

Elpris Outlook 2021

Vil grøn efterspørgsel betyde højere elpriser?

21-5-2021



DANSK
ENERGI

Introduktion til Elpris Outlook 2021

Indhold

s.2 Introduktion til Elpris Outlook 2021

s.3 Resume og kernebudskaber

s.7 Megatrends – EU scenarier

s.16 Hvordan påvirkes elpriserne af dansk klima- og energipolitik?

s.25 Bilag

Udarbejdet af:

Kristian Rune Poulsen

krp@danskenergi.dk

Mikkel Kromann

Hvad er Elpris Outlook

Elpris Outlook er Dansk Energis tilbagevendende publikation, der viser forskellige mulige fremtidsscenarier for elprisens udvikling på engrosmarkedet i Danmark og Nordvesteuropa. Elpris Outlook giver også en række bud på priser i engrosmarkedet for forskellige elproducenter, givet en række konsekvensberegninger for dansk energipolitik.

Rapporten fokuserer på day-ahead-markedet for el. Den gør status over de seneste års udvikling på elmarkedet og giver et bud på fremtiden, baseret på energisystemmodellen Balmorel. Modellen simulerer elsystemet i Danmark og 11 omkringliggende lande med indflydelse på det danske system: Norge, Sverige, Finland, Polen, Tyskland, Østrig, Holland, Belgien, Frankrig, Storbritannien og Irland.

Gennem hele rapporten henvises til to hovedscenarier, et grønt og et sort, som begge har et udfaldsrum. Udfaldsrummet er udgjort af usikkerheden på de fremtidige teknologipriser for Vedvarende Energi (VE)-anlæg, jf. Energistyrelsens (ENS) Teknologikatalog. Den øvre grænse er derfor scenariet beregnet med ENS høje prisskøn, og den nedre grænse udgøres af scenariet beregnet med ENS lave prisskøn.

Detaljerede data fra modelkørslerne er tilgængelige for Dansk Energis medlemmer på anmodning.

Hvordan har vi gjort

Dansk Energi har udarbejdet en række scenarieberegninger med energisystemmodellen Balmorel (se side 25) med data fra Energistyrelsen, EU-Kommissionen, IEA m.fl. Vi betragter disse scenarier som to yderpunkter i udviklingen af det europæiske elmarked i en fremtid, vi ikke kender til fulde.

På side 5 opsummeres forventninger til prisudviklingen på baggrund af beregningerne med Balmorel-modellen. Resultatet viser elprisudviklinger med et interval af de højeste og laveste priser i de forskellige scenarier. Intervallet er udgjort af beregninger med forskellige forventninger til investeringsomkostninger for nye produktionsanlæg.

Når der i rapporten optræder prisudviklinger for enkelte scenarier, er dette for at udpege generelle mekanismer i elmarkedet og ikke et udtryk for, at disse scenarier kan betragtes som værende mere sandsynlige end de andre. Formålet med denne analyse er således primært at hjælpe vore læsere med at forstå hvilke politiske og teknologiske udviklinger, der påvirker vilkårene for nye investeringer i dansk VE-produktion og den generelle elprisudvikling.

Alle priser er opgjort i faste 2021-priser. Priser for Danmark er gennemsnittet af de to danske prisområder.

Resume og kernebudskaber

Tre mega-trends sætter rammerne for fremtidens elpriser

Elpris Outlook 2021 har fokus på tre "mega-trends", der er brugt som forudsætninger for Balmorel-beregningerne. De tre mega-trends er udviklinger, som vil ske uafhængigt af danske politiske beslutninger, og som sætter rammerne for de europæiske elpriser og dansk energipolitik de næste 20 år.

Mega-trend 1: Øget efterspørgsel

Europa har store klimaambitioner. Et af hovedværktøjerne til at nå de store CO₂-reduktioner er ved, at el, baseret på vedvarende energi (VE-el), fortrænger fossile brændsler, fx via elbiler og varmepumper. Produktion og lagring af grøn brint (produceret med VE-el) kan fortrænge fossile brændsler, som er vanskelige at erstatte med el. Hvis klimaambitionerne skal opfyldes med VE-el, vil der derfor ske en stor stigning i efterspørgslen. Se side 8.

Mega-trend 2: VE og lagring bliver billigere

Solceller, vindmøller og lagring af el er forholdsvis nye teknologier. Derfor er der stadig et stort potentiale for lavere omkostninger og højere effektivitet for VE-teknologierne. En høj efterspørgsel på vind og sol kan hjælpe til, at dette potentiale realiseres de næste 10-20 år, mens en lav efterspørgsel vil forsinke faldet i omkostninger til etablering af VE. Se side 9.

Mega-trend 3: Udfasning af kraftværker og kulstop

De fleste lande i Europa har planer for udfasning af kul eller har allerede stoppet brugen af kul til el- og varmeproduktion. En stor del af Europas kraftværker har nået en alder, hvor de enten skal levetidsforlænges eller lukkes. Samtidig er økonomien presset pga. konkurrencen fra ny VE og stigende driftsomkostninger for kulkraft, som følge af høje CO₂-kvotepriser. Derfor er der behov for nye investeringer i kapacitet til elproduktion, hvad enten den er fossile eller VE-anlæg. Se side 10.

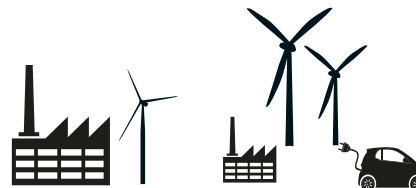
To scenarier for de tre trends

Vi har kombineret de tre trends til to scenarier, som kan ses som to yderpunkter. De tre trends er de samme, men timingen af dem er forskellig i de to scenarier:

Et **grønt scenarie**, hvor Europa skrider til klimahandling straks. Fossile kraftværker lukkes eller presses ud af høje CO₂-priser, elektrificeringen kommer i gang, og ny VE forsyner Europa med billig grøn energi. Se side 11.

Et **sort scenarie** med forsinket klimahandling, hvor stop for kul udskydes og kraftværkernes levetid forlænges. Elektrificeringen kommer i gang med 10 års forsinkelse, og langsommere udbygning med VE gør, at potentialet for omkostningsreduktioner på VE-anlæg bliver forsinket med 10 år. Se side 12.

Scenarier i Elpris Outlook 2021



	SORT	GRØN
Kvotepri s	Ingen	IEA Sustainable Development 100€/t i 2030
Lagring	Umulig	Batterier + langtidslagring
Trans- mission	Kun planlagte projekter	Planlagte + investeringer
Elforbrug	Konstant til 2030	+75% i 2040
VE priser	ENS teknologi-katalog med 10 års forsinkelse	ENS teknologi-katalog

Europæisk grøn efterspørgsel vil få elpriserne til at stige

Mange af Europas kraftværker er aldrende og står foran udskiftning de næste ti år. Samtidig skal en storstilet elektrificering være med til at gøre Europa grønt. Der bliver derfor stort behov for en ny og grøn elproduktion. Beregningerne viser, at elprisen drives op fra et historisk lavt niveau pga. behov for ny kapacitet til elproduktion. Spørgsmålet er, hvor hurtigt og hvornår denne udvikling kommer til at forløbe. Se side 10.

Sort scenarie udskyder prisstigning og reduktioner

I det sorte scenarie levetidsforlænges kraftværkerne, og elektrificeringen forsinkes, så både klimagevinster, investeringer og elprisstigninger udskydes til efter 2030. Investeringer i billig landvind suppleres med kraftværker, fordi CO₂-prisen er lav, så udledningerne bliver også højere. Alligevel får det sorte scenarie på sigt elprisstigninger, som drives af det udskudte investeringsbehov. Prisstigningerne er højere end i det grønne scenarie, da den manglende teknologiudvikling gør investeringer dyrere end i det grønne scenarie. Se side 12.

Grønt scenarie er billigere på sigt

Accelereret elektrificering og VE-udbygning giver både CO₂-reduktioner og prisstigninger hurtigt. Den tidlige og markante VE-udbygning giver også reduktioner i VE-teknologiernes omkostninger. Det grønne scenarie vil på sigt give lavere elpriser end det sorte. Se side 11.

Ulig fordeling af VE-resurser giver øget elhandel

Selvom lande som fx Tyskland og Polen i absolutte tal

har store og attraktive VE-resurser i form af havvind og landvind, er disse resurser for små til helt at dække behovet fra øget forbrug og lukning af gamle kraftværker. I det grønne scenarie er særligt Tyskland nødsaget til at forlade sig på dyrere grøn indenlandsk elproduktion og -import fra nabolandede. I Norden er der rigeligt med billig og attraktiv VE, som vil blive eksporteret til Centraleuropa. Se side 13.

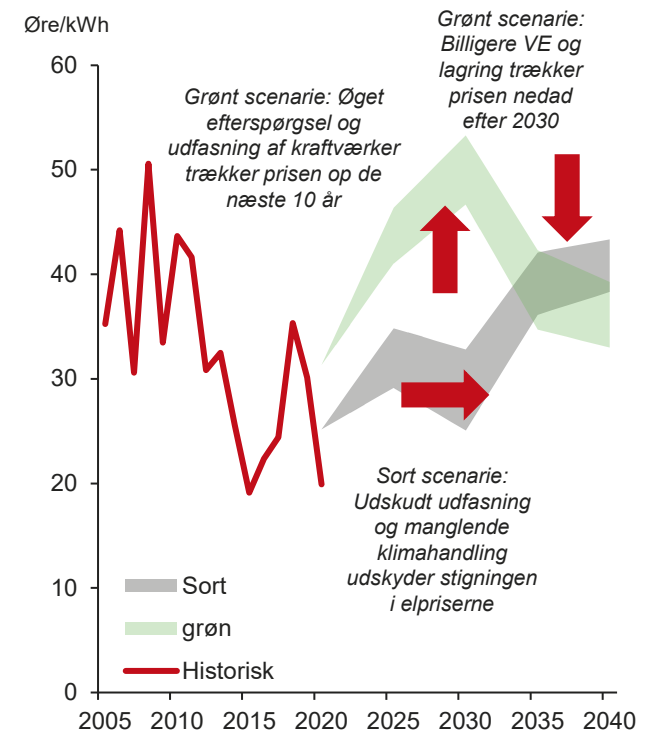
Danmark er en lille brik i et stort energisystem

Det danske elmarked er lille og godt forbundet med nabolandene. Hvis Danmark formår at udnytte sine VE-resurser, vil der – specielt i det grønne scenarie – være gode muligheder for at bidrage til Nordens eksport sydpå til områder med høje elpriser. En skæv balance mellem produktion og forbrug, samt for lille kapacitet i udlandsforbindelserne sydpå, kan dog medføre, at eksporten i højere grad sker til de lave priser nordpå. Elpriserne i Danmark er derfor i høj grad koblet til udviklingen i vores nabolande. Se side 14.

Dansk energipolitik påvirker stadig danske elpriser

Dansk klima- og energipolitik påvirker balancen mellem produktion, forbrug og handel og derfor også de danske elpriser. En hurtig elektrificering og et tættere forbundet europæisk elmarked vil betyde, at Danmark i flere timer bliver hægtet på de højere elpriser i syd, mens den modsatte udvikling betyder, at det mere overvejende vil være den lavere nordiske elpris, som påvirker den danske elpris. Mere om dette på side 6.

Elprisens udvikling i Danmark



Kilde: Nordpool og Balmorel-beregning.
Note: De modellerede 2020-priser afviger fra de historiske bl.a. pga. Corona-krisen og våd-år i Norden.

Dansk energipolitik er vigtig for danske elpriser og værdien af VE

Danmark som eksportør eller importør af VE-el?

Danmarks elforbrug udgør under 1/10 af Skandinaviens samlede elforbrug og er næsten 20 gange lavere end Tysklands. Danmark er, også elmæssigt, et lille land sammenlignet med vores naboer. Derfor vil Danmarks elpriser ofte være afspejlet af, om vi er tættere knyttet til de lave nordiske priser eller til de højere elpriser i det centrale Europa. Dansk energipolitik kan i høj grad påvirke, hvordan denne tilknytning vil blive i fremtiden og dermed få indflydelse på elpriserne i Danmark. Omvendt vil dansk energipolitik have sværere ved at påvirke elpriserne i vores nabolande.

Der er beregnet seks følsomhedsscenarioer for betydningen af dansk energipolitik for de danske elpriser (se figur) og værdien af VE, for både det sorte og det grønne scenarie.

En faktor, som følsomhedsberegningerne ser på, er hastigheden af VE-udbygningen i Danmark i forhold til forbruget. Den danske klimamålsætning om at reducere CO₂-udledningen med 70 % kræver en omfattende elektrificering. Der er derfor behov for markante mængder grøn strøm. Hvis VE-udbygningen halter efter forbruget, kan det betyde, at Danmark bliver nettoimportør. Dette vil knytte Danmark tættere til det centrale Europa og deres højere elpriser, fordi vi, som dem, skal importere el fra Skandinavien. Omvendt kan en øget dansk VE-udbygning gøre os til nettoeksportør til højprisområderne og dermed knytte os tættere til det

øvre Skandinavien og de lave elpriser.

Kabler til nabolande, de såkaldte interconnectorer, skal facilitere denne elhandel. Derfor ser følsomhedsberegningerne også på konsekvenserne ved udbygningen af interconnectorer, som vil være med til at knytte Danmark tættere til vores nabomarkeder og dermed påvirke elpriserne.

Slutteligt er samspillet mellem brintproduktion baseret på grøn el fra VE og elpriserne undersøgt gennem en række følsomheder for udbygningen med brintproduktion og dennes fleksibilitet.

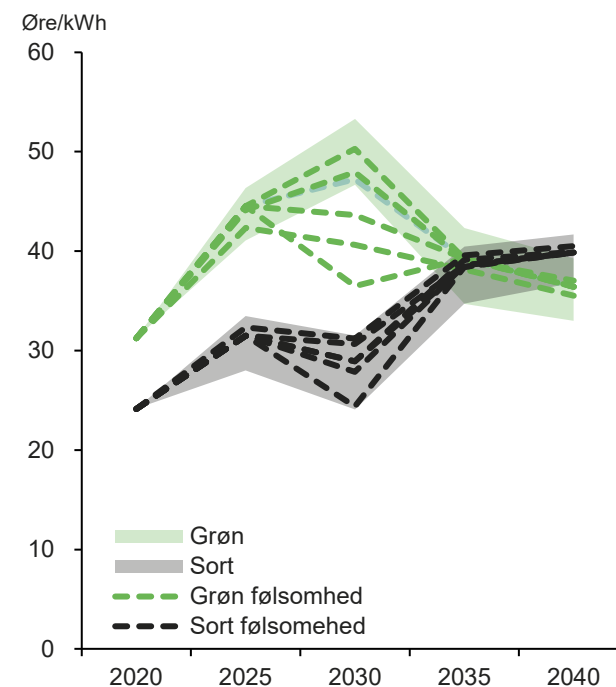
Se side 20-25, hvor hvert enkelt følsomhedsscenario gennemgås.

Selskabs- og samfundsøkonomisk værdi af VE

Elpriserne – og dermed dansk energipolitik – er vigtige for den selskabs- og samfundsøkonomiske værdi af VE. Selvom VE-anlæg oplever en kannibalisierung af egne elpriser, når produktionen er høj, vil generelt højere elpriser og adgang til højprisområder også betyde højere elpriser for VE-anlæg.

Når værdien (her forstået som afregningspris minus omkostning) er positiv, og Danmark er nettoeksportør af el, vil den samfundsøkonomiske værdi af VE stige, når elpriserne stiger. Det sker, fordi stigningerne i den selskabsøkonomiske VE-værdi er større end stigningen i forbrugeromkostningen. Prislejdet har modsat effekt.

Elpriser i Danmark: Følsomheder om energipolitik



Kilde: Balmorel-beregning

Note: Figuren viser elpriserne i de to hovedscenarier, samt elpriserne i de beregnede følsomheder.

Mega-trends – EU scenarier



Trend 1: Klimamålsætningerne medfører omfattende elektrificering og øget elefterspørgsel

Ambitionerne er store, men udmøntningen mangler

EU-Kommissionens nye grønne strategi, "The European Green Deal", indeholder bl.a. den europæiske klimalov, der for nyligt blev indgået en politisk aftale om. Aftalen indeholder bl.a. målsætningen om at reducere EU's samlede CO₂-udledning med mindst 55 % i 2030 sammenlignet med 1990 og er et vigtigt skridt på vejen til fuld klimaneutralitet for EU i 2050.

EU-landenes klimamålsætninger – uanset deres ambitionsniveau – påvirker de enkelte landes elpriser og dermed også de danske. Konsekvenserne i det enkelte land afhænger både af målsætningen, sammensætningen af energiforbruget, rådigheden af VE-resurser i landet og elforbindelser til nabolande. Antagelser om disse forhold er beskrevet på de følgende tre sider.

Klimamålsætninger sætter skub i elforbruget

Den endelige udmøntning af EU's målsætninger er ikke fastlagt endnu, og meget vil være op til de enkelte medlemslande. Lige nu har mange lande i EU stærkt fokus på produktion af grøn brint i kombination med teknologiudvikling på områder som solceller, vindmøller og CO₂-fangst.

Derfor har vi i analysens **grønne scenarie** taget udgangspunkt i EU-Kommissionens analyse fra 2018 "A Clean Planet" 1,5-Tech-scenarie. Dette scenarie overholder den ambitiøse 1,5 graders målsætning ved en kombination af teknologiudvikling, elektrificering, grøn brint og energibesparelser.

Figuren til højre viser, hvordan elforbruget udvikler sig i Nordvesteuropa i det grønne scenarie. I dag er det årlige elforbrug på 2.370 TWh. Med effektivisering af det eksisterende elforbrug og nyt forbrug fra elektrificering (når varmforsyning, industri og transport erstatter dele af deres fossile brændsler med el) vil det samlede elforbrug øges med 850 TWh i 2040 svarende til næsten 40 %.

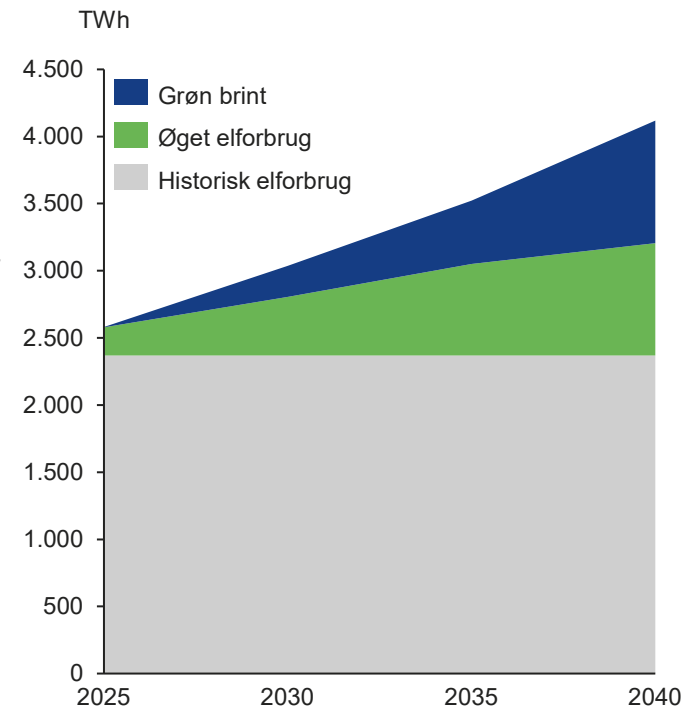
Grøn brint via elektrolyse er behandlet som en særskilt del af elektrificeringen, da dette forbrug er fleksibelt (dvs. elektrolysen let kan slukkes, når der er knaphed på el, og prisen er høj). Det letter integrationen af fluktuerende VE i elsystemet betydeligt. Særligt efter 2035 tager elforbruget til produktion af grøn brint fart og øger elforbruget med 40 % i 2040 i forhold til 2020.

Hvis den grønne omstilling på europæisk plan forløber som antaget i 1,5-Tech-scenariet, øges elforbruget samlet set med 75 % på bare 20 år.

Vedtages elektrificeringen i tide?

Indtil videre har vi til gode at se denne elektrificering blive til virkelighed. Foruden usikkerheden om hvordan og hvor ambitiøst, EU-landene indfrier deres klimamål, er der også væsentlig usikkerhed forbundet med, hvor hurtigt det kan komme i gang. Derfor er der i det **sorte scenarie** antaget en forsinket elektrificering. Udviklingen er den samme som i det grønne scenarie, men med 10 års forsinkelse.

Udviklingen i elforbrug i modelområdet



Kilde: Egne beregninger pba.:

https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/long-term-analysis-in-depth-analysis-figures-20190722_en.pdf

Note: "Øget elforbrug" er nettoilvæksten i elforbruget, dvs. elektrificering fratrukket energibesparelser i eksisterende forbrug.

Trend 2: VE er billigst og overtager produktionen – før eller siden

El fra sol og vind er den billigste nye elproduktion

Når der skal bygges ny elproduktion, er solceller og vindmøller ifølge Energistyrelsen de billigste teknologier til rådighed. Store prisfald de seneste år har gjort, at VE-teknologierne har udkonkurreret konventionelle kraftværker, når der er brug for ny produktion.

De sidste fem år er der netto blevet tilført godt 100 GW VE-kapacitet i Nordvesteuropa, mens kapaciteten fra kraftværker har været nedadgående i samme periode. Denne udvikling har til dels været drevet af støtte til VE, men i takt med at støtten udfases, ser udbygningen med VE frem for fossile kraftværker ikke ud til at stoppe.

Sol og vind vil dække den øgede efterspørgsel og mere til

Som figuren viser, ventes udviklingen med faldene teknologiomkostninger for sol og vind at fortsætte frem mod 2050 i takt med den fortsatte VE-udbygning og fordelene af læringskurverne høstes. VE står derfor klar til at dække behovet for billig grøn strøm som følge af elektrificeringen. Figuren til højre viser de rene energipriser, når der skal bygges nyt. Hvad enten der er tale om landvind, havvind eller solceller er det billigst at bygge VE frem for fossilt. Et øget elforbrug vil derfor også være grønt.

Når udtjente eller urentable kraftværker skal erstattes, gælder det også, at VE er den billigste erstatning.

Nedlukningen af kraftværker og tempoet i elektrificering af vores samfund kommer derfor i store træk til at styre behovet og dermed udbygningen med VE.

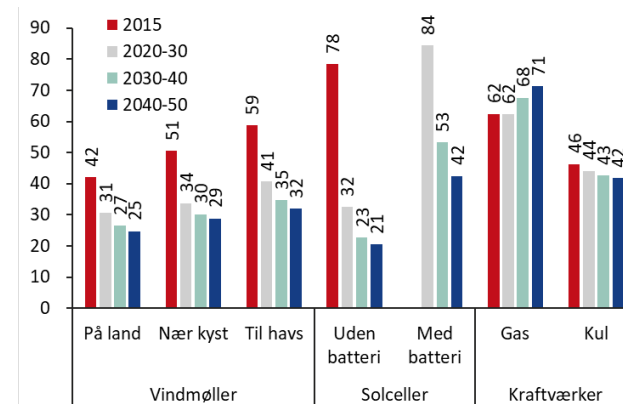
Vind og sol vil også konkurrere med eksisterende kraftværker. I en fremtid uden støttet VE vil denne del af udbygningen være drevet af omkostningerne på de eksisterende kraftværker, dvs. brændsels- og CO₂-kvotepriser, samt omkostningen til nye VE-anlæg.

Klimahandling mindsker VE-omkostningerne

Vi opstiller to scenarier for udviklinger i udbygningen af VE. Det **grønne scenarie** har med høje CO₂-priser, en tidlig elektrificering samt kraftværkslukning skabt grobund for en hurtig udbygning med VE. I scenariet vil VE gå fra at dække 22 % af elforbruget i 2020 til at udgøre 79 % i 2040.

I det **sorte scenarie** er forholdene for VE-udbygningen mere ugunstige. Elektrificeringen, prisfald på VE og tempoet i kraftværkslukningen er udskudt med ti år sammenlignet med det grønne scenarie. En kvotepris på 0 €/ton gør, især tidligt i perioden, det også svært for nogle VE-teknologier at konkurrere med de eksisterende kraftværker. Landvind vil dog stadig være den billigste og mest velegnede nye produktion, og derfor viser beregningerne, at der stadig vil være en udbygning, men i et lavere tempo. I det sorte scenarie vil VE-andelen af elforbruget stige fra 22 % i 2020 til 59 % i 2040.

Udviklingen i teknologi omkostninger LCOE*, øre/kWh



Kilde: Egne beregninger pba. ENS Teknologikatalog og brændselspriser.

Note: Beregningen er uden salg af varme, afgifter, tariffer og CO₂-kvoter.

*Levelised Cost Of Energy

Trend 3: Det er behovet for nyinvesteringer, der giver elprisstigninger, ikke om investeringerne er grønne eller sorte

Efterspørgsel og udfasning giver stigende elpriser

Vores beregninger viser opadgående elpriser mod 40 til 50 øre/kWh, når udfasningen af gamle kraftværker kombineret med stigende efterspørgsel efter el sætter ind.

Den højere efterspørgsel og den lavere samlede produktionskapacitet bevirker, at produktionsenheder med meget høje omkostninger (som fx spidslast) oftere vil blive benyttet, hvorved elpriserne stiger. Når elpriserne stiger, bliver det rentabelt at investere i ny produktionskapacitet. I Balmorel-modellen sker udbygning og elprisstigning samtidigt og i balance, så udbygningen er rentabel og elprisen stiger mindst muligt. I virkelighedens verden er det svært at sige, om udbygningen med VE sker på baggrund af realiserede elprisstigninger, som følge af større efterspørgsel, eller på forventning om fremtidige elprisstigninger. Der vil derfor aldrig være fuldkommen balance i udbud og efterspørgsel.

Graferne til højre viser, hvordan investeringer og høje priser følges ad, både for det sorte og det grønne scenarie. Søjlerne er stigningen i elprisen siden 2020, og kurverne viser tilvæksten i ny produktion (uanset om den er fossil eller VE).

Investeringsbehovet er årsagen til højere priser, uanset om investeringerne sker i VE eller fossil produktion.

Omkostninger til VE-produktion falder

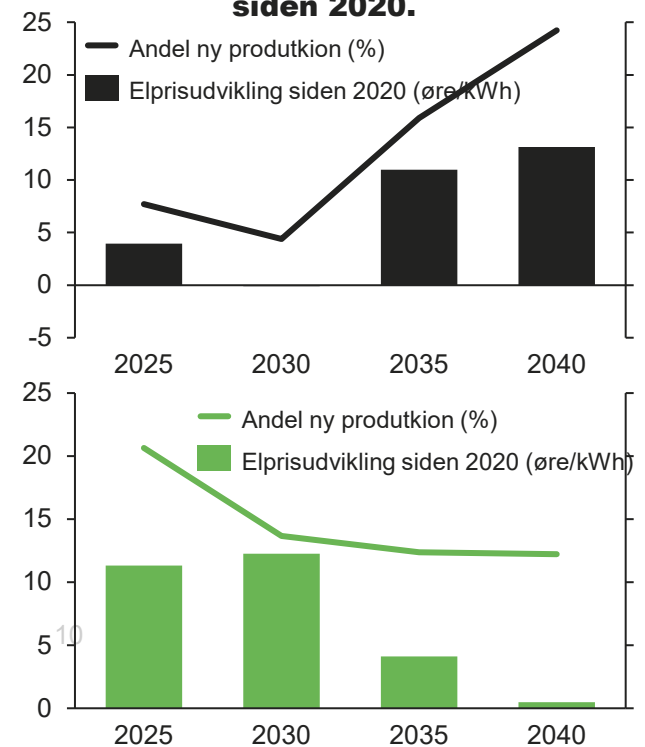
Energistyrelsens fremskrivninger af omkostninger til elproduktion fra forskellige teknologier viser, at elproduktionsomkostningerne ved VE-teknologier vil være faldende de næste 20 år, se forrige side. Fra 2020 og fremefter vil mange VE-teknologier være billigere end ny fossil elproduktionskapacitet, selv uden CO₂-omkostninger. Særligt havvind og solceller med batteri spiller en stor rolle for elprisen, fordi disse to teknologier fungerer som såkaldte "back-stops" (se tekstboks).

Udlandsforbindelser, billigere VE og lagring trækker elpriserne ned i det grønne scenarie efter 2030

Billigere VE-teknologier begynder efter 2030 at trække elpriserne ned i det grønne scenarie. Efter 2030 vil disse teknologier være så billige, at udbygningen trækker prisen nedad i forhold til tidligere år. Også yderligere udlandsforbindelser mellem kontinentet og Norden (som har store mængder billig landvind til rådighed) medvirker til lavere priser fra 2035.

"Back-stop" betyder, at teknologien kan installeres i praksis i ubegrænsede mængder. Derfor vil den blive benyttet, når alle resurser (fx arealer) til øvrige billigere teknologier er opbrugte. Med et tilpas fleksibelt elforbrug (fx fra elektrolyse) vil havvindmøller blive back-stop, indtil arealerne er opbrugt. Tilsvarende kan solceller med batterier også fungere som back-stop (om end dette er dyrere om vinteren). Back-stop-teknologien giver et maksimum for elpriserne på lang sigt.

Tilvæksten af ny produktion sammenlignet med elprisudviklingen siden 2020.



Grønt scenarie: På kort sigt stiger elprisen pga. elektrificeringen, men udbygning med stadig billigere VE får den til at falde igen

Det grønne scenarie accelererer elektrificeringen

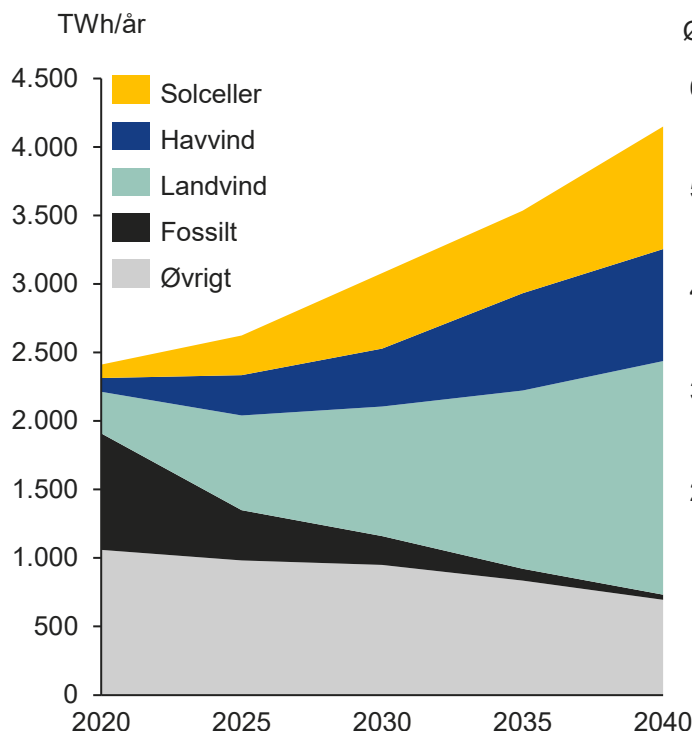
Det grønne scenarie forudsætter, at elefterspørgslen stiger 75 % over 20 år (se side 8). En tilsvarende stigning sker i elproduktionen, hvis sammensætning er beregnet i Balmorel til at være den billigste samlet set. Her er det forudsat, at omkostningerne til investering i VE falder væsentligt de kommende 20 år (se side 9). Det er også forudsat, at kun Polen og Tyskland har kulkraftværker tilbage i 2030, og at produktionen fra fossile kraftværker er på et minimum på grund af en kvotepris på 100 €/ton i 2030.

Vindmøller og solceller dominerer produktionen

Den modelberegnete produktionssammensætning i det grønne scenarie er i 2040 domineret af 40 % landvind og 20 % lidt dyrere havvind. Begge er forholdsvis lette at integrere i energisystemet. Selvom solceller er den billigste teknologi i de fleste områder, bidrager de kun med 20 %, da store mængder sol øger behovet for lagring. Fossil produktion er kun relevant i spidslast-timer og udgør en meget lille andel allerede fra 2030. CO₂-udledningerne i elsystemet falder med over 95 %.

Priserne i Danmark stiger op mod 50 øre/kWh, fordi elektrificeringen giver behov for nye investeringer (jf. side 10), og disse investeringer forventes at blive forsinket (jf. side 17). Efter 2030 falder priserne igen til ca. 40 øre/kWh i takt med fortsat udbygning med billigere VE i Danmark og EU, samt at udlandsforbindelserne bliver udvidet yderligere.

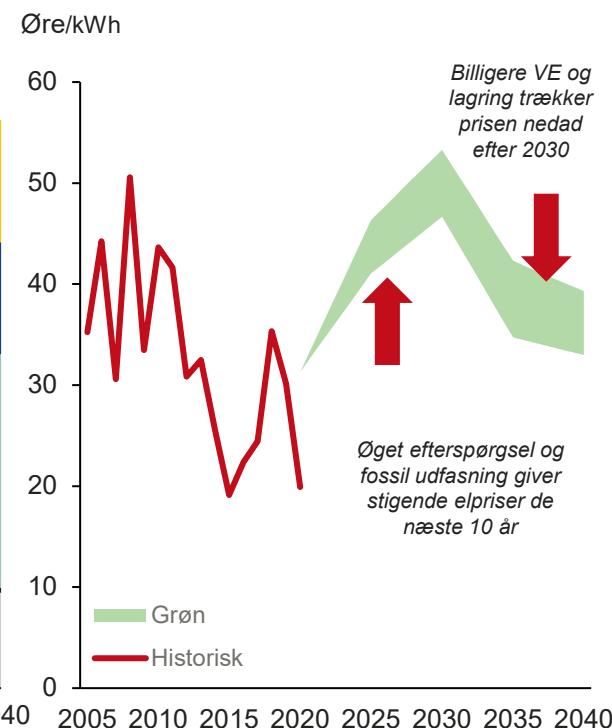
Elproduktion Nordvesteuropa



Kilde: Egne Balmorelberegninger

Note: Øvrige indeholder A-kraft, Vandkraft og biomasse

Elpriser i Danmark, grønnt scenarie



Kilde: Nordpoolspot og egne Balmorelberegninger

Note: Faste 2021 priser

Sort scenarie: Udskydelse af klimaplaner vil udskyde, men ikke afværge elprisstigninger

I det sorte scenarie udskydes klimaplanerne ...

I det sorte scenarie har vi forudsat, at klimahandlingen ikke udmøntes i tide. Derfor udskydes elektrificeringen og stigningen i elefterspørgslen i 10 år, sammenlignet med grønt scenarie. Samtidig forudsættes det, at CO2-kvotepriisen kollapser pga. manglende stramninger i kvotesystemet, og at det fortsat er muligt at levetidsforlænge aldrende kraftværker. Som følge af udeblevne investeringer i VE vil de ventede prisfald på VE-teknologier forsinkes 10 år. Danmark forsætter dog elektrificering og udbygningen af VE, jf. side 17.

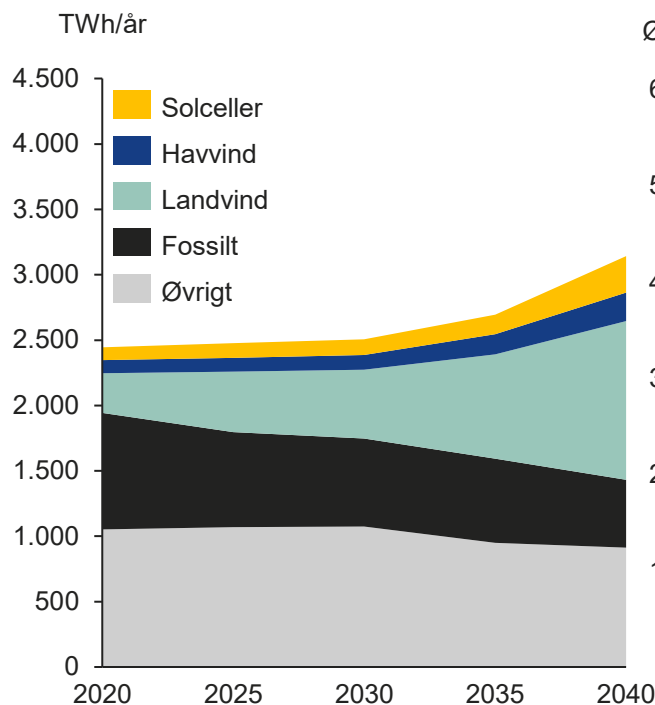
... men regningen kommer alligevel

I det sorte scenarie fortsætter de historisk lave elpriser på omkring 30 øre/kWh mellem 2010 og 2020 frem til 2030. Herefter stiger priserne til omkring 40 øre/kWh, svarende til niveauet før 2010. Stigningen skyldes behovet for investeringer (se side 10), fordi kraftværkerne sendes på 'pension', og fordi elektrificeringen her tager fart. CO2-udledningerne i elsystemet falder kun med ca. 50 %.

Årsagen til de historisk lave elpriser i 2010-20 var bl.a. overskudskapacitet og statsstøttet VE-udbygning, som har undertrykt det øvrige markedsdrevne behov for investering. Priserne på 40 øre/kWh fra 2035 kan betragtes som en tilbagevenden til tilstandene før 2010, hvor kulkraft var back-stop-teknologi (se tekstboks side 10).

Udskydelse af klimahandling vil derfor ikke kunne afværge højere elpriser i fremtiden.

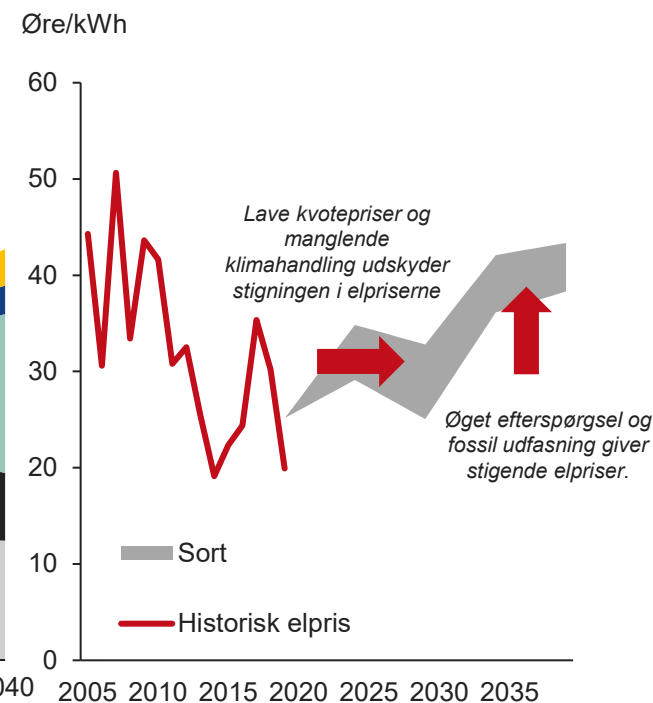
Sammensætning af produktionen



Kilde: Balmorelberegning

Note: Øvrige indeholder A-kraft, Vandkraft og biomasse

Elprisens udvikling historisk og i Danmark i det sorte scenarie



Kilde: Nordpool og Balmorelberegning

Note: Priserne er faste 2021 priser

Grønt scenarie: VE-resurserne er forskelligt fordelt mellem Europas lande

VE resurser er både vejr og areal

Vores data viser, at der er store forskelle i fordelingen af VE-resurser (som fx vand, vind og sol) mellem de europæiske lande. Det har betydning for, hvordan produktionssammensætningen udvikler sig over de næste 20 år, særligt i det grønne scenarie, hvor efterspørgslen efter ny VE er størst. Adgang til arealer til havs og på land sætter en øvre grænse for hvor meget VE, der teknisk set kan opstilles. Vindforhold og solindstråling ses også som en resurse, som i høj grad påvirker rentabiliteten i at opstille VE og kan variere meget fra land til land.

Overskud af grøn strøm i Norden

I Norden (Danmark, Sverige, Norge og Finland) er der rigelige og velegnede vindresurser, både mht. vindforhold og arealer. Til gengæld er solindstrålingen lavere end sydpå. Derfor udgør vind stort set hele udbygningen i Norden. Beregningerne viser, at produktionen vil overstige forbruget, og overskuddet bliver eksporteret til andre lande. Det skyldes, at det bedre kan betale sig at overudbygge i nord og eksportere til det øvrige Europa.

Balance i Vesteuropa

I det vestlige Europa (Frankrig, Storbritannien og Irland) viser beregningerne, at vind står for det meste af udbygningen, men at solceller også vil udgøre en betydelig andel. Disse tre lande har samlet set balance mellem deres eget forbrug og produktion.

Underskud i Centraleuropa

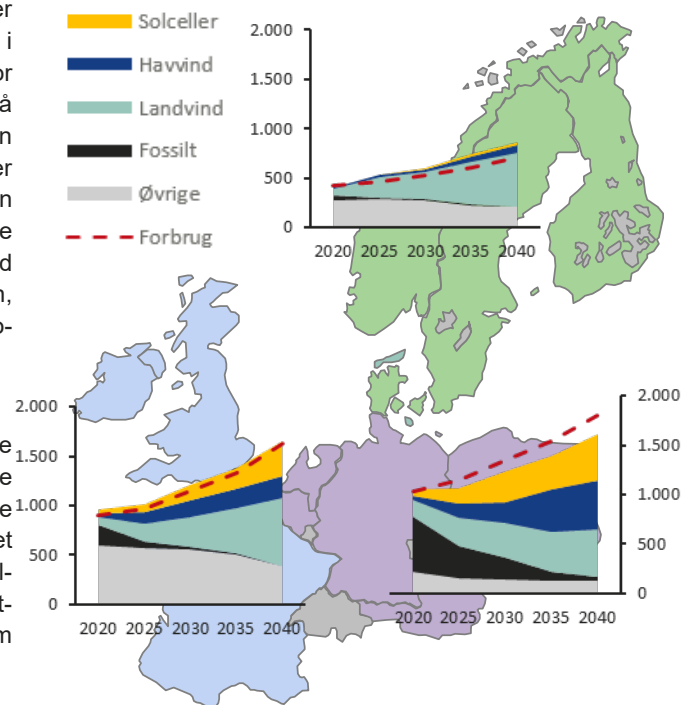
I det centrale Europa (Tyskland, Polen, Holland, Belgien og Østrig) er elsystemet i dag domineret af fossil produktion, som skal udfases allerede i 2040 i det grønne scenarie. Samtidig er de attraktive VE-resurser – særligt landvind – mindre effektive og mere knappe i forhold til den høje efterspørgsel. Disse lande er derfor tvunget til at forlade sig på dyrere havvind og en så stor mængde solceller, at der også skal installeres en betydelig og dyr kapacitet af ellagring i form af batterier (ikke vist på figuren). Herved sikres, at elforsyningen kan opretholdes om natten. Derfor vil disse lande være bedre stillet med en vis import fra lande med overskud af produktion. Dette er særligt relevant om vinteren, hvor produktion fra solceller er mindre, men hvor produktion fra vind i nabolandene er større.

Handel mellem Norden og Centraleuropa

Forskellene i VE-resursernes fordeling vil medføre ændrede, større og tydelige handelsmønstre. Det store overskud og overvægten af vind i Norden vil medføre en betydelig eksport til Centraleuropa, på nær når det næsten ikke blæser. Den relativt store andel af solceller i Centraleuropa vil medføre et stort underskud i nat-timerne og et stort overskud i middagstimerne om sommeren, som til dels udlignes med handel.

De markeds kræfter, som omsætter overskud og underskud til handel, vil give sig udslag i større prisforskelle mellem lande og tidspunkter, end vi har set historisk.

Grønt scenarie: Sammensætning af elforsyning i forhold til forbrug 2030 (TWh)



Note: "Øvrige" indeholder A-kraft, vandkraft og biomasse

Vil Danmark få kontinentale eller Nordiske priser?

Billig strøm i nord

Ser man på elpriserne på tværs af Europa, tegner der sig nogle tydelige tendenser. Figuren til højre viser de gennemsnitlige elpriser i 2030 på tværs af scenarierne i forhold til de danske. Her ses det, at specielt i det grønne scenarie er der i Norden lavere elpriser end de øvrige lande. Det skyldes de gode landvindressurser i form af store arealer med gode vindforhold samt vandmagasiner, som gør det let at integrere vinden i elsystemet.

... men dyrt sydpå i det grønne scenarie

I begge scenarier ligger elpriserne i Centraleuropa generelt højere end i Danmark, specielt i det grønne scenarie. Som forrige side viste, er der udfordringer ved de relativt knappe vindressurser i Centraleuropa, som gør det svært at møde forbruget, og regionen bliver nettoimportør af el i det grønne scenarie.

Selvom regionen har gode muligheder for billig sol, og derfor også udbygger med store mængder solceller, er der udfordringer ved at integrere så store mængder sol i elsystemet. Det skyldes solcellers relativt lave benyttelsestid, som gør det nødvendigt med flere integrationstiltag (såsom lagring eller fleksibelt forbrug) end i vindrige egne. Beregningerne viser over tid højere elpriser i disse lande.

Danmarks rolle

El er en handelsvare, som flyder frit mellem markeder. Da det danske elmarked er relativt lille, sammenlignet

med vores naboer, vil Danmark ofte være pristagere til enten den nordiske eller tyske elpris. Den danske elpris er derfor et gennemsnit mellem priserne i vores nabolande, vægtet med antallet af timer, hvor vi deler priser de enkelte lande. Derfor vil større kapacitet i udlandsforbindelser tendere mod at knytte de danske priser tættere til dette land.

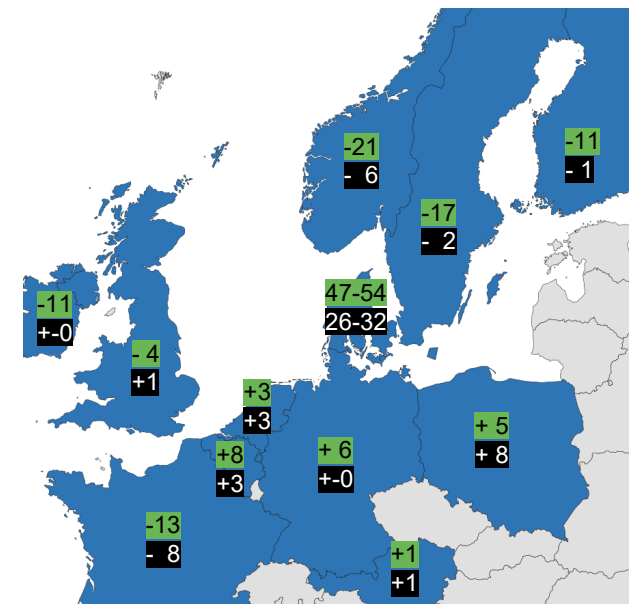
Prisbilledet i begge scenarier medfører eksport fra lavprismråderne i nord til højprismråderne i syd. Med Danmarks placering mellem disse områder vil en del af denne strøm løbe gennem Danmark. Vi har derfor god mulighed for at knytte os tættere til de høje priser i Centraleuropa ved at udvide udlandsforbindelserne hertil og ved at sikre en god balance mellem forbrug og produktion, så det meste af eksporten går sydpå.

Prisforskellen mellem nord og syd

Prisforskellen mellem nord og syd skyldes omkostningerne ved at bygge og drive udlandsforbindelserne. Transport af el via 1000 km kabel (afstand mellem Oslo og Köln) koster omkring 15-20 øre/kWh, som forklarer det meste af prisforskellen mellem Tyskland og Norge, da Tyskland forventes at blive nettoimportør og Norge nettoeksportør.

På sigt vil etablering af rør til brint (som foreslået i fx European Hydrogen Backbone) kunne bringe transportomkostningen for energi ned under 5 øre/kWh og dermed reducere prisforskellene. Dette er ikke analyseret nærmere i denne rapport.

Elpriser på tværs af Europa i år 2030 (øre/kWh)



Kilde: Egne Balmorel-beregninger.
 Note: For Danmark vises elprisen i grønt og sort scenarie.
 For øvrige lande vises forskellen til de danske priser.

Den grønne omstilling vil afkoble elprisen fra CO2 prisen

Historisk sammenhæng mellem kvote- og elpriser

I det forgangne årti har det været fossile kraftværker, som har været prissættende på elmarkedet, og der har været en stærk sammenhæng mellem kvoteprisen og elprisen. Hvis kvotepriserne steg, blev det dyrere at producere el på de fossile kraftværker, og deres budpriser på børsene blev højere.

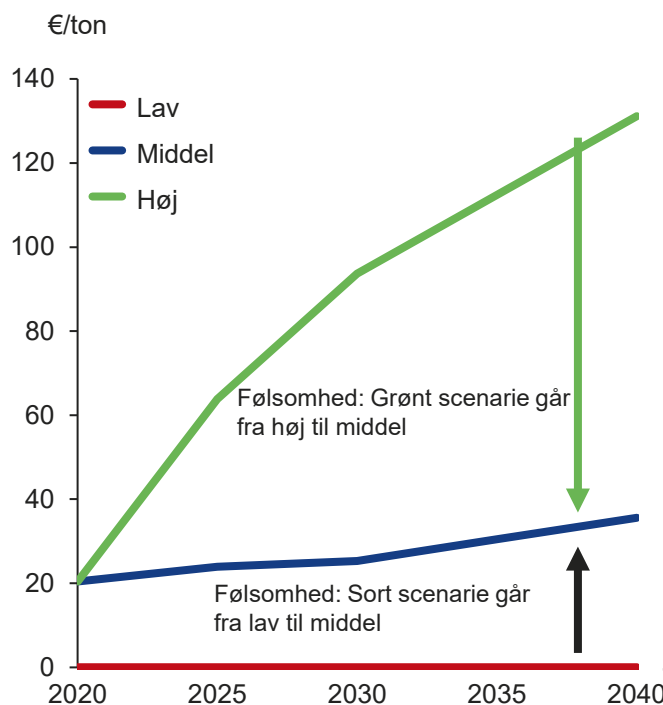
Stigende kvotepriser gør det derfor mere rentabelt at være VE-elproducent, da elpriserne bliver højere, fordi alternativet bliver dyrere. I en fremtid uden eller med meget lidt fossil elproduktion, må kvoteprisens påvirkning af elprisen nødvendigvis blive mindre.

Kvotepriser og elprisen afkobles de næste 20 år

Der er beregnet to følsomheder for CO2-kvoteprisen. Én til det grønne scenarie, hvor kvoteprisen i stedet for at være "høj" er markant lavere svarende til "middel", se figur. Og én følsomhed til det sorte scenarie, hvor kvoteprisen hæves fra "lav", dvs. 0 €/ton til "middel". Figurerne viser, at effekten på elprisen er størst i starten af perioden, mens den aftager eller forsvinder til slut, selvom den absolutte ændring i kvoteprisen er stigende hele perioden.

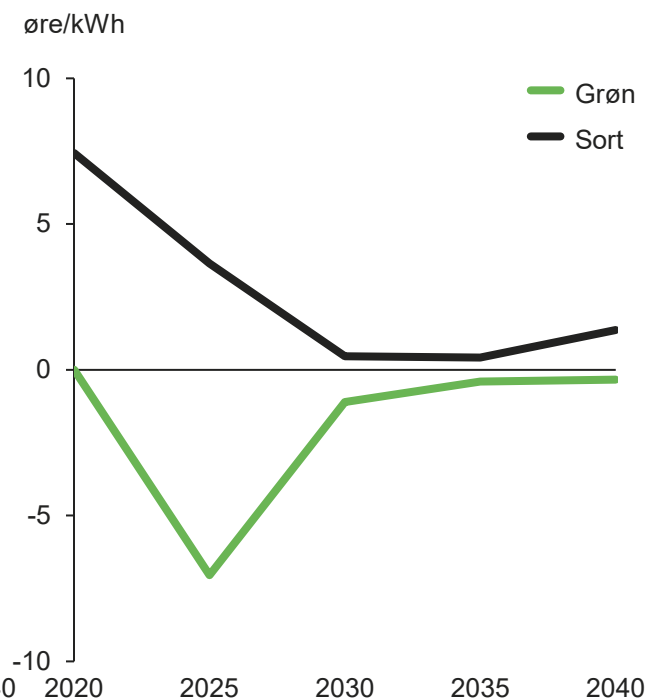
Dette skyldes, at andelen af fossil el svinder kraftigt ind i begge scenarier (se side 11 og 12). Hermed mindskes andelen af timer, hvor kvoteprisen trækker elprisen opad. I det grønne scenarie forsvinder fossilt brændsel stort set fra elproduktionen, og derfor er effekten størst her.

Co2-kvotepriser



Kilde: Høj pris svarer til WEO SD-scenarie og middel svarer til WEO SP-scenarie

Påvirkning af elpriserne når der benyttes middel CO2 kvotepriser



Kilde: Egne Balmorelberegninger

Hvordan påvirkes elpriserne af dansk klima- og energipolitik?



Danmarks 70% målsætning vil fordoble det danske elforbrug på et årti

Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning har vist en vej til 70 % reduktion

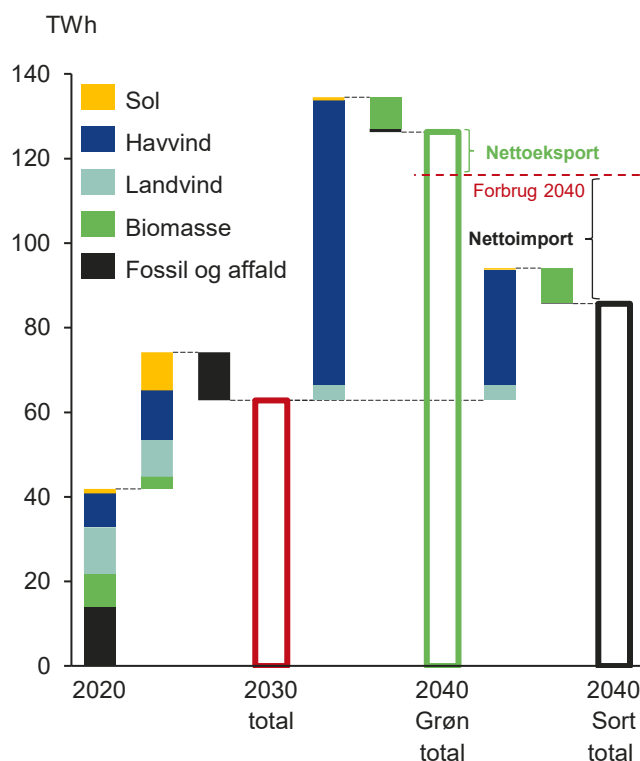
Danmark har sat kursen mod 70 %-målet med en række politiske aftaler. Bl.a. skal sænkelse af elafgifterne sætte gang i elektrificeringen. Der udestår dog fortsat mange beslutninger, særligt på forbrugssiden. Derfor er Klimapartnerskabet for Energi og Forsynings handlingsplan lagt til grund for udviklingen i elforbruget. Her vurderede partnerskabet, at det er nødvendigt at fordoble det danske elforbrug i løbet af de næste 10 år, se figur til højre.

For at forsyne det øgede elforbrug med grøn el er der behov for meget mere vind og sol på dansk grund, hvor det største bidrag er de planlagte energiøer, som forventeligt står klar i 2032-2033. Når de er etableret, vil havvind stå for halvdelen af al dansk elproduktion, og Danmark vil kunne dække sit elforbrug udelukkende med el fra vind og sol. Danmark vil i 2030 være afhængig af termisk elproduktion fra biomasse i Danmark og import af el.

Forskel på scenarierne

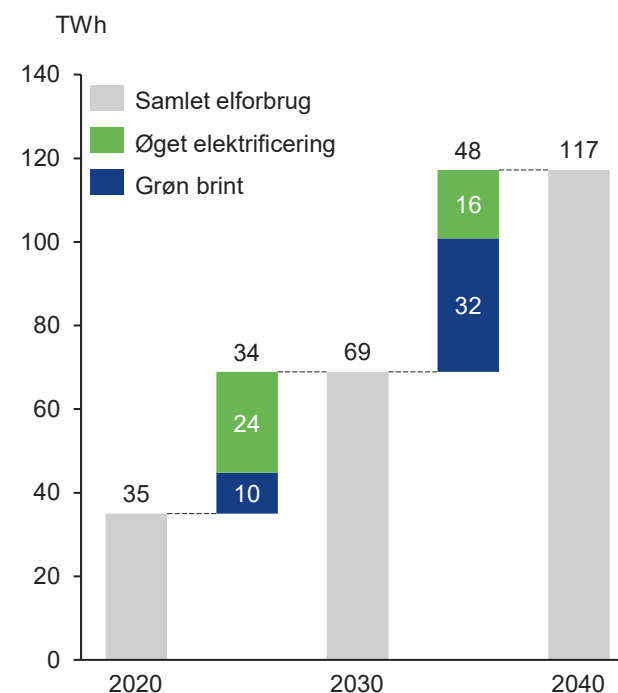
Udviklingen i dansk elforbrug er ens i det sorte og grønne scenarie. Elproduktionen følger også samme fastsatte forløb frem til 2033, hvor energiøerne står færdige (vist i figuren til venstre). Fra 2030 er det Balmorelmodellen, som har investeret i ny produktion. Beregningerne viser, at Danmark bliver eksportør af grøn el i det grønne scenarie i 2040, mens vi er afhængige af udenlandsk produktion i det sorte scenarie.

Udvikling i elproduktion i Danmark



Note: 2020 er beregnet med Balmorel-modellen med udgangspunkt i normalt vejr og forbrugsår

Udvikling i elforbrug i Danmark



Kilde: Klimapartnerskabet for Energi og Forsynings handlingsplan samt egne beregninger.
Note: Grundet metodeforskelle afviger 2030-tallet med 2 TWh fra handlingsplanen.

En høj elefterspørgsel berettiger til en større udbygning med VE

Som beskrevet på side 17 vil Danmark skulle importere 6 TWh el årligt i 2030. Det er med til at give højere elpriser, specielt i det grønne scenarie. Med de højere elpriser kommer også et kraftigt incitament til at bygge mere produktion. Figurerne viser indtægten i elmarkedet for sol og vind sammenlignet med produktionsomkostningerne (LCoE) baseret på ENS Teknologikatalog.

Gode VE-vilkår i det grønne scenarie

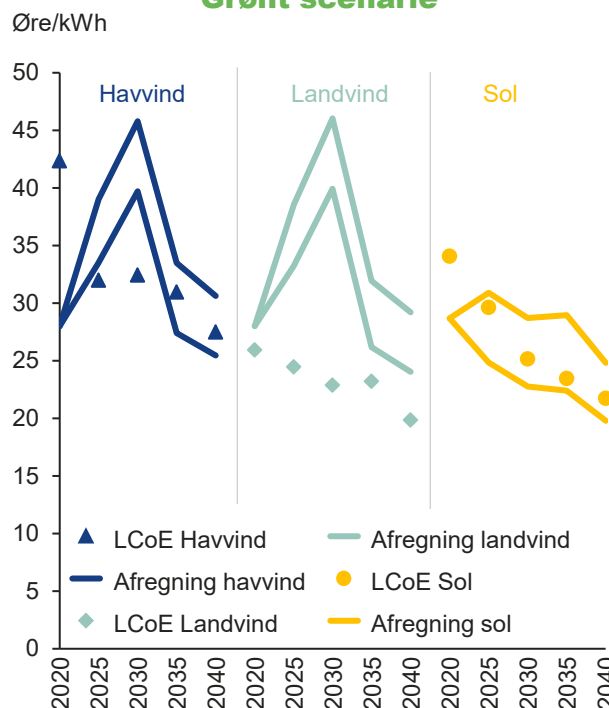
I det grønne scenarie ligger afregningspriserne for vind over den gennemsnitlige LCoE, særligt i 2025 og 2030. Det betyder, at nyopført vind vil få dækket deres drifts- og kapitalomkostninger i denne periode. Efter 2030, når energiøerne er opført, og Danmark er blevet nettoeksportør af el, stabiliserer afregningspriserne sig omkring LCoE'en for havvind. Dette hænger sammen med, at havvind er den primære "back-stop"-teknologi (se tekstboks på side 10) i Danmark og toneangivende for elprisens udvikling i Danmark.

For sol følges afregningspriserne og LCoE i store træk ad. Den forudsatte 10-dobling af solceller i Danmark ser derfor ud til at være i balance med efterspørgslen.

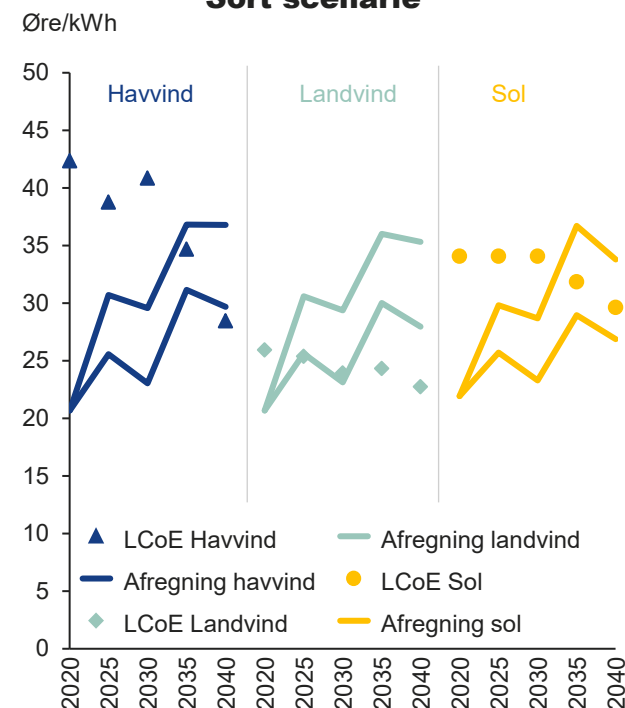
Dårlige vilkår for VE i det sorte scenarie

I det sorte scenarie er afregningspriserne for VE til og med 2030 lavere end deres LCoE. Dermed vil udbygning med havvind og solceller i denne periode være støttekrevende. Herefter vil afregningspriserne ligge nogenlunde på niveau med LCoE.

Afregningspriser for VE i Danmark sammenlignet med LCoE, Grønt scenarie



Afregningspriser for VE i Danmark sammenlignet med LCoE, Sort scenarie



Note: LCoE er gennemsnittet af alle nyopførte anlæg inden for hver kategori. For landvind er der tillagt 5 øre/kWh til landomkostninger, baseret på historiske omkostninger. For havvind er der indregnet ilandføringsomkostninger. Der er ikke indregnet yderligere omkostninger som følge af den nye VE-lov, producenttarifiering og ny jordbeskatning.

Afregningspriserne er angivet som et spænd på samme måde som elpriserne, se tidligere sider.

Følsomhed 1: En fremrykning af energierne vil gøre Danmark selvforsynende med grøn strøm og sænke elpriserne

Baggrund

De to planlagte energier på hhv. 3 GW i Nordsøen og 2 GW i Østersøen skal efter de seneste planer stå færdige i hhv. 2033 og 2032. Indtil da er det usandsynligt, at Danmark kan dække sit kraftigt stigende elforbrug alene med el fra sol og vind. Det vil kræve flere nye havvindsudbud eller et stort paradigmeskifte i forhold til udbygningen og accepten af markant mere landbaseret VE, end der allerede er antaget i beregningerne.

Beregning

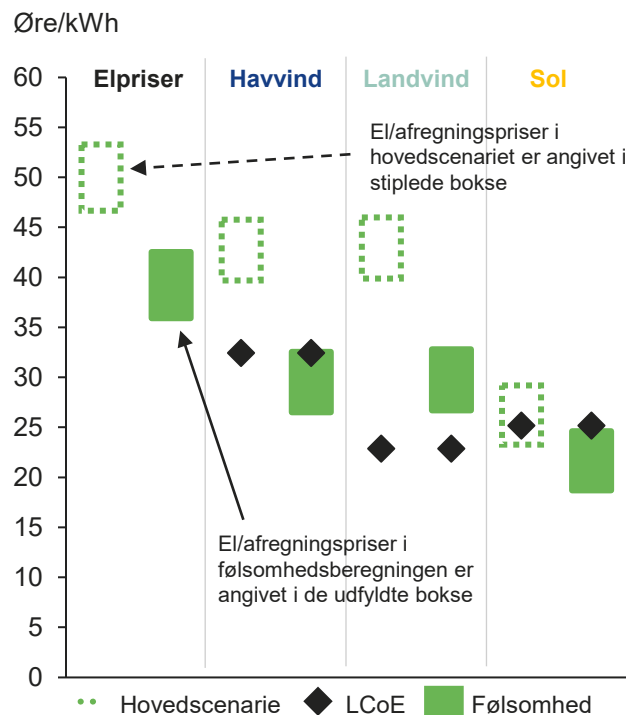
I denne følsomhedsberegning er det antaget, at energierne står færdige i 2030 (i stedet for 2035), og de hhv. 3 og 2 GW ilandføres i Danmark. Kabler fra øerne til udlandet er ikke medtaget i 2030.

Resultat

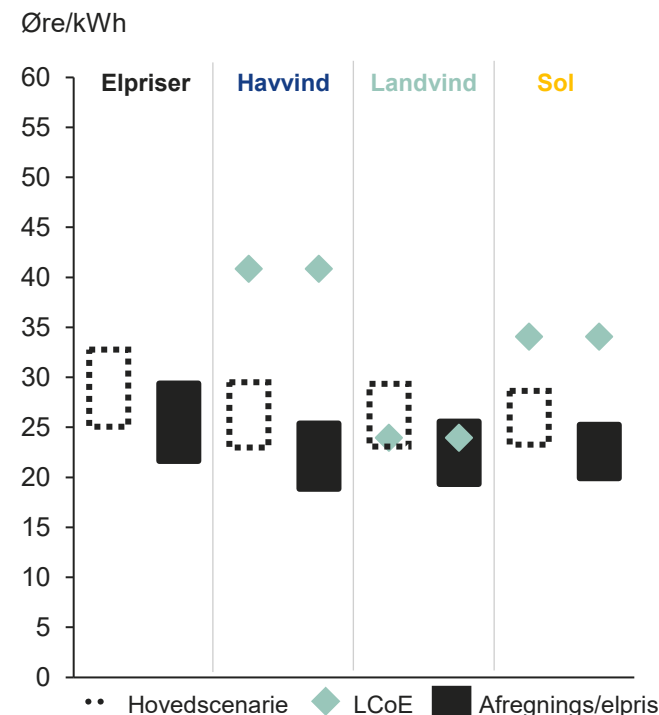
Den tidligere idriftsættelse medfører, at Danmark bliver selvforsynende med grøn strøm i 2030 (i stedet for at måtte importere). Øerne giver dog i det grønne scenarie et markant fald i elpriserne i 2030 på 11 øre og 13 øre på afregningsprisen for landvind og havvind. Etablering af ny havvind kan hermed ikke betale sig uden støtte i 2030.

Prisfaldet er til dels forårsaget af, at den tidligere etablering af øerne gør Danmark til nettoeksportør, men på grund af utilstrækkelige forbindelser sydpå bliver den grønne strøm i vid udstrækning eksporteret til de lavere nordiske priser.

Grønt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Sort scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Kilde: Balmorel-beregninger

Følsomhed 2: Transmissionsforbindelser til kontinentet, udover de besluttede, vil føre til højere elpriser og give bedre vilkår for VE i Danmark

Baggrund

De to planlagte energigøer på hhv. 3 GW i Nordsøen og 2 GW i Østersøen skal efter de seneste planer stå færdige i hhv. 2033 og 2032. Med øerne følger to udlandsforbindelser sydpå på 1 og 1,5 GW. Disse forbindelser skal sikre, at overskudsproduktionen fra energigøerne kan afsættes til de højere priser sydpå.

Beregning

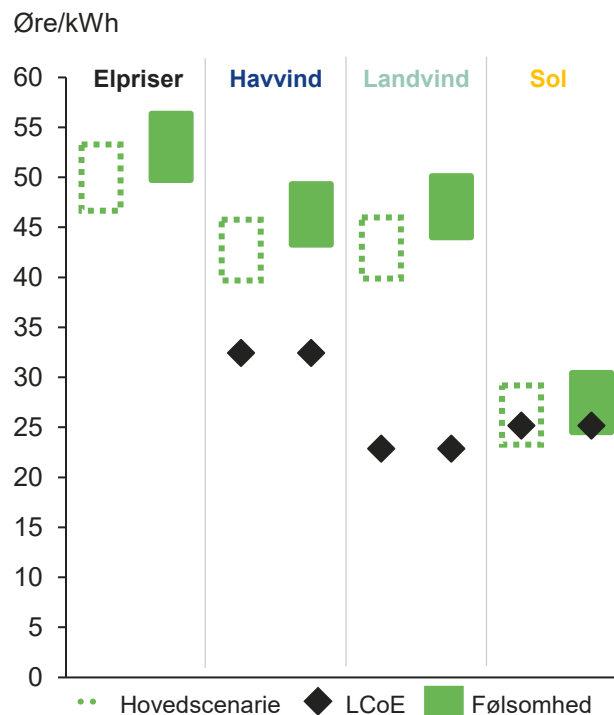
I denne følsomhedsberegning etableres i 2030 udlandsforbindelser svarende til, hvad der er planlagt for energigøerne, men uden at øerne idriftsættes før 2033. Herved ses den isolerede effekt på afregnings- og elpriserne af forbindelserne.

Resultat

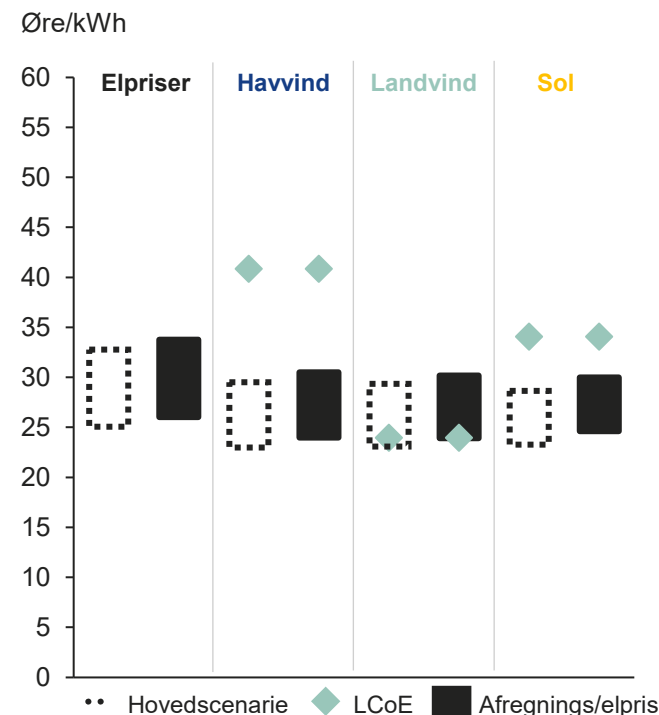
Etablering af udlandsforbindelser giver en prisstigning på ca. 1 øre/kWh i det sorte scenarie og 3-4 øre/kWh i det grønne scenarie. Den højere stigning i det grønne scenarie er en konsekvens af de højere priser hos Danmarks sydlige naboer. Stigningen kommer oveni i de, historisk set, høje priser på ca. 50 øre/kWh, som skyldes, at Danmark har underskud af grøn strøm og derfor kommer i samme prismæssige situation som vore sydlige naboer. De ekstra forbindelser sydpå forstærker så at sige de i forvejen høje priser.

Alle tre VE-teknologier er støttefrie i det grønne scenarie 2030, mens det fortsat kun er tilfældet for landvind i det sorte scenarie.

Grønt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Sort scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Kilde: Balmorel-beregninger

Følsomhed 3: En fremrykning af energigørerne med tilhørende udlandsforbindelser vil skabe attraktive afregningspriser og støttefri VE

Baggrund

Den oprindelige plan for energigørerne var, at de skulle opføres i 2030 med dertil hørende udlandsforbindelser sydpå. Herved vil Danmark kunne opfylde sit behov for grøn strøm. Udlandsforbindelserne sikrer, at overskudsproduktion bedre kan afsættes uden store prisfald.

Beregning

I denne følsomhedsberegning etableres i 2030 både energigør og udlandsforbindelser. Herved ses den kombinerede effekt af forbindelser og VE udbygningen.

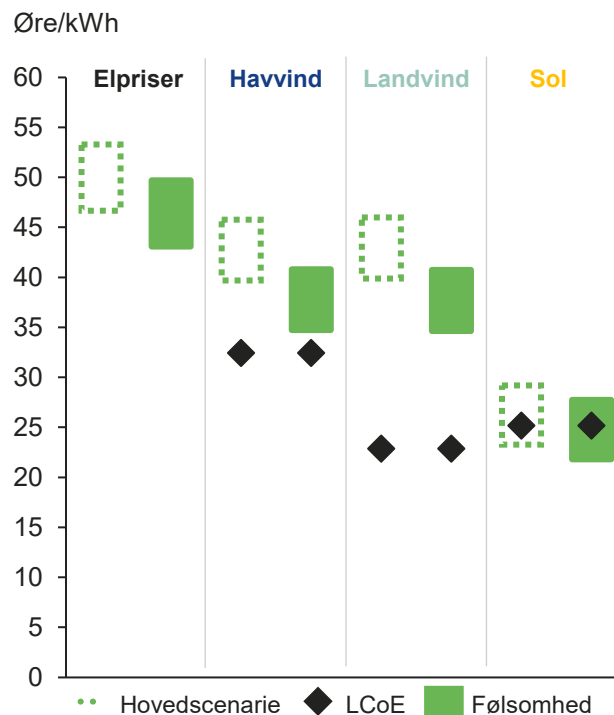
Resultat

Etablering af både energigør og udlandsforbindelser gør Danmark til nettoeksportør i det grønne scenarie. Herved flytter de danske priser sig lidt længere væk fra de centraleuropæiske og lidt tættere på de nordiske med et fald på 4-5 øre/kWh til ca. 45 øre/kWh. I det sorte scenarie er prisfaldet på ca. 1 øre/kWh.

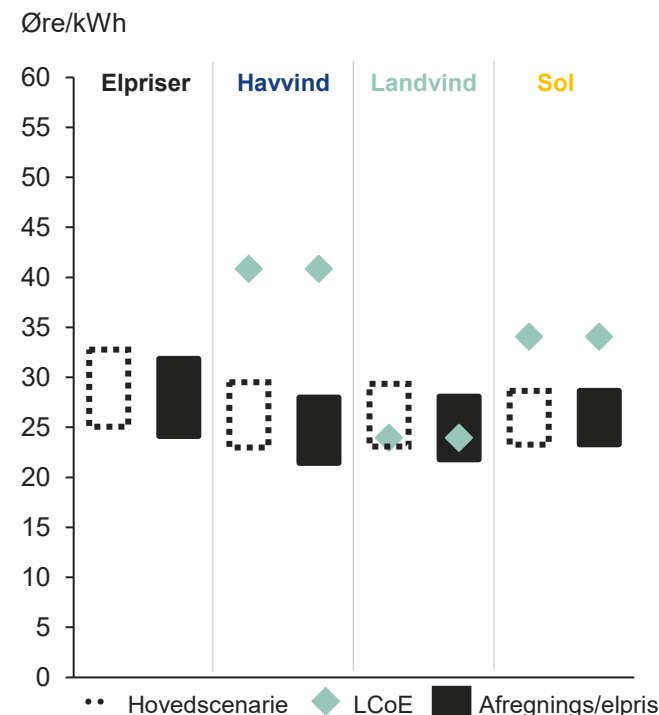
VE vil i det grønne scenarie være støttefri i modsætning til situationen i følsomhed 1, hvor energigørerne etableres uden tilhørende udlandsforbindelser.

Denne følsomhedsanalyse viser, at når energigørerne kombineres med udlandsforbindelser sydpå, kan Danmark, i et grønt scenarie, være både eksportør af grøn strøm og samtidig sikre, at afregningspriserne er attraktive nok til en fortsat støttefri VE-udbygning.

Grønt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Sortt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Kilde: Balmorel-beregninger

Følsomhed 5: Fleksibelt forbrug vil øge afregningsprisen for grøn strøm

Baggrund

Den elektrificering, som skal til, for at Danmark kan opfylde 70 %-målet, vil betyde en fordobling af elforbruget fra 2020 til 2030 og en yderligere stigning på 70 % fra 2030 og 2040, se side 17. Men stigningen afhænger af, at en række politiske ambitioner (såsom øget brug af elbiler, varmepumper og elektrolyse) rent faktisk omsættes til lovgivning og handling.

Beregning

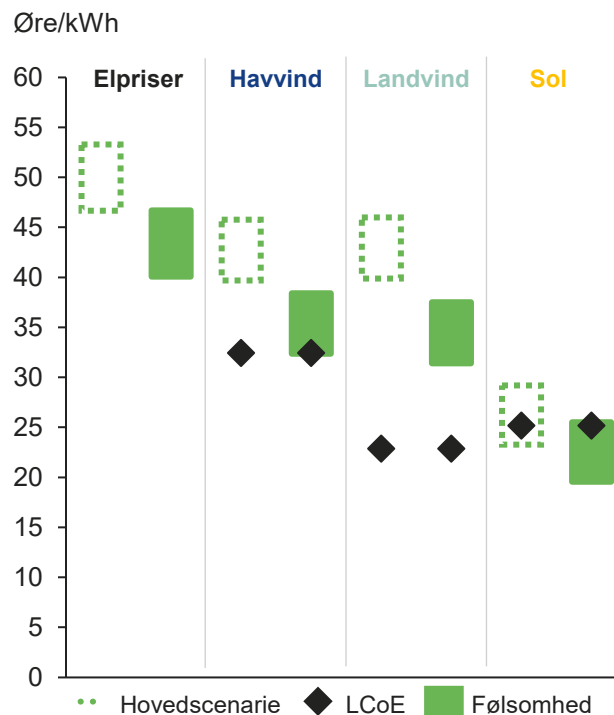
I denne følsomhedsberegning forudsættes det, at det danske elforbrug udvikler sig som i Energinets Analyseforudsætninger. Dvs. ca. 13 TWh lavere elforbrug i 2030 end vurderingen fra Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning, hvilket vil gøre 70 %-målet meget svært at opnå. Det lave elforbrug vil betyde, at Danmark vil være nettoeksportør af el i 2030.

Resultat

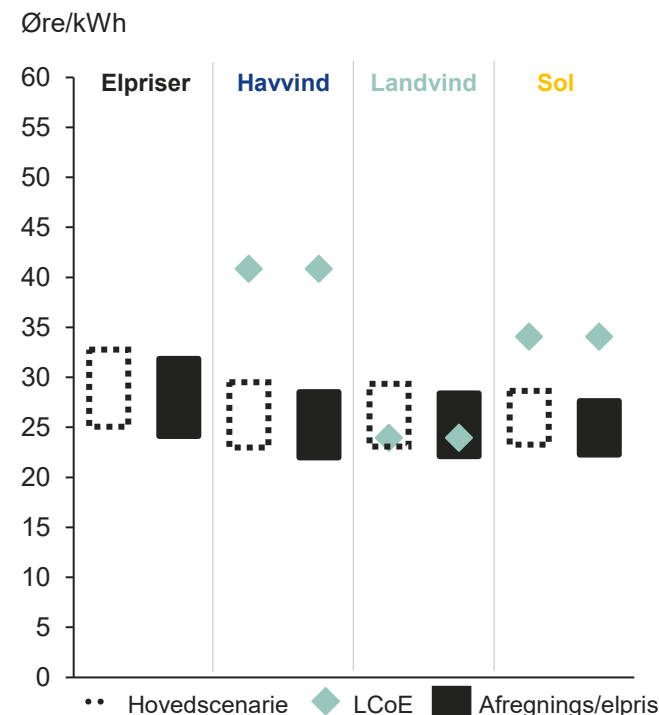
I det sorte scenarie giver forsinkelsen i elektrificeringen kun anledning til små prisfald på omkring eller under 1 øre/kWh. I det grønne scenarie ses relativt store prisfald på 7-9 øre i 2030.

En lavere elefterspørgsel, som i denne følsomhed, eller et højere udbud af el, som i følsomhed 3 på side 21, gør Danmark til nettoeksportør og bringer afregningspriserne tættere på LCoE for havvind. Det viser, at der er plads til en overudbygning med VE i forhold til elforbruget i Danmark.

Grønt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Sort scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Kilde: Balmorel-beregninger

Følsomhed 5: Fleksibelt forbrug vil øge afregningsprisen for vind.

Baggrund

Da sol og vind producerer efter vejret og ikke forbruget, vil der i fremtiden komme tidspunkter, hvor der kan produceres el nok til at dække hele Danmarks elforbrug flere gange. Fx en solrig sommerdag eller i blæsevejr vil produktionen kunne overstige forbruget, hvilket vil give lave elpriser. Omvendt vil vindstille og overskyet vejr føre til højere elpriser. Fleksibelt forbrug i form af varmepumper, elpatroner, PtX, elbiler og el-til-ellagre er noget af det, som skal være med til at skabe balance i elsystemet

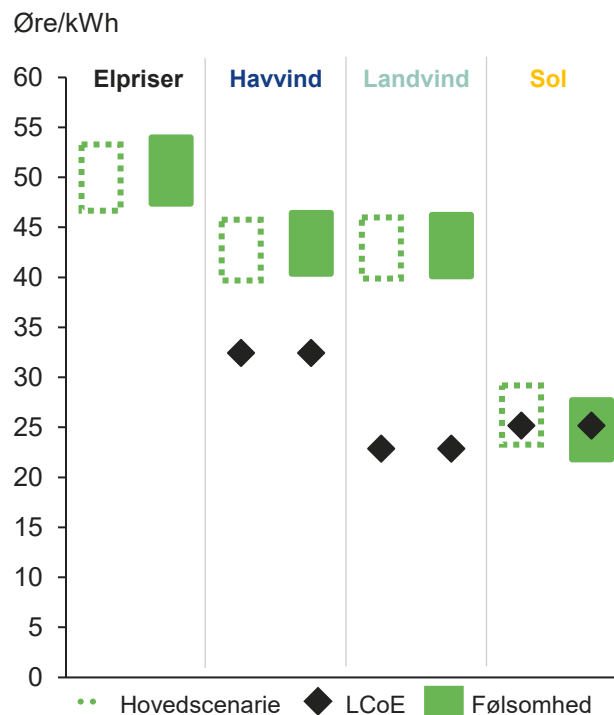
Beregning

Brintproduktion vil i 2030 være den største sektor med en fleksibel elektrolysekapacitet på 2GW. For at produktionen kan være fleksibel, skal brinten kunne lagres. Der er beregnet en følsomhed uden lagringsmulighed for at kunne vurdere konsekvensen af at have fleksibel brintforbrug.

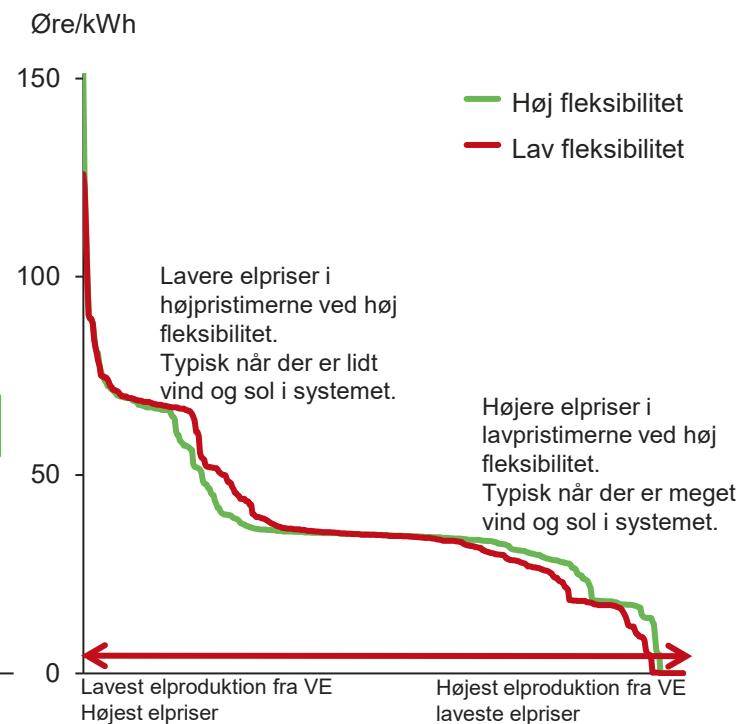
Resultat

Generelt falder elpriser og afregningspriser i Danmark med 1 øre/kWh, hvis ikke elektrolysen kan køre fleksibelt. Kurven til højre viser elpriserne time-for-time, sorteret fra højest til lavest. Her ses det, at i nogle af lavpristimerne bliver elpriserne 8-10 øre/kWh højere i beregningen med høj fleksibilitet, og tilsvarende lavere i højprismrådet når der er mere fleksibilitet. Fleksibilitet reducerer dermed prisudsvingene.

Grønt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Grønt scenarie: Elpriser i 2030, fra højest til lavest



Note: Resultatet er kun vist for grønt scenarie, da det sorte scenarie ikke viste udsving i priserne, når der regnes med og uden fleksibilitet. Det skyldes, at der i det sorte scenarie ikke er samme behov for fleksibilitet bl.a. pga. lavere produktion fra variable VE-kilder.

Følsomhed 6: Udbygning med elektrolyse drevet af havvind vil ikke give højere elpriser

Baggrund

Danmark har en unik mulighed for at producere store mængder grøn brint fra elektrolyseanlæg og samtidig gøre det muligt at udnytte vores store havvindsresurse.

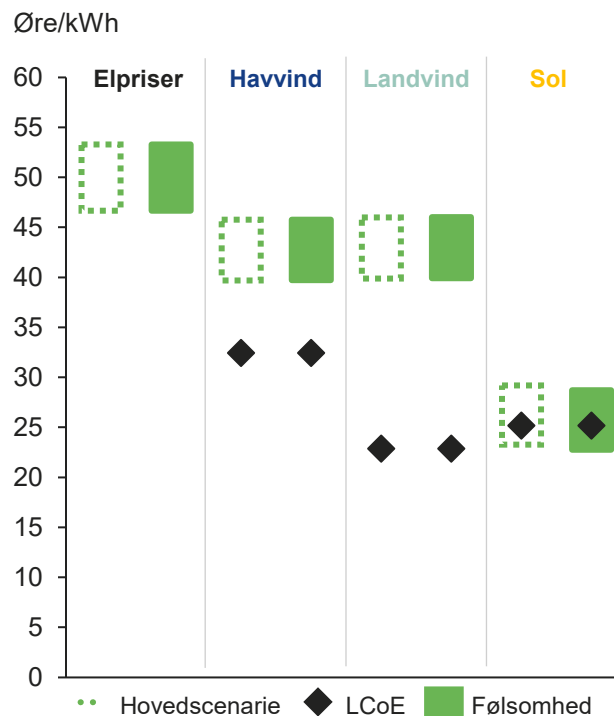
Beregning

For at undersøge konsekvenserne ved øget udbygning med havvind i kombination med brintproduktion er der tilføjet yderligere 1 GW havvind og elektrolysekapacitet i 2030. Det øger Danmarks brintproduktion med 50 %. Det er antaget, at elektrolyseanlægget kan bruge el fra elnettet, og at havvind kan levere el til nettet, hvis dette bedre kan betale sig end at levere strømme direkte til elektrolyseanlægget.

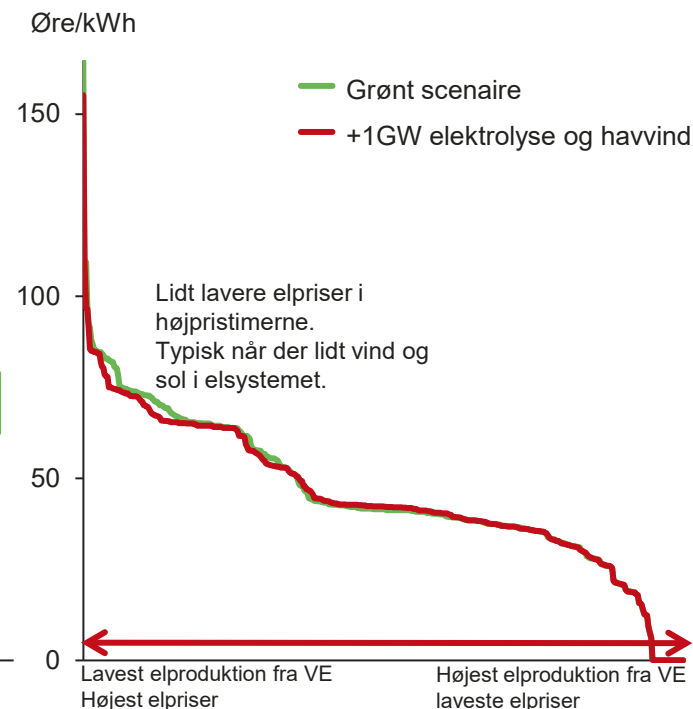
Resultat

Beregningen viser, at elpriser og afregningspriser stort set vil være uændrede. Sammenfaldet mellem produktion af el fra havvind og brint på elektrolyseanlægget vil være stort, men fordi anlæggene er forbundet med elnettet, kan produktionen optimeres. Elpriskurven til højre viser, at der sker en reduktion i priserne i højpristimerne. Her kan det samlet set bedre betale sig at drosle den ekstra brintproduktion ned og sende den sparsomme elproduktion fra havvinden ud på nettet. En øget udbygning med VE, navnlig havvind, og elektrolyse vil således ikke give højere elpriser, men derimod øge fleksibiliteten i elsystemet og give mindre elprisudsving.

Grønt scenarie: Afregningspriser og elpriser, 2030



Grønt scenarie: Elpriser i 2030, fra højest til lavest



Note: Resultatet er kun vist for det grønne scenarie. Det sorte scenarie viser lignende resultater med lidt lavere elpriser ved højpristimer og minimale udsving i den gennemsnitlige elpris og afregningspriserne.

Bilag: Generelle forudsætninger i Balmorel-modellen

Balmorel-modellen

Elpris Outlook 2021 baserer sig på resultater fra Dansk Energis udgave af Balmorel-modellen.

Balmorel-modellen er en avanceret optimeringsmodel, der minimerer de samlede omkostninger til produktion af el- og fjernvarme. Foruden Danmark, omfatter modellen: Norge, Sverige, Finland, Tyskland, Polen, Østrig, Frankrig, Holland, Belgien, Storbritannien og Irland. For mere information se www.balmorel.com

Der pågår en løbende udvikling og opdatering af modellen og dennes funktionalitet.

Kapacitet

Kraftværkskapaciteten i modelområdet er baseret på Platts database for eksisterende termiske anlæg i Nordvesteuropa. Levetiden for eksisterende værker er sat til 45 år, 30 år og 20 år for hhv. damp turbineanlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg, hvorefter de tages ud af modellen.

Modellen har ikke mulighed for at skrotte værker på baggrund af økonomiske kriterier.

Der er antaget en udfasning af kernekraft og kulanlæg baseret på de seneste politiske udmeldinger.

Vedvarende energi

Der er antaget en minimumsudbygning for vindkraft og sol frem til 2030. For vind er den baseret på

WindEurope's middelscenarie. Derudover har hvert land en begrænset mulighed for at investere i hav- og landvind baseret på en kombination af tekniske og økonomiske potentialer.

Kapacitetsudviklingen i Danmark er nærmere specificeret i afsnittet om Danmark og dansk energipolitik.

Transmission

Eltransmissionsforbindelserne mellem landene er baseret på ENTSO-E's TYNDP 2018. Da flere af de planlagte kabelprojekter er usikre, er der yderligere udarbejdet en individuel vurdering af projekterne.

Hertil kommer investeringer i nye eller større transmissionsforbindelser mellem prisområder, hvor modellen finder dette økonomisk rentabelt.

Elforbrug

Elforbruget er baseret på EU-Kommissionens 1,5-Tech-scenarie, som beskrevet i rapporten. Elforbruget er antaget ufleksibelt med en forbrugsprofil baseret på et "klassisk" elforbrug, mens elforbrug til varmepumper i erhverv og boliger samt elforbrug til elbiler har forbrugsprofiler, som adskiller sig fra det "klassiske" forbrug.

Elforbruget til grøn brint er modelleret som en fast brintefterspørgsel i hvert land. Denne efterspørgsel kan modellen dække ved at investere i elektrolysekapacitet og kavernelagre. Dette forbrug er således fleksibelt.

Investeringer

Modellen har mulighed for at investere i ny produktionskapacitet, hvis det er økonomisk attraktivt. Modellen har mulighed for at investere i følgende teknologier:

- OCGT- og CCGT-gasanlæg
- Diesel-spidslast-anlæg
- Træpille- og træfliskraft(varme)anlæg
- Biomassekedler
- Landvind
- Havvind
- Solceller (markanlæg)
- Li-ion-batterier
- Langtidslagre (50 timer, 50 % virkningsgrad)
- Transmissionsforbindelser
- Brintanlæg. Elektrolyse og kavernelagre

Kapitalomkostninger er beregnet med en WACC på 6 pct. realrente og 25 års afskrivningsperiode for alle lande.

Investeringsomkostninger og D&V-omkostninger er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog.