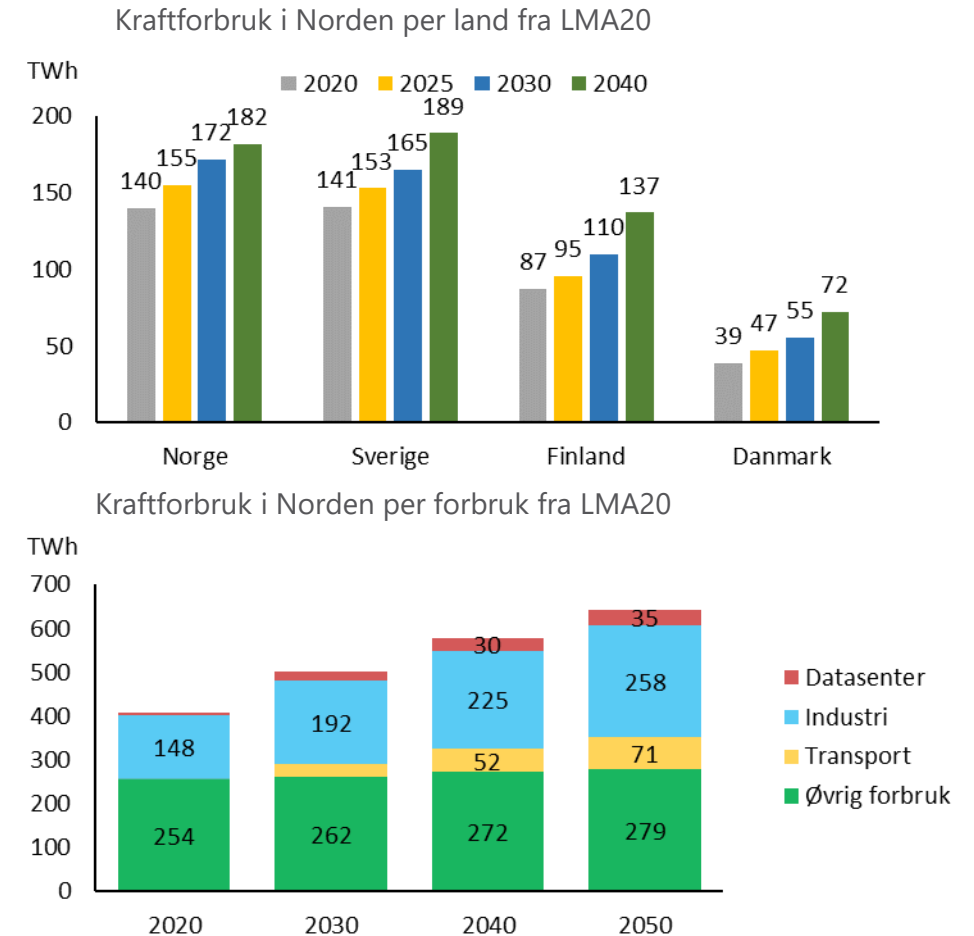
Utviklingen mot nullutslipp gjelder hele Norden, noe som innebærer økt forbruk til elektrifisering i alle de nordiske landene. Fra 2030 er forbruk knyttet til hydrogenproduksjon den store driveren for forbruksvekst, for å avkarbonisere bla. industrisektoren.

Siden publisering av LMA20 har forbruksplanene i Sverige knyttet til jern- og stålindustrien blitt mer konkretisert. Produksjon av grønt hydrogen for å erstatte koks, gir et stort kraftbehov. I LMA20 i 2040 la vi til grunn 20 TWh hydrogenproduksjon i Sverige, mens i de mest ambisiøse scenarioene i enkeltprosjektet HYBRIT, legges det nå til grunn opp mot 45 TWh i 2040. Forbruket skal sannsynligvis etableres i SE1.

Fremdeles er det stort utfallsrom for kraftforbruket til hydrogenproduksjon, men det er enda tydeligere nå at oppsiden er betydelig. I våre andre analyser gjør vi sensitiviteter med ulike nivå hydrogenproduksjon i Nord-Sverige.

En høyere forbruksvekst i Nord-Sverige enn vi forutsatte i LMA20 vil trolig dempe det høye kraftoverskudd i Nord-Sverige. Mindre overskudd i Nord-Sverige vil føre til mindre prisforskjeller nord-sør i Norden.

Hydrogenet vil trolig produseres i perioder med relativt lave kraftpriser, selv om brukstiden og utkoblingsprisen for grønn hydrogenproduksjon fremdeles er svært usikker. Lagring er sentralt for å redusere brukstid og utkoblingspris og industriselskapene er i gang med piloter for lagring av hydrogen i Luleå.



Kraftprisen øker på norsk side, men ikke like mye som i EU

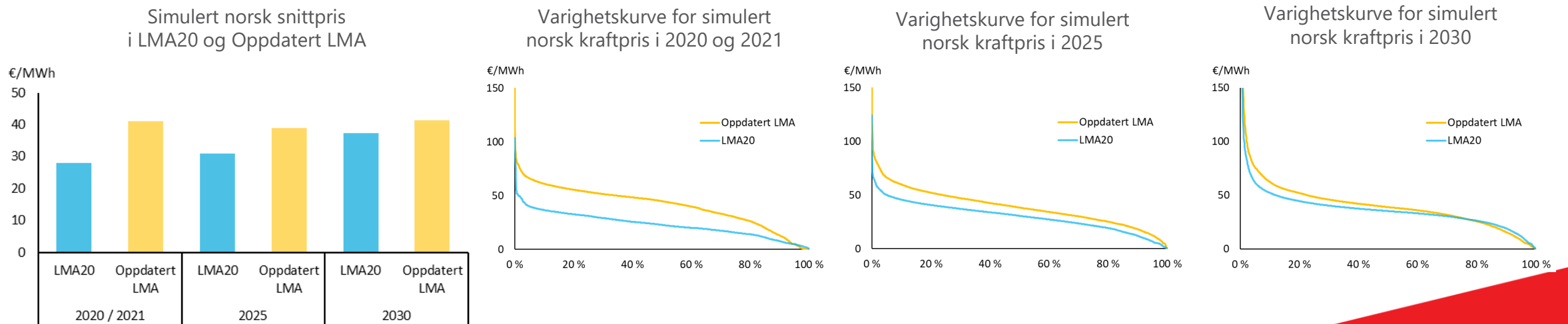
På norsk side øker den simulerte snittprisen med rundt 10 €/MWh i 2025 og rundt 5 €/MWh i 2030, sammenlignet med LMA20. Kraftprisene øker som følge av økt CO₂-pris, gjennom at vi "importerer" kraftprisene fra kontinentet. Siden Sør-Norge er tettere knyttet mot kontinentet og UK med utvekslingskapasitet, enn Nord-Norge, øker prisene relativt sett mer i sør. I likhet med bildet på kontinentet er den direkte virkningen av CO₂-prisen på kraftprisen avtakende mot 2030.

Prisvariasjonen på norsk side er også høyere i Oppdatert LMA. Norsk kraftpris vil som i LMA20 i økende grad veksle mellom å bli satt av termiske kraftverk på kontinentet og av sol- og vindkraft med null i marginalkostnad. Høyere marginalkostnader i de fossile kraftverkene, pga. økt CO₂-pris, øker variasjonen i norsk kraftpris.

Høyere kraftpriser i Norge er et resultat av økt verdi av norsk vannkraft og høyere vannverdier. Økt CO₂-pris fører slik til en betydelig omfordelingseffekt til Norge fra våre handelspartnerne, så lenge vi har et kraftoverskudd. I tillegg oppstår det en omfordelingseffekt internt i det norske kraftmarkedet. Vi anslår at i 2021 øker produsentoverskudd med i underkant av 19 milliarder kroner og konsumentoverskudd minker med omtrent 16 milliarder kroner på grunn av den økte CO₂-prisen.

Norsk kraftpris øker ikke like mye som kraftprisen på kontinentet, av en gitt økning i CO₂-pris. Dermed får Norge relativt lavere kraftpriser enn kontinentet og prisforskjellen mellom Norge og kontinentet øker, når CO₂-prisen øker. Som følge av dette vil Norge bli relativt mer konkurransedyktig med tanke på å tiltrekke seg industri. Og nytten av handel med andre land øker.

Dette prisbildet, som er mest sammenlignbart med vårt høyprisscenario fra LMA20, vil trolig vedvare den kommende tiårsperioden. På sikt vil trolig kraftprisen i Norge, i likhet med den på kontinentet, drives ned til et lavere likevektsnivå som følge av lavere teknologikostnader.



Vi får større prisforskjeller nord-sør i Norden

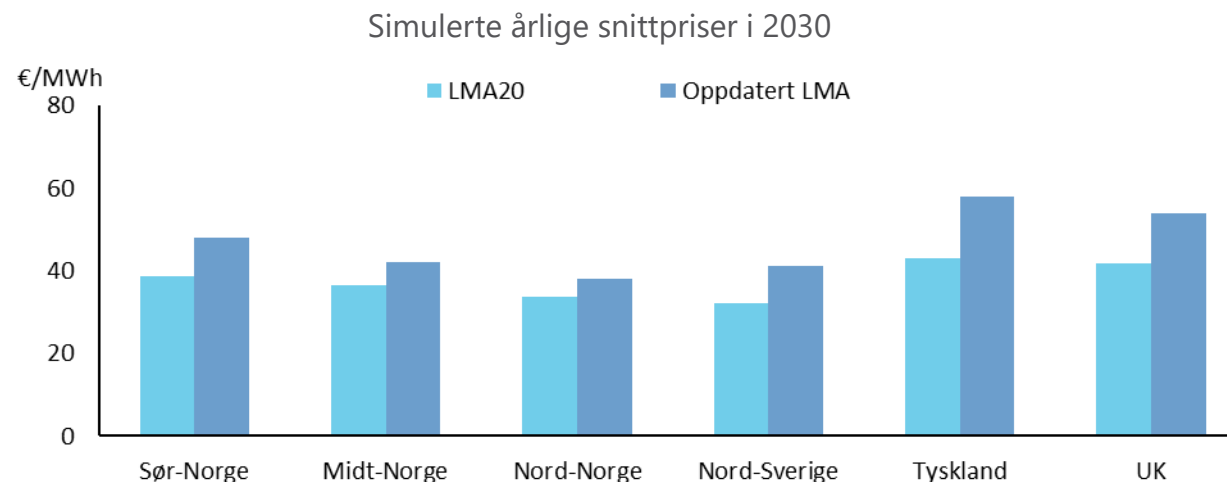
I LMA20 viste vi hvordan forskjellene på snittpris mellom sør og nord i Norden vil øke fremover. Enda høyere kraftpriser på kontinentet i Oppdatert Basis, sammenlignet med i LMA20, vil forsterke forskjellene.

Hvor lenge prisforskjellen mellom nord og sør vedvarer vil avhenge av en rekke faktorer. I LMA20 forventet vi at forskjellen i snittpris ville jevnes ut mot 2040 som følge av mer forbruk i nord og nettførsterkninger nord-sør i Norden. Ettersom prisforskjellene er enda høyere i Oppdatert LMA blir også prissignalene sterkere.

I sør vil signalene gi sterkere insentiver til mer kraftproduksjon, mens i nord øker insentivene for etablering av mer forbruk. Samtidig begrenser den nåværende politiske motstanden mulighetene for vindkraft på land i Norge, mens bunnfast havvind ennå ikke er lønnsomt med kraftprisen alene. Utbygging av kraftproduksjon i Norge er derfor også et politisk spørsmål.

Utjevningen av prisforskjellene kan likevel skje tidligere enn i LMA20, men dette vil da primært være drevet av forbruksutvikling i nord, kombinert med nettførsterkninger (se også neste slide). Spesielt gjelder dette forbruksutvikling i Nord-Sverige der det blant annet er enorme planer knyttet til stålindustrien.

Til slutt er det viktig å nevne at selv om snittprisene blir likere betyr ikke det nødvendigvis prisforskjellene time for time går ned. I vår rapport fra i høst viste vi hvordan gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom nord og sør i Norge økte mot 2040 på tross av at prisene i snitt ble likere.



Redusert kapasitet i og mot Sverige er en usikkerhet

Til nå i 2021 har det vært mye redusert kapasitet internt i Sverige og fra SE3 og NO1. Det har vært reduksjoner før også men ikke i så stor grad. En del av dette skyldes utkoblinger, men det har også blitt forsterket av endrete flytmønster på nordisk nivå. Disse flytendringene har i en ganske stor grad vært forventet, men blitt forsterket av den raske utbyggingen av vindkraft i Sverige.

I våre simuleringer legger vi til grunn noe redusert kapasitet, men generelt legger vi oss nærme det som har vært grensene historisk når nettet har vært intakt. Isolert sett gjør dette at våre simuleringer underdriver flaskehals og prisforskjeller. Dette er noe vi tar med inn i for eksempel konkrete analyser av ulike netttiltak. Samtidig er det svært vanskelig å gi et forventingsrett estimat på fremtidig nettkapasitet. Derfor er dette er noe vi større grad belyser gjennom sensitiviteter der vi reduserer kapasiteten mer permanent.

Vi vurderer det som at det er stor sannsynlighet for at kapasiteten spesielt mellom SE2 og SE3 og SE3 og NO1 blir vesentlig lavere enn det vi har lagt til grunn her, fremfor alt de neste årene Dette vil bidra til høyere priser i NO1, NO2, NO5 enn det vi har vist tidligere i presentasjonen. Samtidig går prisene i NO3 og NO4 noe ned.

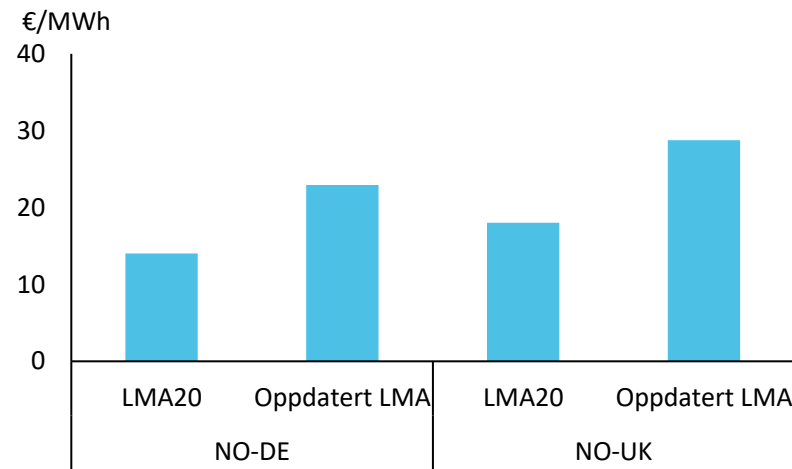
På sikt vil nettførsterkninger i Sverige øke kapasiteten både mellom SE2 og SE3 og mot NO1. Det siste skyldes at en del av reduksjonene i kapasitet mot Norge skyldes begrensinger nord-sør i Sverige. I Norge øker kapasiteten mellom NO3 og NO5 på grunn av oppgradering av Sogndal-Aurland (2025) og Sogndal-Modalen (før 2030). Alle disse forsterkningene bidrar til å dempe prisforskjellene. På sikt kan også lokalisering av nytt forbruk og produksjon dempe forskjellene i snittprisene slik vi har vært inne på tidligere

Høyere prisforskjeller time for time mot kontinentet

Høyere CO₂-pris i 2030 i Oppdatert LMA øker kraftprisen og prisvolatiliteten mer på kontinentet/UK enn i Norge. Dermed øker prisforskjellene time for time vesentlig. Den realøkonomiske gevinsten som handel med utlandet gir er sterkt knyttet til disse prisforskjellene da de sier noe om produksjonskostnadene på marginen i de ulike markedene. Mye av den økte gevinsten kommer i form av økte flaskehalsinntekter. Prisforskjellen er høyest mot Storbritannia, som følge av en høyere andel vindkraft som gir en større andel timer med svært lave kraftpriser, enn på kontinentet. Dette er motsatt av historisk der høyere prisforskjeller mot Storbritannia har vært drevet av høyere priser i Storbritannia. En usikkerhet her er hvilken karbonkostnad det britiske markedet står ovenfor fremover – i 2030 er denne lik som i EU i vår basis.

På sikt, typisk etter 2030, tror vi teknologikostnader på havvind, hydrogen og batterier i stadig større grad blir driveren for prisene og prisforskjellene. Vi tror i sum utviklingen mot 2040 reduserer prisforskjellene fra det meget høye nivået vi har i vårt oppdaterte basisscenario frem mot 2030 (se også side 13 for en nærmere forklaring på logikken bak dette).

Simulert prisforskjell time for time i 2030, årlig snitt





Vedlegg

Faktiske endringer i datasett

Under er de faktiske endringene i datasettene for 2025 og 2030 oppsummert:

Overordnet

- Våre forutsetninger på CO₂-pris er økt fra 25 €/t til 55 €/t i 2025 og fra 35€/t til 70€/t i 2030
- Oppdatert vurdering av LCOE for bunnfast havvind

Mindre justeringer av våre forutsetninger for Europa (EU11) og Norden

- Oppjustert installert kapasitet fra sol og vind med 14 GW i 2025 og 11 GW i 2030, i EU11
- Raskere utfasing av kull- og lignittkapasitet i Tyskland i 2025, redusert med 3GW
- Mindre oppjustering av forbruk i EU11 med 21 TWh i 2025
- Oppjustert installert kapasitet fra sol og vind med 2,6 GW i Norden i 2025 (0,4 GW i Norge, 0,9 i Sverige, 0,3 i Danmark og 1,1 GW i Finland)

