
Elpris Outlook 2019

**Perspektiver for det nordvesteuropæiske
elmarked frem mod 2035**



Indholdsfortegnelse

1. Budskaber og resumé af analysen	s. 3
2. Status for elmarkedet	s. 9
2.1. Introduktion til elmarkedet	
2.2. Historisk prisudvikling	
2.3. Nøgletendenser, der påvirker elmarkedet	
2.4. Politiske drivere med betydning for elmarkedet	
3. Scenarier for elprisens udviklingen i Nordvesteuropa	s. 33
3.1. Scenarier og væsentligste usikkerheder	
3.2. Hovedscenariernes resultater	
3.3. Følsomhedsscenariernes resultater	
4. Bilag	s. 65

Hvad er Elpris Outlook?

Elpris Outlook er Dansk Energis årlige publikation, der viser forskellige mulige fremtidsscenarier for elprisen på engrosmarkedet i Danmark og Nordvesteuropa samt ser på indtjeningen for forskellige elproducenter.

Rapporten fokuserer på day-ahead-markedet for el. Den gør status over de seneste års udvikling på elmarkedet og giver bud på fremtiden baseret på energisystemmodellen Balmorel.

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

Publiceret juni 2019.

Rapport udarbejdet af:

Kristian Rune Poulsen, 35300477, krp@danskenergi.dk

Morten Stryg, 35300489, mst@danskenergi.dk

Karsten Capion, 35300487, kac@danskenergi.dk

1. Budskaber og resumé af analysen

Billig vind og sol lægger loft over elprisen – også med massiv elektrificering, som indfrier Parisaftalen

Klimaambitioner påvirker elmarkedet

Elpris Outlook 2019 ser på tre hovedscenarier for udviklingen på engrosmarkedet for el ved brug af elmarkedsmodellen Balmorel:

Et Sort scenarie, hvor den grønne omstilling går langsomt, et Blåt scenarie, som svarer til business-as-usual, og et Grønt scenarie, hvor vi er på vej til at indfri målene i Parisaftalen via en massiv elektrificering og en høj pris på CO₂.

Elprisen kan forventes at stige i fremtiden ...

I dag afspejler elprisen primært de kortsigtede omkostninger til elproduktion på fossilt fyrede kraftværker og afhænger derfor af CO₂- og brændselspriser.

Det seneste årti har elmarkedet været præget af overkapacitet på produktionssiden. Det har ført til elpriser på et ikke-bæredygtigt lavt niveau.

Den nuværende elpris på omkring 30 øre/kWh kan ikke sikre tilstrækkelige nye investeringer på markedsvilkår, hverken i VE-anlæg eller kraftværker.

Elprisen stiger derfor både i en sort og grøn fremtid, såfremt investeringer i VE- og regulerbar

kapacitet bliver drevet på markedsvilkår, dvs. der er balance mellem markedspriser og nødvendige investerings- og driftsomkostninger.

... men billig VE lægger loft over elprisstigning

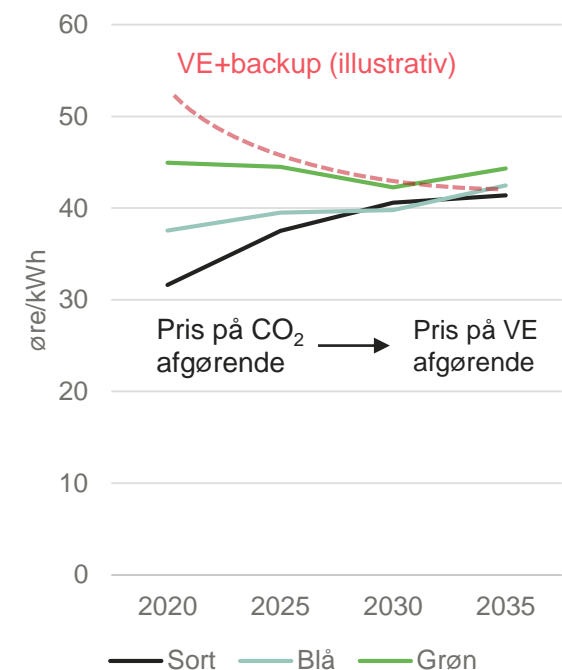
Analysen viser, at investeringer i vindkraft og solceller på markedsvilkår vil lægge et loft over mulige elprisstigninger i fremtiden. Det skyldes, at udbudskurven for VE-projekter er relativt flad. Derfor stiger elprisen ikke over 45 øre/kWh i årgennemsnit i nogle af scenarierne.

I det grønne scenarie skal der lidt dyrere VE-projekter i spil for at dække den højere efterspørgsel, hvilket kræver en anelse højere elpris.

Nyt elforbrug er i høj grad grønt elforbrug

Analysen viser derudover, at nyt elforbrug i meget høj grad vil være grønt elforbrug uafhængigt af scenarierne, da vind og sol er de billigste kilder til ny elproduktion. Selv ved en kraftig elektrificering i det grønne scenarie – der fortrænger fossile brændsler i øvrige sektorer – dækkes størstedelen af det nye forbrug med billig vind og sol med backup fra gas og lagre.

Elprisen i hovedscenarierne



Udfordring: Elprisen stiger, hvis VE- eller elnetudbygning går for langsomt – dansk VE-afregning kan falde, hvis VE støttes i udlandet

Træg VE- eller elnetudbygning øger elprisen

Flere faktorer kan påvirke hovedresultaterne.

Analysen viser, at hvis VE-udbygningen begrænses af fx langsomme planprocesser, lokal modstand, skrappe krav til arealanvendelse eller mangel på elnet, så vil elprisen stige, eftersom elforbruget ikke bliver forsynet på billigste måde.

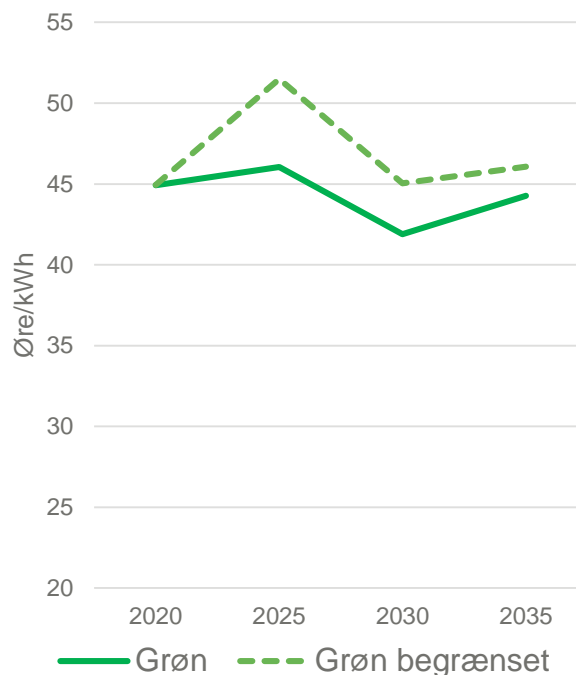
Ikke-økonomiske forhold kan altså blive flaskehalse for den grønne omstilling og føre til højere elpriser, både på kort og lang sigt.

Manglende ekstrainvestering i transmission mellem lande kan også øge elprisen i fremtiden pga. højere omkostninger til balancering af VE.

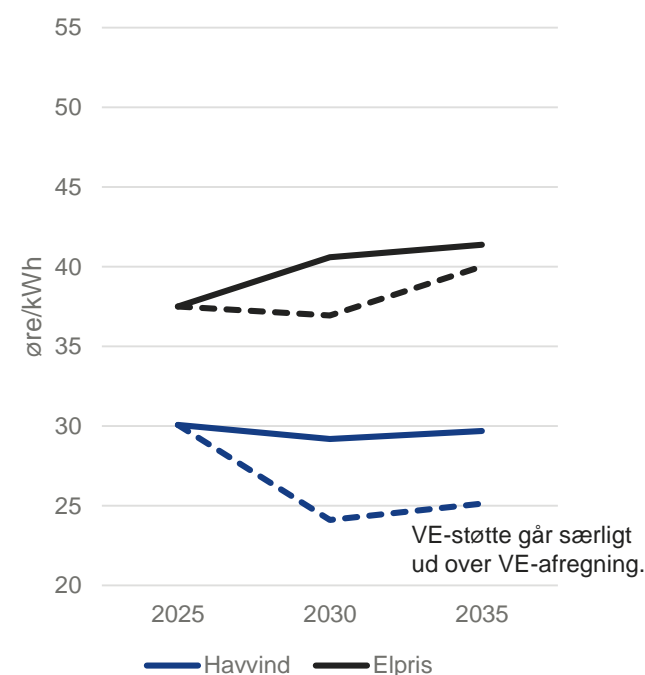
Et elmarked i ubalance påvirker elprisen

Hvis kvoteprisen bliver lav, og VE ikke kan udbygges på markedsvilkår, kan den grønne omstilling fortsat drives fremad med direkte støtte for fx at opnå nationale VE-mål. Støtter udlandet sin egen produktion, kan det bringe elmarkedet ud af balance, dvs. elpriserne falder til et kunstigt lavt niveau, hvormed ny dansk VE-produktion ikke kan udvikles på markedsvilkår. Økonomien i eksisterende VE vil desuden blive undergravet af ny, støttet VE.

**Elpris i Vestdanmark med og uden VE-udbygningsbegrænsninger
Grønt scenarie**



**Elpris og vindafregning i Danmark med og uden tysk VE-støtte
Sort scenarie**



Note: De stiplede linjer angiver priserne i Danmark, hvis Tyskland støtter sig til mere VE i 2030

Løsning: Ambitiøse klimamål og ny grøn elproduktion på markedsvilkår

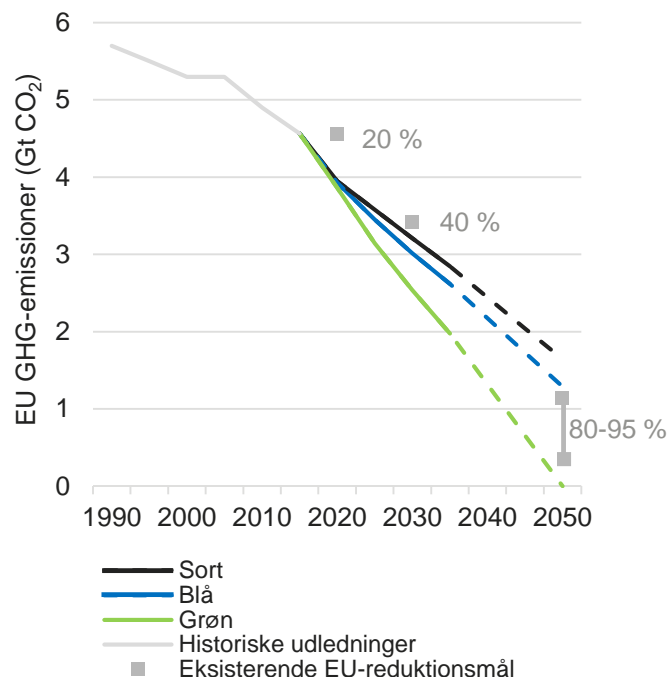
Behov for skift til grønt scenarie

Europa er på vej mod et blåt scenarie, dvs. hvor vedtagne klimaambitioner og virkemidler frem mod 2030 sandsynligvis ikke er nok til at sikre en ambitiøs retning mod et CO₂-neutralt energisystem i 2050. Derfor bør der skiftes spor til det grønne scenarie, hvor elektrificering er hovedsporet for klimaindsatsen, og VE-udbygningen sørger for rigelig grøn strøm.

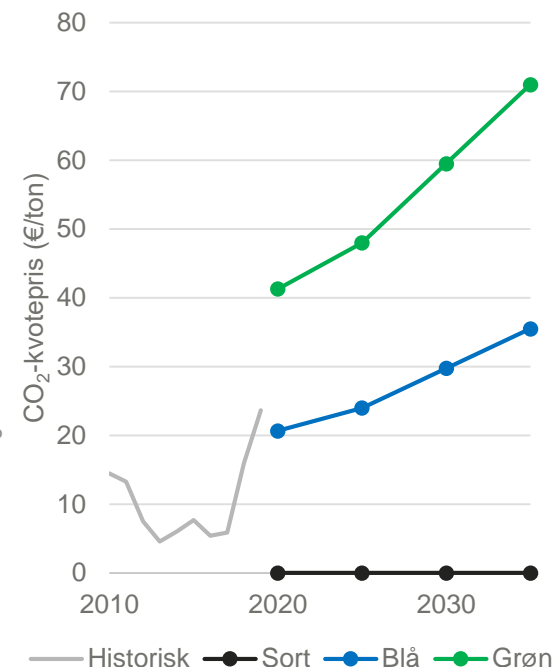
Pris på CO₂ sikrer grøn el og fair konkurrence

Efter adskillige reformer af EU's kvotemarked er kvoteprisen steget til ca. 25 €/ton, men ligger fortsat under det niveau på mindst 40 €/ton, som EU tidligere har fundet skal til for at opnå en tilstrækkelig og omkostningseffektiv reduktion i kvotesektoren. Ved at sikre en retvisende pris på CO₂ får man bragt konkurrenceforholdet mellem VE og fossil elproduktion i orden og slipper dermed for at skulle støtte VE direkte. Et stærkt og reformeret kvotesystem (ETS) er klart at foretrække til at sikre, at grøn elproduktion kan opføres på markedsvilkår. En anden løsning kan være en regional CO₂-prisbund blandt en tilstrækkelig stor gruppe af ambitiøse lande.

Drivhusgasudledninger i EU



Forudsatte CO₂-kvotepriser i hovedscenarierne



Note: Historisk kvotepris (løbende priser) og fremadrettet kvotepris i faste 2019-priser

Løsning: Rammer, der sikrer elektrificering og elnet

Elektrificering kræver økonomisk incitament

For at få omstillet hele økonomien til en fossilfri fremtid bør afgifter ikke stå i vejen for at anvende den grønne strøm. Herunder til at fortrænge fossile brændsler i transport, industri og opvarmning.

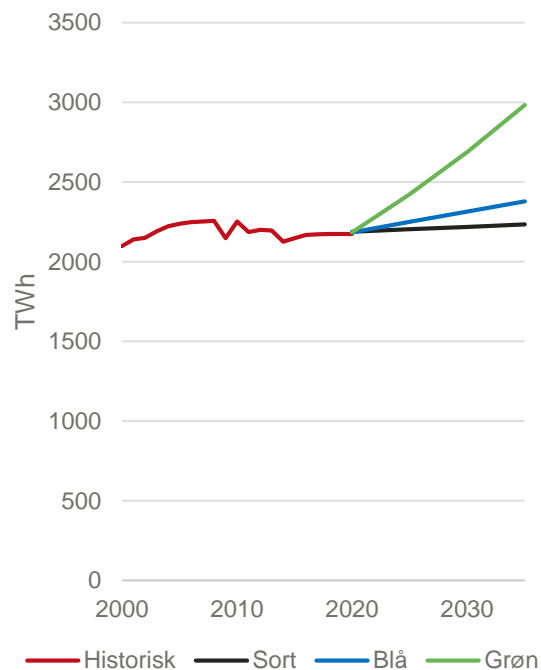
Indirekte elektrificering (Power-to-X) kræver en efterspørgsel på grønne brændsler og produkter til fx fly, skibe, industri (ammoniak, stål osv.). Dette kan fx ske via tilskud eller iblandingskrav.

Billig grøn strøm kræver plads i elnettet

Udbygningen af vedvarende energi forudsætter, at elnettet følger med – både lokale net til indpasning af sol og landvind samt internationale transmissionsforbindelser til balancering mellem lande. Da transmission bidrager til integration af VE, reducerer øget transmission den samlede omkostning og dermed elprisen. Forbrugerne er således bedre stillet med yderligere forbindelser.

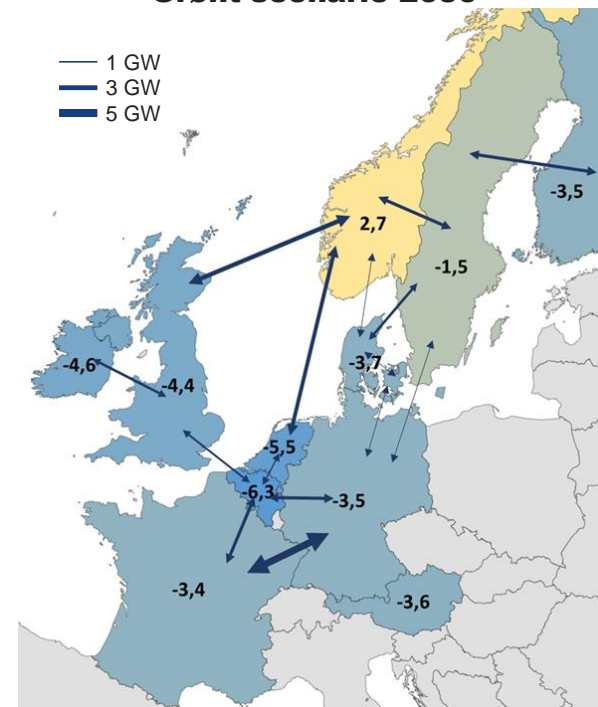
Selv med gennembrud for billige langtidslagre vil det være attraktivt med transmissionsforbindelser, der kan flytte produktion over store afstande med små tab og skabe effektive sammenhængende markeder.

Elforbrug i Nordvesteuropa



Kilde: Agora/Sandbag, Nordpool, Eurelectric og EU

Ændringer i elpriser, når øget transmissionsudbygning tillades Grønt scenarie 2030



Note: Stregtykkelse angiver kapacitetsforøgelsen på forbindelser. Tal angiver prisændring i øre/kWh.

Løsning: Et velfungerende elmarked

Tilgængelighed på udlandsforbindelser

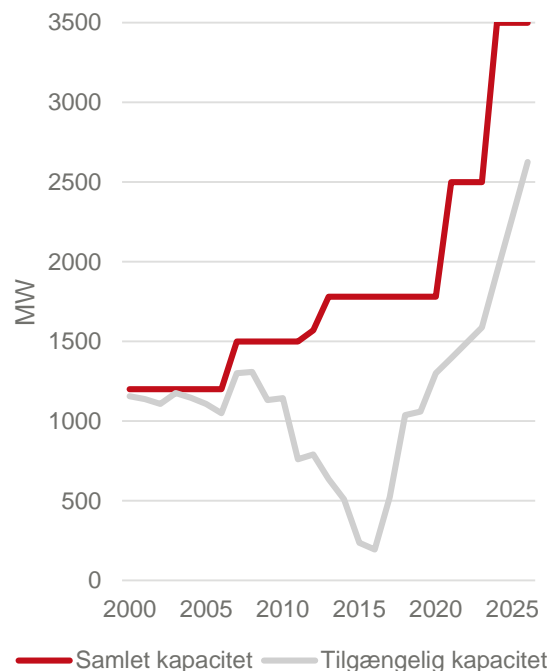
Det europæiske elmarked tilbyder fantastiske muligheder for at balancere elproduktion på tværs af landegrænser og drifte systemet effektivt. Det kræver dog ikke alene, at der er kabler, men også at de er tilgængelige for markedet. Den jysk-tyske forbindelse har haft en meget begrænset tilgængelighed, men grænsen bliver nu, efter forlig mellem EU-Kommissionen og den tyske netoperatør, gradvist åbnet for eksport af dansk strøm til det tyske marked.

Grøn regulerbar kapacitet er en forudsætning

Ud over mere vind og sol skal der være styr på forsynings sikkerheden undervejs i omstillingen af elsektoren. Dette betyder, at grønne kraftværker i Danmark i samspil med tilgængelig transmission og nye teknologier, såsom lagring og fleksibelt elforbrug, skal sikres betaling for deres bidrag til forsynings sikkerheden.

Dette kan opnås ved at markedsføre så mange ydelser som muligt og sikre, at udbudsdesign også tillader nye teknologier at deltage. Korrekt aflønning af ydelserne vil sende incitamenter til at udvikle de løsninger, der er mest behov for inden for fx lagring.

Samlet og tilgængelig kapacitet til eksport fra Jylland til Tyskland



Kilde: EU-Kommissionen og Energinet

Udbud sikrer konkurrence om levering af ydelser til elsystemet



2. Status for elmarkedet



DE® **DANSK
ENERGI**

Et elmarked på vej ud af støtten

Dyrere fossil og billigere vedvarende energi

Reformer af EU's kvotemarked har resulteret i, at kvoteprisen nu sender et moderat signal til at nedbringe CO₂-udledningerne. Det har ført til højere elpriser, da kulkraft, som ofte sætter prisen i elmarkedet, dermed er blevet dyrere.

Samtidig har et stigende antal lande vedtaget mål for kuludfasning, og de fleste politiske beslutninger ser ud til at fremrykke datoer for hvornår, kullet sendes på pension.

Begge dele bidrager til et øget marked for vedvarende energi. Parallelt hermed er vedvarende energi fortsat med at falde i pris. De danske teknologineutrale udbud landede med en afregningspris på blot 2-3 øre/kWh til både landvind og sol.

Støttefri VE-projekter vinder frem

Støttefri projekter er begyndt at dukke op. Bestseller har indgået en elkøbsaftale (PPA) om 125 MW solceller, der opføres uden statsstøtte, og Hirtshals Havn har besluttet at opføre fire vindmøller ligeledes uden statsstøtte. Tilgængelig netkapacitet og myndighedsgodkendelser er i stigende grad det, der holder VE-udbygningen tilbage.

I Sverige, hvor VE-støtten er faldet til nær nul, finder der pt. en rekordstor udbygning af vindkraft sted. I 2019-2021 forventes det, at der opføres 5,4 GW landvind, hvilket er mere end Danmarks samlede vindkraftskapacitet på land.

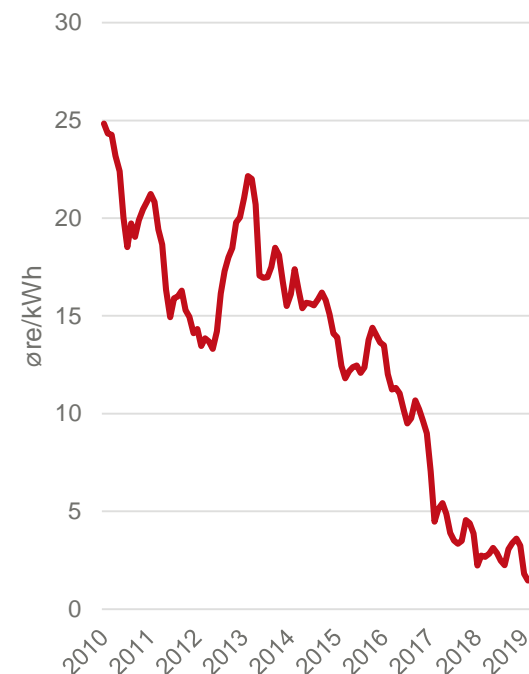
På trods af langt større mængder vindkraft i systemet følger afregningen til vindkraft fortsat elprisen tæt. Afregningen til vindkraft er således blot 10 pct. lavere end den gennemsnitlige elpris. Det skyldes bedre integrationsmuligheder (transmission og fleksible kraftværker), men også at omkostningerne til kul- og gaskraft har nærmet sig hinanden.

Flere og mere åbne udlandsforbindelser

Den tilgængelige transmissionskapacitet til vores nabolande er øget, og Cobra Cable til Holland går i drift i år, mens Viking Link til UK etableres frem mod 2023.

Aftalen om tilgængelighed på den jysk-tyske grænse har øget danske eksportmuligheder væsentligt, da tyskerne ikke længere frit kan begrænse kapaciteten. Det har også medført et øget volumen for specialregulering, der giver interessante muligheder for både producenter og forbrugere.

Norsk/svensk VE-støtte



Note: Certifikatpris (forwards +3 år)
danske øre/kWh

Kilde: SysPower

2.1 Introduktion til elmarkedet

Danmark er ikke en ø

To små brikker i et stort elsystem

Det danske elsystem er delt i to – Østdanmark og Vestdanmark, der er forbundet over Storebælt.

De to områder er begge herudover meget stærkt forbundet til vores nabolande gennem adskillige transmissionsforbindelser, der gør det muligt at handle el på tværs af mange lande.

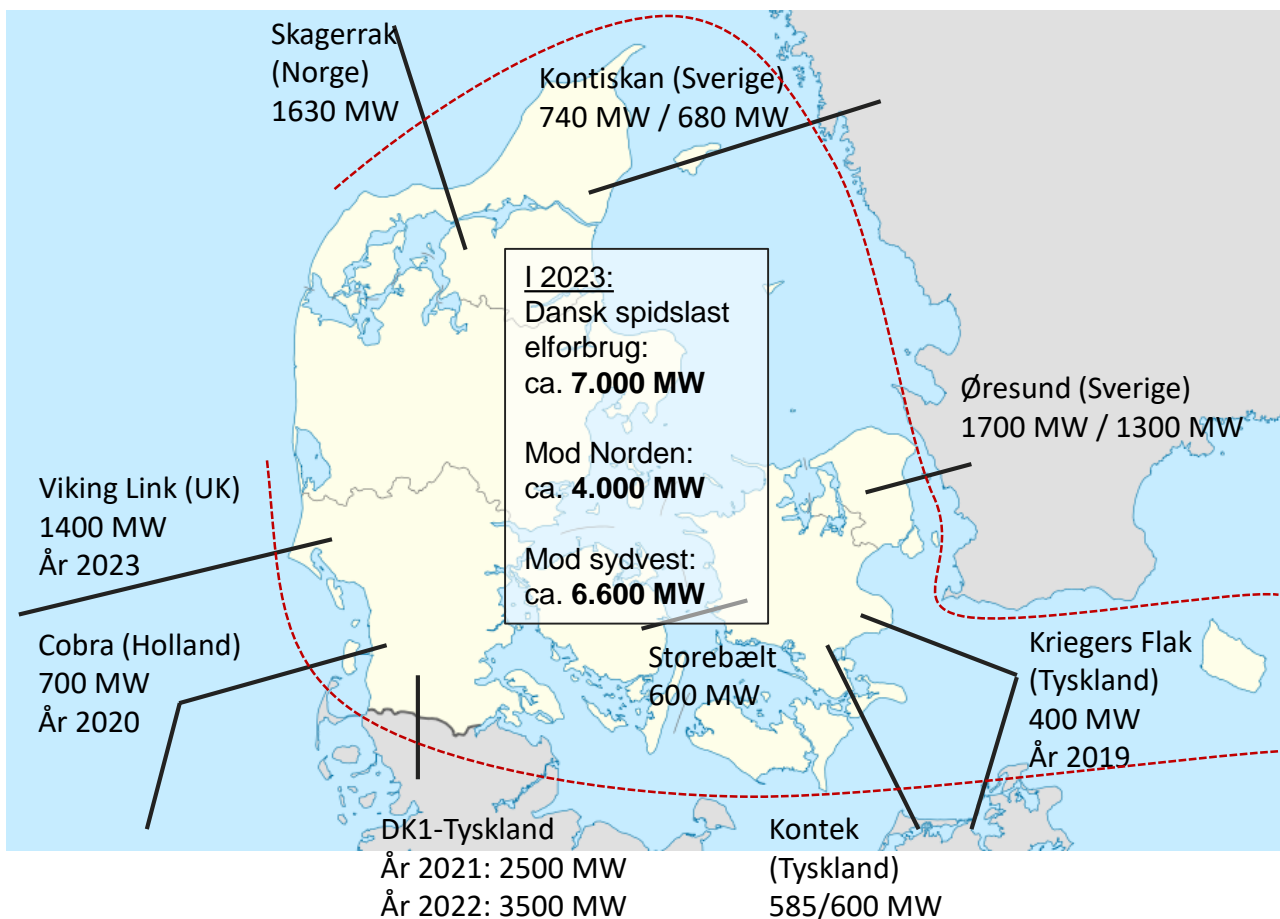
Yderligere tre forbindelser (til Tyskland, Holland og UK) er besluttet og ved at blive etableret. Ligeledes opgraderes forbindelsen mellem Jylland og Tyskland i disse år.

Når forbindelserne er bygget færdige i 2023, vil vores samlede transmissionskapacitet til vores nabolande være over 10.000 MW, hvilket kan sammenholdes med Danmarks forventede spidslastforbrug i det år på ca. 7.000 MW.

Hertil kommer evt. opgraderinger af de aldrende forbindelser mod Norge og Sverige, der står over for beslutninger om reinvesteringer.

Danmark er altså i elsammenhæng langt fra en ø. Den danske elpris sættes i et langt større marked. Beslutninger i vores nabolande spiller derfor afgørende ind på vilkårene for dansk elproduktion og den danske forsyningsikkerhed.

Danmark med nuværende og kommende eltransmissionsforbindelser



Stor forskel på elproduktionen i Nordvesteuropas lande

Nabolande påvirker den danske elpris

Danmark er elmæssigt stærkt forbundet med vores nabolande i Nordvesteuropa. Som følge af handlen med el over grænser påvirker elprisen i vores nabolande, og nogle gange deres naboer, i høj grad den danske elpris. Danmarks samlede elproduktion svarer til knap 2 pct. af det samlede Nordvesteuropæiske område, der er analyseret i dette Elpris Outlook.

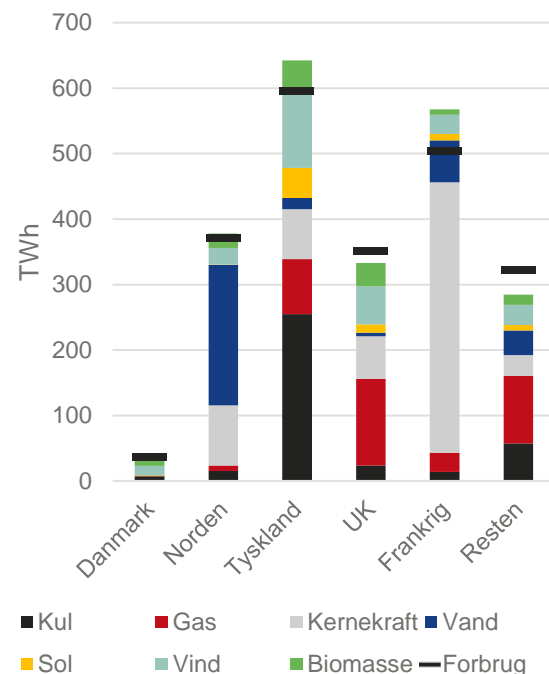
Elsystemerne i vores nordiske nabolande er domineret af CO₂-fri energikilder (vandkraft, kernekraft og i stigende grad vindkraft).

Mod syd er Danmark forbundet til Tyskland, som har en stor mængde kulkraft og mod vest ligger UK, der primært får el fra relativt dyr gaskraft. UK og Tyskland er igen forbundet til Frankrig, hvor over 70 pct. af elproduktionen leveres af kernekraft.

Frankrig og Tyskland er nettoeksportører af el. UK og Benelux er nettoimportører.

Vindkraft og solceller tegner sig for en kraftigt stigende andel af produktionen i alle lande.

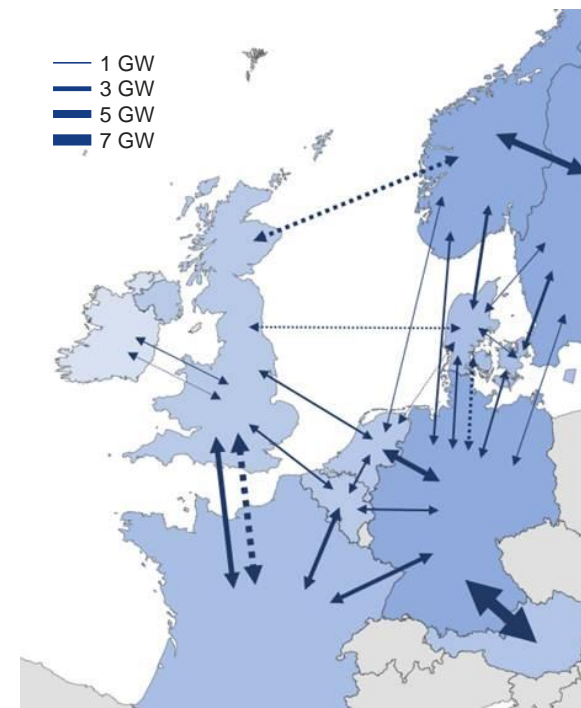
Elproduktion fordelt på brændsler 2018



Note: 'Resten' = Holland, Belgien, Østrig og Irland

Kilde: Agora/Sandbag

Nuværende og planlagte forbindelser



Note: Stiplede streger er planlagte forbindelser

Stregbredden viser kapaciteten af forbindelsen

Kort introduktion til prisdannelsen på elmarkedet

Udbud og efterspørgsel afgør elpris

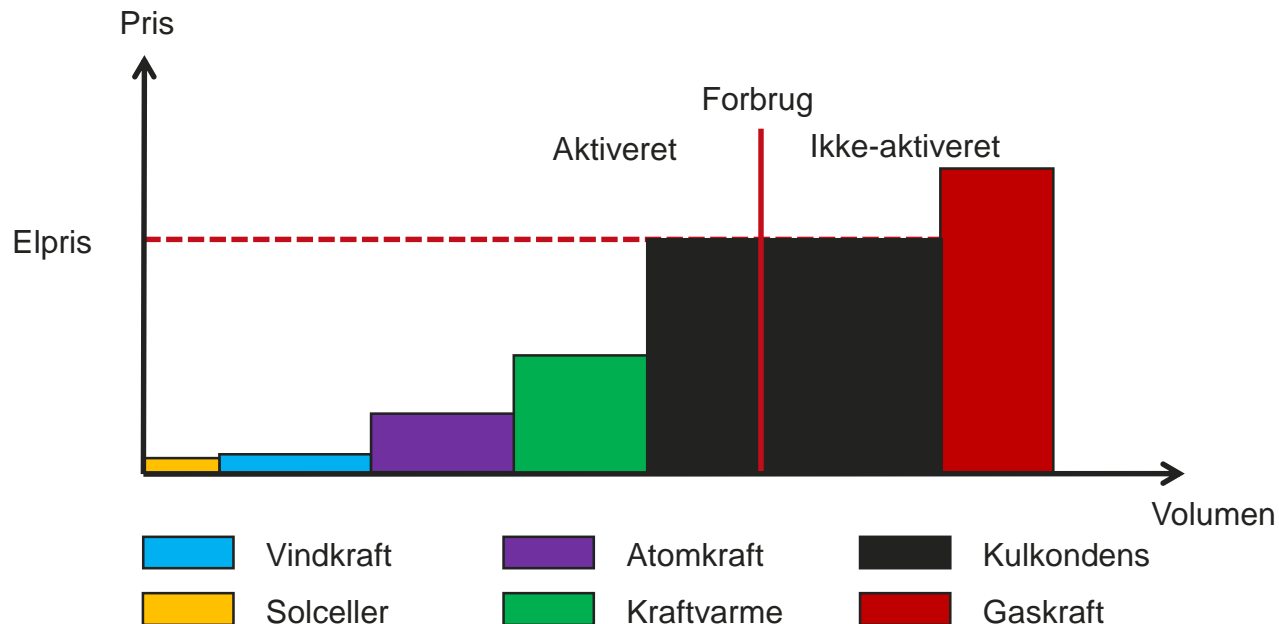
Elprisen dannes hver dag på baggrund af bud indleveret af forbrugere og producenter til de europæiske elbørser. Markedet cleares af en samlet algoritme, der sætter prisen time for time i det efterfølgende døgn i hvert enkelt prisområde under hensyntagen til begrænsninger i transmissionsnettet.

Danske elproducenter konkurrerer således imod tyske, svenske, norske og sågar af og til franske producenter om at levere el til forbrugerne.

De forskellige producenter byder ind med deres omkostninger til elproduktion i markedet, og der, hvor udbuds- og efterspørgselskurverne krydser hinanden, dannes elprisen, som alle aktører afregnes til. Vind og sol byder typisk ind med tæt på nul, men tjener altså et dækningsbidrag for deres produktion svarende til elprisen. I timer med højt forbrug og lav vindkraftproduktion sætter gaskraft typisk prisen. Kulkraftværkerne med deres lavere marginalomkostninger tjener en stor del af deres penge i disse timer.

I timer med kraftig vind skubbes udbudskurven langt mod højre, og prisen bliver meget lav, og der opnås kun et lavt eller intet dækningsbidrag.

Dyreste værk, der aktiveres i hver time, sætter elprisen for alle Illustrativ udbudskurve for hele modelområdet



Note: Vandkraft er ikke vist, da denne byder ind med sin alternativomkostning (det man kan få for strømmen i en anden time). Dette vil i øjeblikket typisk svare til omkostningen for kulkraft.

2.2 Historisk prisudvikling

Stor variation i elpriser i Europa

Danmark mellem Norden og Tyskland

Elproduktionsteknologierne og de underliggende omkostninger til disse påvirker elprisen i de forskellige områder.

Nordens næsten CO₂-fri elproduktion (på vand-, kerne- og vindkraft) med lave marginale omkostninger gør de nordiske lande til lavprisområder, hvis elpriser er meget følsomme over for vejr (nedbør og vind).

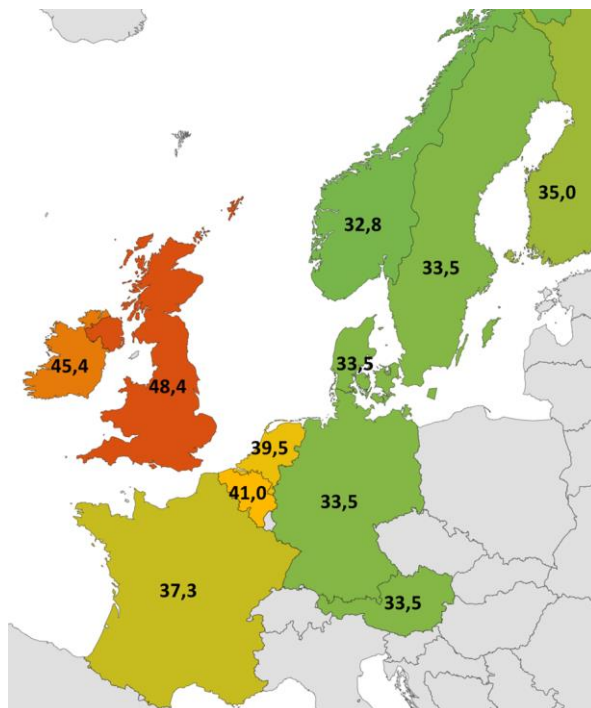
Den tyske pris følger omkostningerne til fossile brændsler, særligt kul, tæt og har historisk påvirket elprisen i Norden kraftigt (pga. import/eksport).

UK har de højeste elpriser drevet af relativ dyr gaskraft og en national prisbund på CO₂, der er højere end EU's kvotepris.

Den danske elpris har historisk ligget mellem den tyske og nordiske, hvor den nordiske typisk er lidt lavere med undtagelse af 2012 og 2015, hvor store mængder nedbør gav ekstra lave priser.

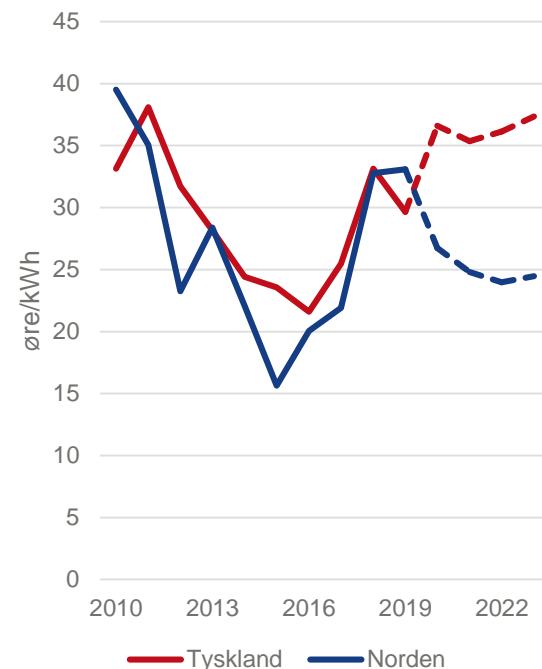
Det forventes dog, at Norden får markant lavere priser end Tyskland i de kommende år, formentlig pga. billig ny vindkraft. I forward-markedet forventes en dansk elpris på ca. 30 øre/kWh.

Elpriser i Nordvesteuropa 2018 (øre/kWh)



Kilde: Agora/Sandbag

Elpris i Tyskland og Norden Historisk og forwards



Kilde: SysPower

Elprisen er steget igen efter at have ligget på uholdbart lavt niveau

Kulkraft og nedbør dikterer i høj grad elprisen

Brændsels- og CO₂-priser, nedbør og temperaturer er i dag de primære faktorer i at afgøre elprisen.

Elpriserne steg historisk frem til finanskrisen i 2008, hvorefter de faldt markant. Efter en kort opgang frem mod 2011 faldt elprisen herefter stort set uafbrudt frem til 2015, der bød på lave kul- og kvotepriser samt store mængder nedbør i Norden – hvilket bevirkede særligt kraftige prisfald. Sidenhen er prisen øget i takt med, at kvoteprisen er steget fra sit meget lave niveau.

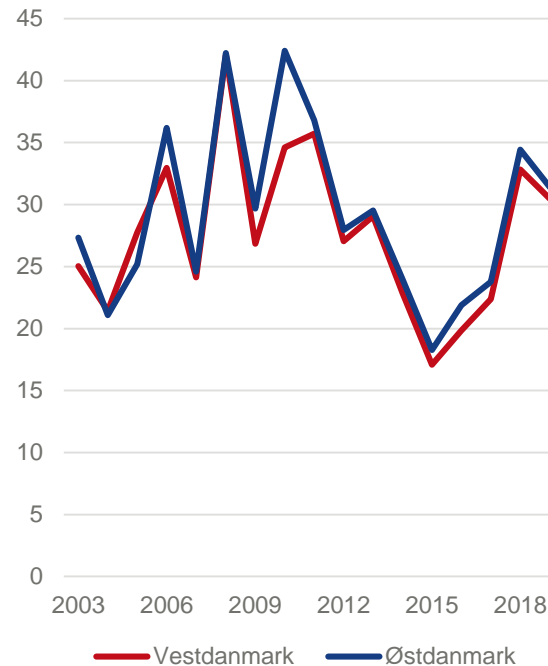
Elprisen i de to danske budområder er stort set ens, med en anelse højere elpriser i Østdanmark.

Omkostningen til elproduktion på kul (den såkaldte kulmarginal) er central i elprisdannelsen.

Efter den seneste års prisstigninger på CO₂ og de seneste måneders prisfald på kul er omkostningen for at lukke CO₂ ud af skorstenen nu højere end omkostningen til at fyre med kul i kedlen.

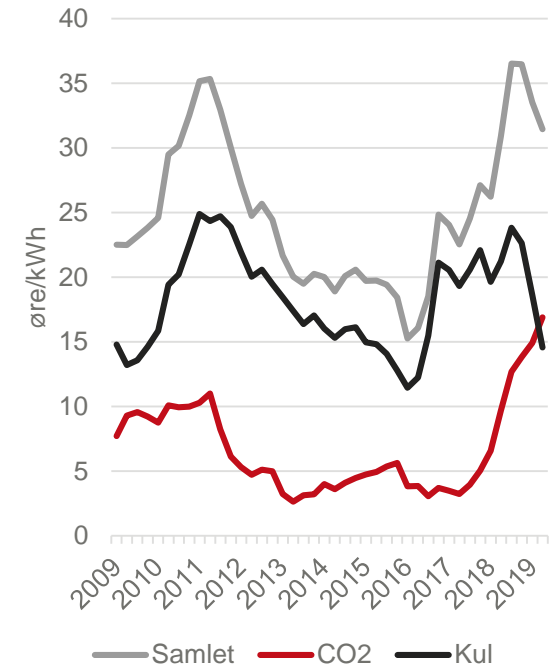
Kvotepriisen øger i dag elprisen i Nordvesteuropa med omkring 15 øre/kWh.

Danske gennemsnitselpriser



Kilde: Nordpool Spot

Kortsigtede omkostninger til elproduktion på kul



Kilde: SysPower

Brændselspriser har historisk afgjort elprisen

Elprisen afgøres 80 pct. af kul, 20 pct. af gas

De historiske elpriser kan i høj grad forklares ud fra omkostningen til elproduktion på fossile brændsler.

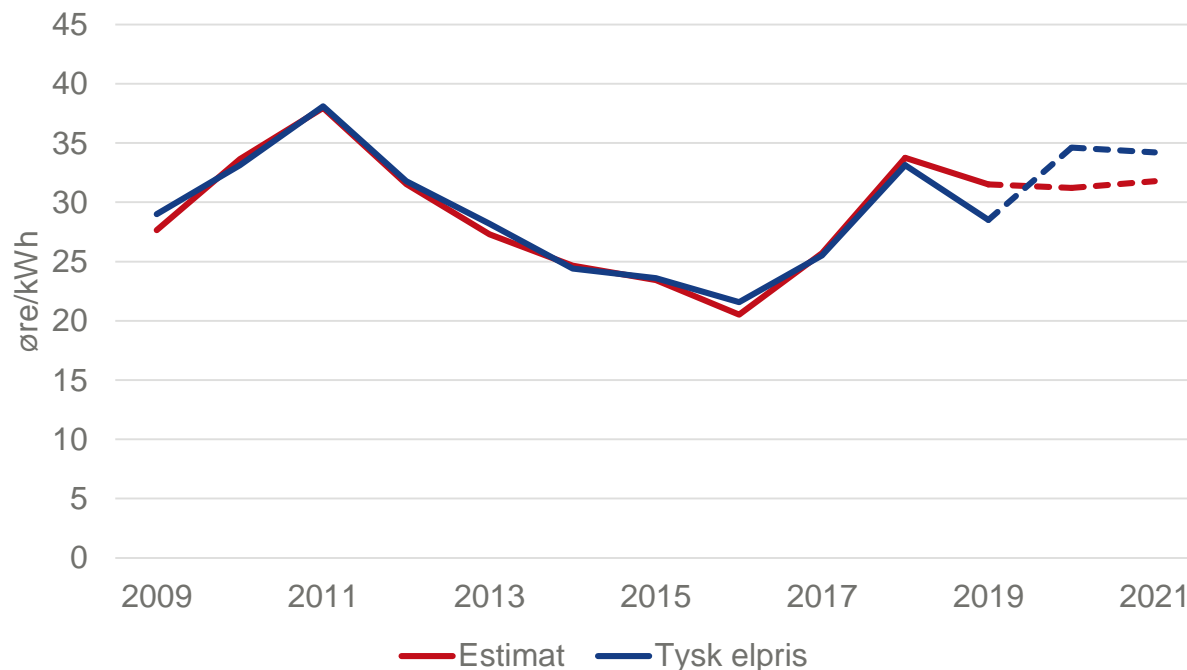
De tyske priser er, modsat de nordiske, kun i begrænset omfang påvirket af variationer i nedbør og udtrykker derfor bedre elprisen i et normalt vejrår.

Som figuren viser, kan elprisen historisk forklares med en simpel model, der tager produktionsomkostningerne for 80 pct. fra kul og 20 pct. fra gas samt et tillæg på 0,4 øre/kWh pr. år, man går tilbage fra 2018. Det sidste tillæg afspejler det tiltagende prispres fra øget VE-elproduktion.

I 2019 har der været et stort antal timer med meget lave priser pga. kraftig vind, og den faktiske pris har derfor ligget under estimatet.

For de kommende år spiller en accelereret udfasning af kul- og kernekraft ind på prisdannelsen, og modellen forventes derfor ikke at kunne forklare priserne fremadrettet.

**Tysk elpris og simpelt modelestimat
Historisk og forwards**



Kilde: SysPower og egne beregninger

Elproduktion på gas og kul koster nu næsten det samme

En flad udbudskurve gør ondt på producenter

Omkostningerne til elproduktion på fossile brændsler varierer kraftigt over tid afhængigt af brændsels- og kvotepriser.

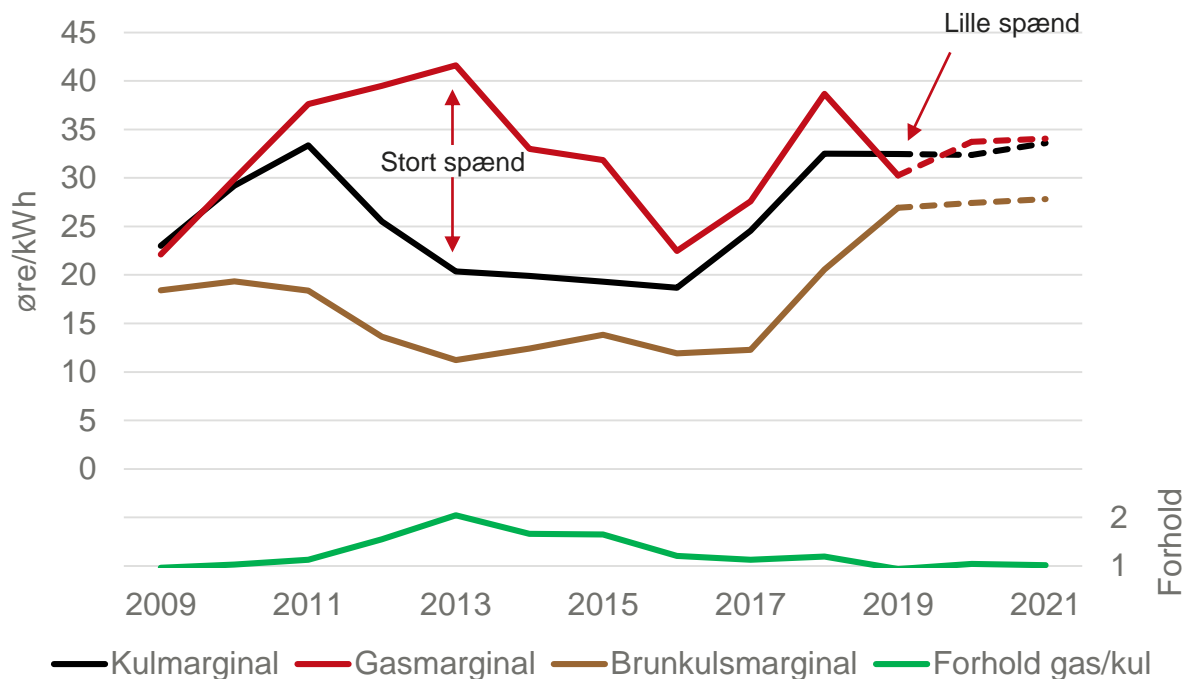
For de mere CO₂-intensive kul og særligt brunkul er kvoteprisen afgørende. Omvendt betyder gasprisen mest for det mindre forurenende gas.

Spændet mellem de tre kurver var historisk stort i 2013, hvilket bidrog til et øget dækningsbidrag for kulkraftværkerne. Faldende brændselspriser bidrog til at indsnævre spændet frem mod 2016. Siden slutningen af 2017 er kvoteprisen øget betydeligt, hvilket har ført til højere omkostninger for brunkul. I løbet af 2019 er gasprisen faldet markant, og nu koster de tre fossile teknologier omtrent det samme.

Konvergens i marginalomkostninger har ført til en flad udbudskurve for kraftværkerne og dermed et mindre varierende elprisbillede med lille indtjening til fossile producenter. Hertil kommer, at de mest effektive gaskraftværker nu udkonkurrerer kul og brunkul i elmarkedet.

Forward-markedet ser sammenfaldende priser på kul- og gaskraft, mens brunkul er lidt billigere.

Korttidsmarginale omkostninger til elproduktion på gas, kul og brunkul



Kilde: SysPower

Markedsværdifaktorer afhænger også af fossile omkostninger

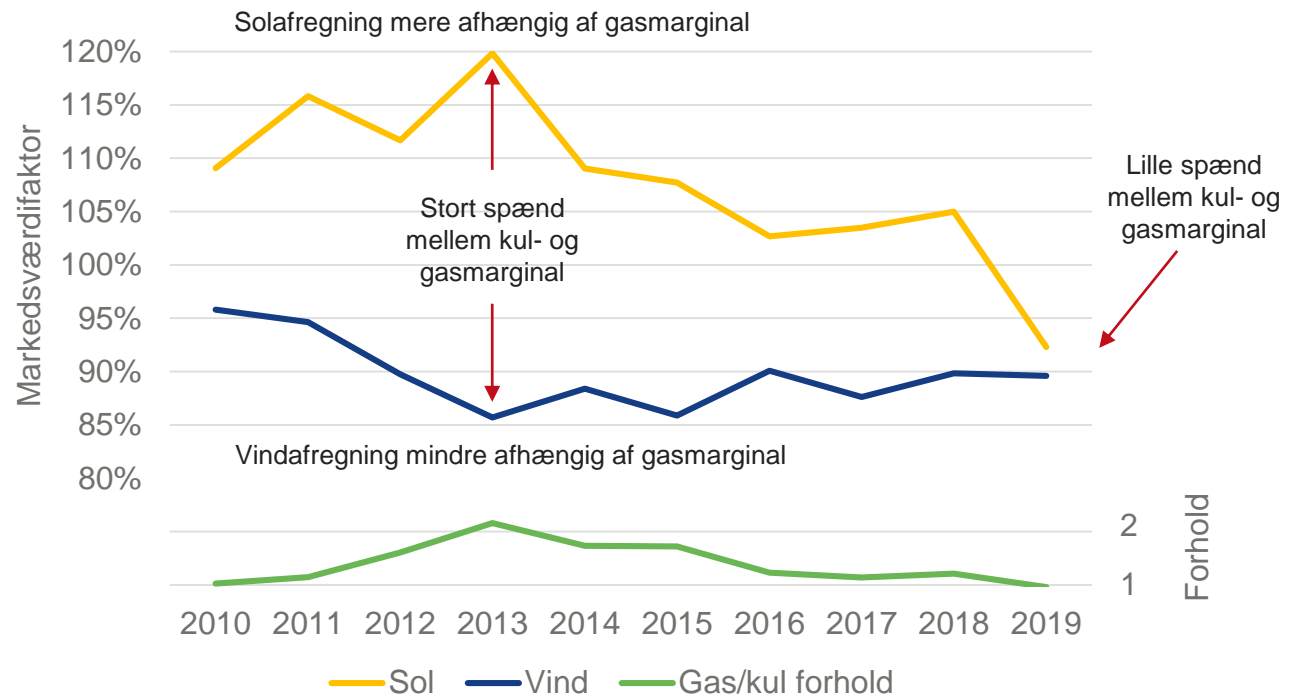
Prisres afgøres ikke kun af vind og sol selv

Stigende mængder VE fører til faldende relativ værdi. Denne underliggende bevægelse påvirkes dog også af de indbyrdes forhold mellem de fossile priser (se siden før).

Den relative afregning for vind var generelt faldende frem mod 2013, mens den modsatte tendens gjorde sig gældende for sol. Det flugter med det øgede spænd mellem kul- og gaskraft. Groft sagt sætter kulkraft prisen, når vinden blæser, mens der ved vindstille er brug for gaskraft, som dermed sætter prisen, når vinden ikke blæser. Omvendt blev afregningen til solcellerne, pga. deres produktion midt på dagen ved højt forbrug, løftet af, at den dyrere gas oftere satte prisen, når solen skinnede. Da solcellekapaciteten var lille, kunne den ikke presse sin egen afregning betydeligt.

Udviklingen i gas- og kulpriser har forstærket afregningstendenserne frem mod 2013. Den stigende relative værdi af vind i de seneste år kan derfor ikke alene tilskrives, at vi er blevet bedre til at indpasse VE i energisystemet. Hvis gasprisen steg, og kvoteprisen faldt, ville det føre til en lavere relativ afregning for den fluktuerende VE.

Relativ værdi af vind og sol i Vestdanmark og forhold mellem kul og gaspris



Markedsværdifaktor = Gennemsnitlig afregning / gennemsnitlig elpris

Bemærk, at 2019 kun har værdier for årets fem første måneder

Gradvis stigning i antallet af timer med lave og negative priser

En naturlig udvikling som følge af mere VE

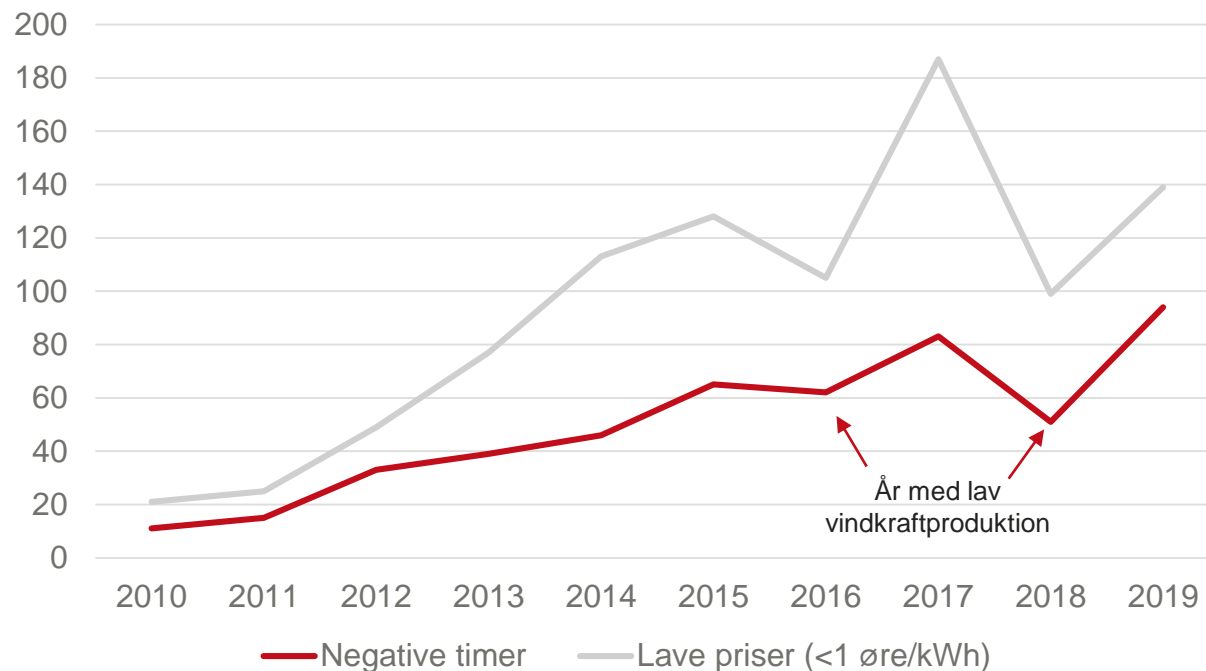
2016 og 2018 var år med svagere vind end normalt, hvilket holdt antallet af timer med lave priser nede. Det maskerer dog kun svagt den generelle bevægelse mod et stigende antal timer med meget lave eller negative priser. Allerede i de første fem måneder af 2019 har der været 94 timer med negative priser. Det svarer til over 2 pct. af tiden i de første fem måneder og hertil kommer yderligere mere end 1 pct. af tiden med positive priser, der er under 1 øre/kWh.

Perioderne med lave priser gør ondt på VE-producenterne, der går glip af indtjening, men også de ufleksible termiske producenter, som fx kraftvarme eller brunkul, rammes økonomisk.

Lave/negative priser er ikke et problem i sig selv, men vidner om et velfungerende marked, der viser værdien af produktion til ethvert givent tidspunkt. Fremtidens elmarked vil naturligt have flere lave priser, da vedvarende energi periodevis vil producere mere, end der er behov for.

Det kan fleksibelt forbrug (som fx elpatroner) have glæde af.

Antal af lave priser og negative priser i Vestdanmark



Kilde: SysPower

Bemærk, at 2019 kun har værdier for årets fem første måneder

Specialregulering får stigende betydning for producenter og forbrugere

Et voksende marked i Vestdanmark

Mængden af special(ned)regulering – der primært er drevet af udfordringer med indpasning af vindkraft i det tyske net – er støt stigende. Ved nedregulering øges forbruget, eller produktion mindskes. I 2018 nåede det 1,1 TWh svarende til ca. 3 pct. af det samlede danske elforbrug, og niveauet tegner til at blive endnu højere i 2019.

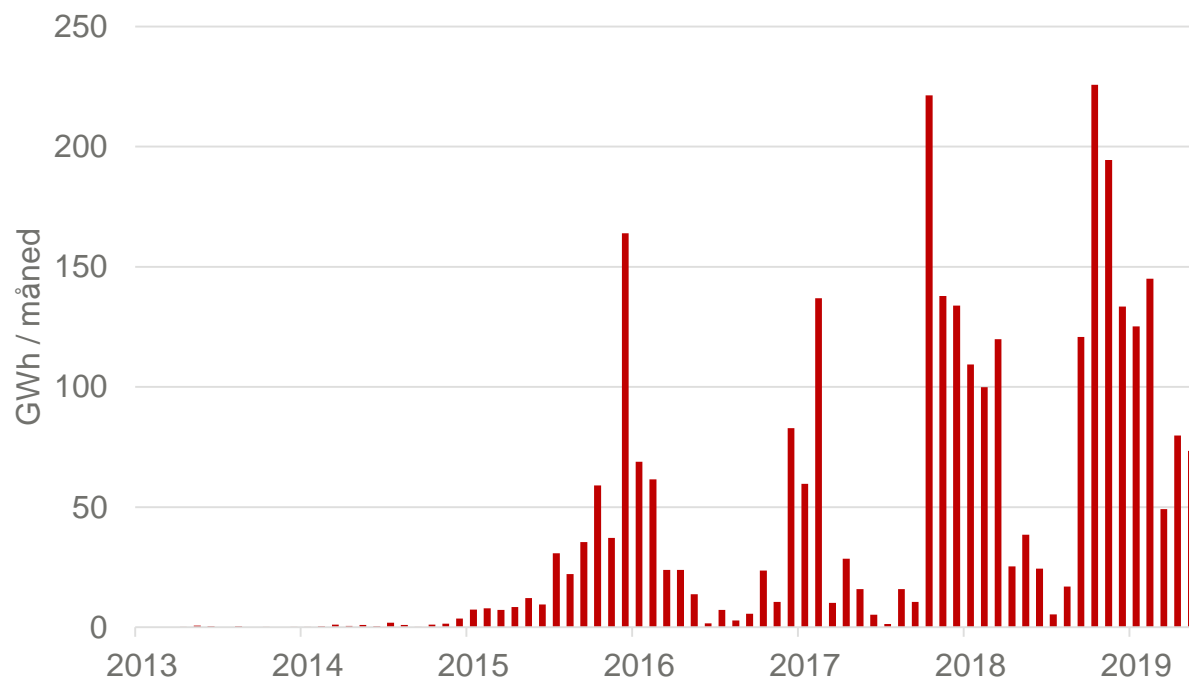
Specialregulering udgør en stigende indtægtsstrøm for elproducenter, der kan levere nedregulering ved at producere mindre, end de har aftalt i day-ahead-markedet.

Vindmøller leverer en del af specialreguleringen og vil typisk kræve betaling for at skrue ned for produktionen. Kraftværker kan omvendt levere nedregulering til positive priser, hvis priserne er lavere end deres produktionsomkostninger.

Fleksible elforbrugere, som fx elpatroner på fjernvarmeværker, kan købe el til særligt lave priser i dette marked og dermed fortrænge fx gaskedler til varmeproduktion.

Gennemsnitsprisen for special(ned)regulering lå på -69 kr./MWh i 2018. Aktørerne modtog altså i gennemsnit penge for at levere nedregulering.

Special(ned)regulering Vestdanmark



Kilde: Energinet

2.3 Nøgletendenser, der påvirker elmarkedet

Planprocesser påvirker VE-udbygningen – boom i Sverige, mens Tyskland drokler ned

Fuld fart på svensk landvind

Sverige har haft høj fart på udbygningen med landvind det sidste årti, men udbygningen er ved at accelerere yderligere.

Disse projekter etableres med forventning til ekstremt lav eller ingen støtte.

Den nuværende pipeline lyder på 5,6 GW landvind i perioden 2019-2021. Langt hovedparten af de nye vindmøller installeres i Nordsverige. Fraværet af højderestriktioner og omkostninger til naboer giver her et meget lavt omkostningsniveau.

Det rejser tvivl om, hvorvidt det er muligt at flytte al produktionen, eller om man vil begynde at se en større forskel på elpriserne i Nord- og Sydsverige.

Begrænsninger i netkapacitet til først Sydsverige og siden til Danmark fører til, at den billige nordsvenske vind ikke frit kan overføres til det danske marked, og der er derfor fortsat et betydeligt marked for dansk elproduktion.

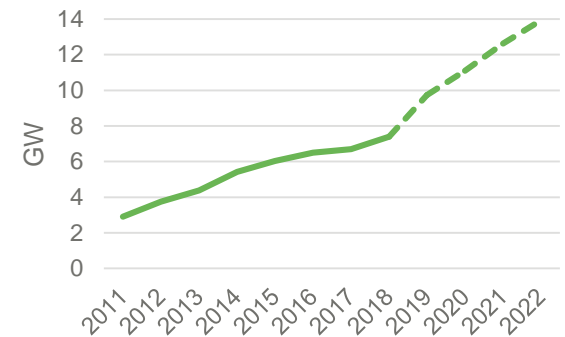
Tysk marked oplever afmatning

Det tyske marked er omvendt i en periode med afmatning i udbygningen.

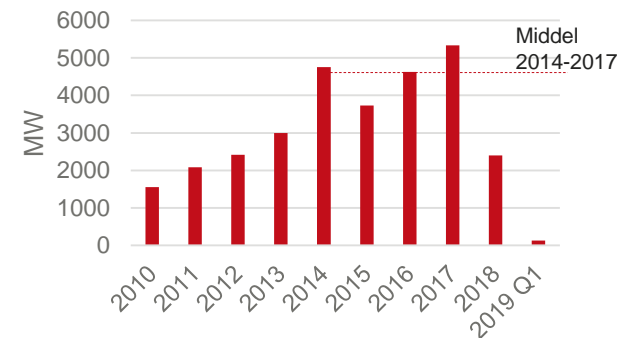
I 2018 blev der opstillet det halve af de fire foregående års gennemsnit, og 1. kvartal 2019 så den laveste udbygningstakt i flere år på blot 134 MW. Ligeledes har de tyske VE-auktioner set stigende priser som følge af undertegnede udbud og manglende konkurrence. Dette kan nok primært henføres til, at der er træge planprocesser i Tyskland og et lavt antal projekter, der opnår opførelsestilladelse.

Ud af de 10 GW-projekter, der er under udvikling, har blot 1,6 GW fået tilladelser, og heraf er 80 pct. efterfølgende blevet påklaget og er dermed usikre.

Svensk landvindskapacitet



Tysk landvindsudbygning



Elnet kan blive flaskehals for tilslutning af vedvarende energi

Vind og sol udbygges hurtigere end net

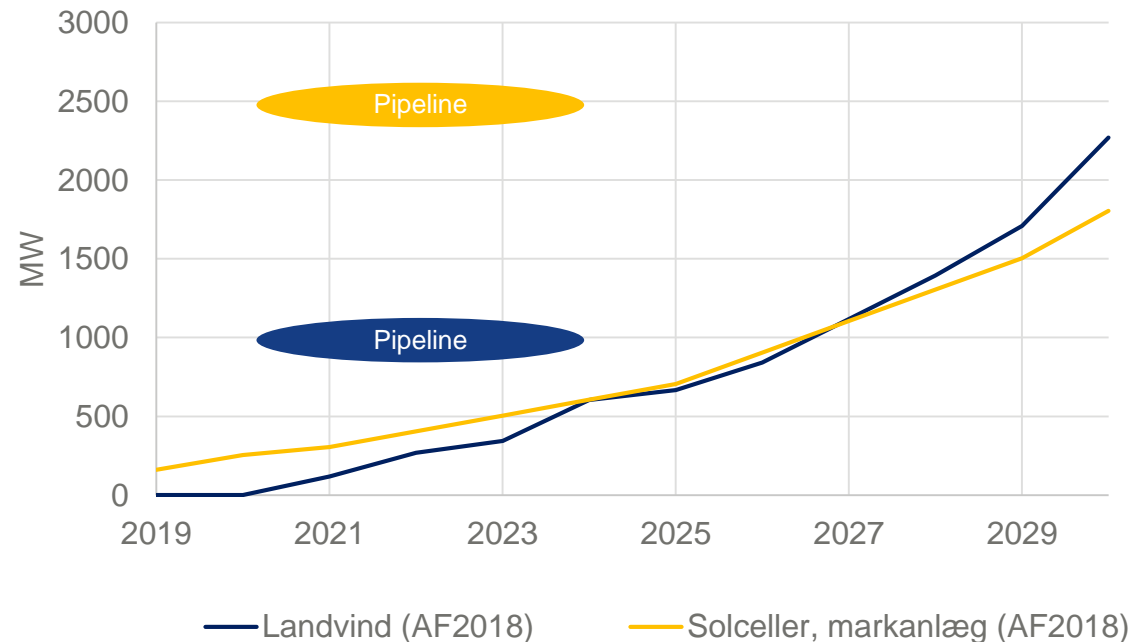
Danske VE-projekter oplever, at det er vanskeligt at blive tilsluttet nettet pga. manglende kapacitet. De nuværende analyseforudsætninger til Energinet ligger væsentligt under den pipeline af potentielle projekter, der iflg. Energinet har forespurgt om mulighed for at blive nettilsluttet.

Forventeligt vil ikke alle disse projekter, af forskellige årsager, blive realiseret. Der er dog særligt for sol et langt større antal projekter, der byder sig til end det, der hidtil er blevet planlagt net efter.

Der er pt. flere store solprojekter i pipeline end analyseforudsætningerne antager er opført i 2030.

I analysen *Tendenser og Fremtidsperspektiver for elsystemet* har Dansk Energi og Energinet sammen illustreret behovet for en mere agil netplanlægning og -udbygning, der kan tage højde for, at teknologier pludseligt bliver konkurrencedygtige på markedsvilkår. Det skal sikre, at manglende netudbygning ikke bliver en flaskehals for den grønne omstilling.

VE-projektpipeline overstiger langt forudsætninger til netplanlægning



Kilde: Udbygningsforudsætninger fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger (AF2018) samt VE-projektpipeline fra Energinet (maj 2019)

Interne tyske flaskehalse forstærket af forsinkelser

Pres på den interne tyske netudbygning

Elforbindelserne, der skal forbinde Nord- og Sydtykland, er flere gange blevet forsinket. I den tyske netudviklingsplan er de planlagte DC-forbindelser SuedLink (4 GW) og SuedOstLink (2 GW) sat til 2025, men forventningen til kablernes idriftsættelse er snarere 2026. Oprindeligt skulle forbindelserne have været færdige i 2022-2023.

Planen foreskriver yderligere en forbindelse på 2 GW langs Tysklands vestlige grænse i 2025 – udover forstærkninger i AC-nettet.

Forsinkelser i den tyske netudbygning besværliggøres fremover af den nye elforordning i den netop vedtagne Clean Energy Package (Vinterpakken). Forordningen foreskriver en ny minimumskapacitet på 70 pct. af overførselskapaciteten på forbindelser mellem budområder.

De tyske systemoperatører er derfor nødt til at håndtere deres interne flaskehalse på en anden måde end i dag, hvor forbindelser til naboer lukkes ned for at balancere det tyske system.

Det betyder, at man enten skal ændre det tyske budområde eller anvende såkaldt redispatch og modhandel, som eksempelvis i den nuværende

aftale på den dansk-tyske grænse med nedregulering (specialregulering) i Danmark og opregulering via intraday-markedet i Tyskland.

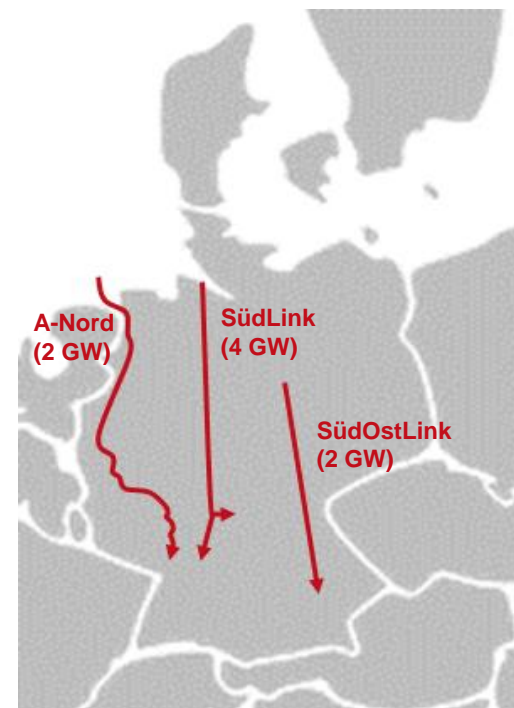
De 70 pct. minimumskapacitet kan ifølge forordningen muligvis indføres over en periode frem mod udgangen af 2025. Sammenfaldet mellem indfasning og idriftsættelse af de tyske interne forbindelser er ikke tilfældig, da Tyskland hårdnakket har kæmpet imod minimumskapaciteter og løsninger som på den dansk-tyske grænse. Modstanden mod prisområder er dog endnu større.

Usikkert om planen løser udfordringen i nettet

Et centralt spørgsmål fremover bliver, om de planlagte forbindelser er tilstrækkelige til at møde kombinationen af VE-udbygning, kuludfasning og udfasningen af kernekraft.

Den tyske netudviklingsplan regner ikke på scenarier med mindre end 9 GW brunkulskapacitet i 2030 og kan derfor tænkes at underestimere behovet for elnet ved en accelereret kuludfasning eller hurtigere overgang til vedvarende energi på markedsvilkår.

Nye tyske DC (jævnstrøm) forbindelser i 2025



Kilde: Netzentwicklungsplan

Omkostninger til kul og kernekraft udgør langsigtet bund for elprisen

Store udsving i verdensmarkedsprisen på kul

Som tidligere vist har prisen på kul afgørende indflydelse på elprisen. Kulprisen lå højt på omkring 120 USD/ton i 2011. Herefter faldt den til en tredjedel frem til starten af 2016, hvor bunden på 43 USD/ton blev ramt. På det tidspunkt gik mineselskaber konkurs, og den kinesiske regering greb ind og lukkede tabsgivende miner. Prisen blev siden mere end fordoblet, men er faldet igen og ligger pt. på ca. 60 USD/ton.

Fortsat behov for udvidelse af miner

IEA's World Energy Outlooks centrale scenarie (New Policies) forudsiger svagt stigende kulforbrug og kulpriser fra 2020 til 2040, sluttende på 84 USD/ton. Brændselspriserne fra dette scenarie er anvendt i denne rapport.

I IEA's bæredygtige scenarie (SDS) falder kulprisen blot en anelse til 66 USD/ton frem mod 2040 på trods af, at kulforbruget mere end halveres. IEA oplyser, at selv med en så stor reduktion vil der stadig være behov for at udvide miner (da output fra eksisterende miner falder hurtigere). Derfor vil prisen ikke kollapse.

Omvendt stiger prisen ikke over 98 USD/ton i IEA's tredje scenarie med stigende kulforbrug.

Selvom kulprisen periodevis kan svinge over og under disse niveauer (66-98 USD/ton), må det forventes, at de ikke permanent kan ligge uden for dette spænd.

Med 66 USD/ton og nuværende dollarkurs bidrager kulprisen med ca. 16 øre/kWh til omkostningerne for produktion på kulkraft i kondensdrift. Hertil kommer omkostninger til drift og vedligehold, levetidsforlængelser samt kvotekøb, hvorfor den samlede pris vil blive højere (afhængig af kvotepris).

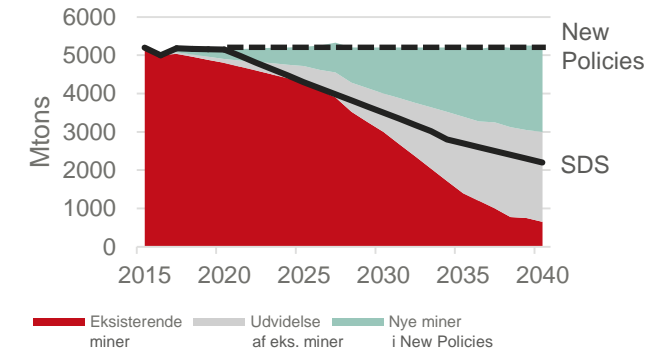
Bund under elprisen

IEA vurderer desuden, at kernekraft har langsigtede omkostninger på 27-37 øre/kWh.

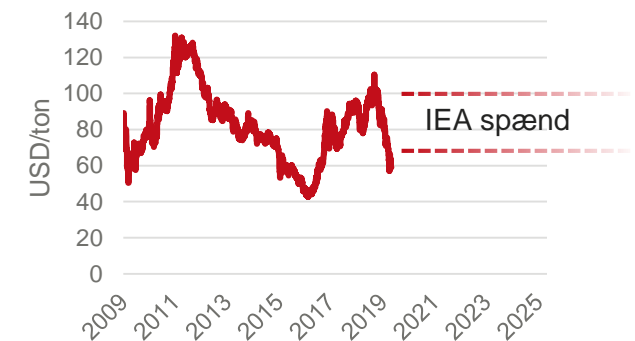
Disse forhold bevirker, at der er en nedre grænse for hvor langt, elprisen kan falde. På længere sigt vil værker lukke, hvis elprisen ikke ligger et godt stykke over de kortsigtede marginalomkostninger, da der ikke vil være et dækningsbidrag til at betale for levetidsforlængelser.

Hertil kommer, at VE-udbygning på markedsvilkår vil se en opbremsning, hvis prisen falder, hvilket også bidrager til, at vedvarende meget lave priser er et mindre sandsynligt scenarie.

Global kulproduktion i IEA's WEO-scenarier (New Policies og SDS)



Kulpris historisk og fremtidigt spænd



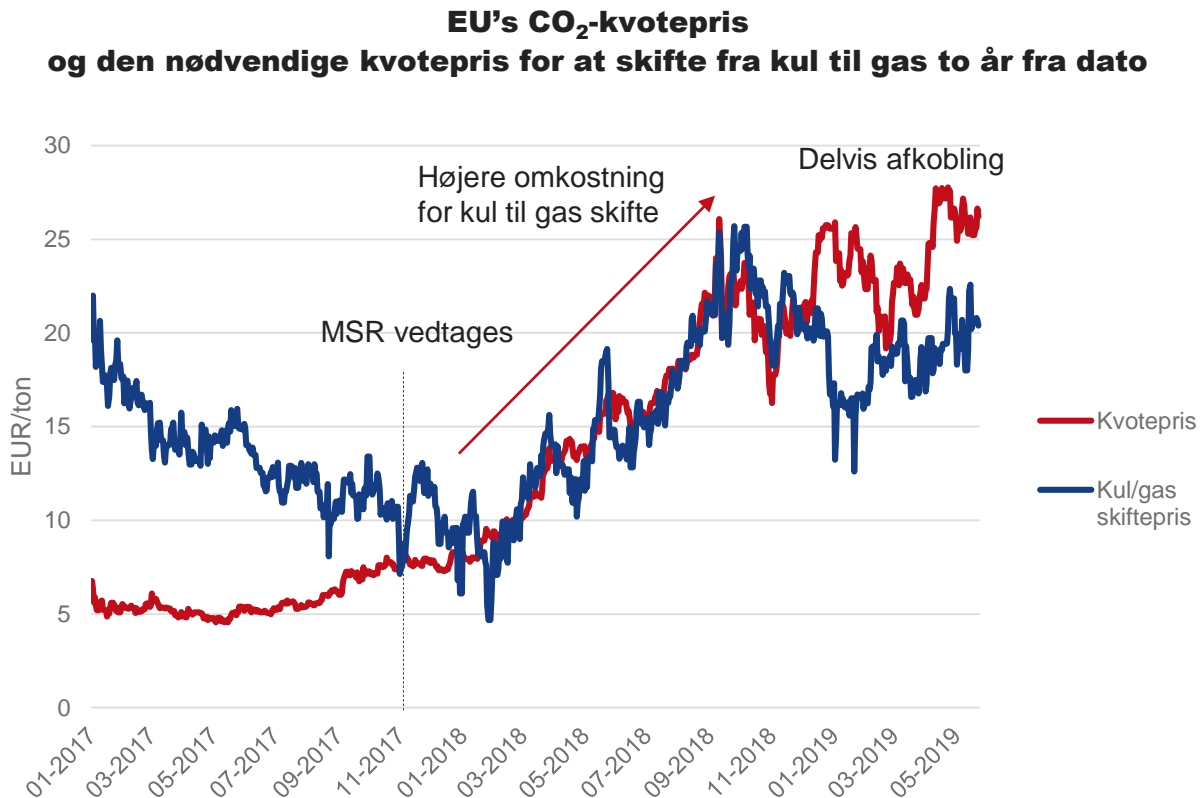
Kvotemarkedsreform og dyrere gas har drevet kvoteprisen op

Gaspris og kvotepris hænger sammen

EU gennemførte sin hidtil mest effektive reform af kvotesystemet i slutningen af 2017. Markedsstabiliseringsreserven (MSR), der opsuger et overskud af CO₂-kvoter, indefryser og potentielt annullerer dem, har skabt en forventning til reel knaphed i kvotemarkedet.

Kort efter vedtagelsen af MSR begyndte kvoteprisen at koble sig til den forventede fremtidige omkostning til at producere el på gas i stedet for kul. Kul-til-gas-skifte har potentiale til at nedbringe udledningerne massivt på den korte bane og dermed reducere efterspørgslen på kvoter. Af samme årsag påvirker forholdet mellem kul- og gasprisen kvoteprisen.

I året efter MSR's vedtagelse var der en klar sammenhæng mellem kvoteprisen og den pris, der skulle til for at skifte fra kul til gas. Siden december 2018 er der sket en delvis afkobling, og kvoteprisen har ligget højere end skifteprisen. Det kan forklares ved, at markedet nu vurderer, om mere effektive kulraftværker kan fortrænges af mindre effektive gaskraftværker. For at det sker, kræves der en højere kvotepris.



Kilde: SysPower

2.4 Politiske drivere med betydning for elmarkedet

Politisk vilje til grøn omstilling

Stærkere politisk fokus på klima

EU-Kommissionen anbefalede i efteråret 2018, at man bør omstille til en økonomi med netto-nul-drivhusgasudledninger.

Finland har netop vedtaget et mål om netto-nul-udledninger i 2035. I UK udråbte man i april 2019 en klimakrise og i juni udsendte man et lovforslag om netto-nul-udledninger i 2050.

Tyskland overvejer at bakke op om de 11 lande (herunder Danmark), der har opfordret til, at EU-Rådet øger ambitionsniveauet til netto-nul i 2050.

Et langsigtet mål på netto-nul vil øge presset på at gå betydeligt mere ambitiøst til værks på den korte bane, herunder opjustere det nuværende mål på 40 pct. drivhusgasreduktioner i 2030. Flere lande har opfordret til 55 pct. reduktion. EU-Kommissionens analyse peger på, at nuværende beslutninger fører os mod 46 pct. reduktion.

Det skyldes bl.a., at en stor del af EU's lande driver den grønne omstilling fremad ved aktiv kuludfasning og støtte til VE.

Højere kvotepris og elforbrug?

Hvis omstillingen i stedet blev drevet af EU's kvotesystem, ville det føre til en højere CO₂-kvotepris, der ville presse prisen på kul og gas i vejret og dermed give højere elpriser på kort sigt.

Samtidig ville det give rygstød til et større antal støttefrie VE-projekter, der med en højere elpris vil blive konkurrencedygtige. Historien har dog vist, at kvoteprisen er en varierende størrelse, og investorer kan med rette være skeptiske over for, om den seneste tids prisstigninger er blivende.

Den hollandske regering har stillet forslag om en national prisbund for CO₂ på 12,3 €/ton i 2020 stigende til 31,9 €/ton i 2030. Med den nuværende kvotepris på 25 €/ton vil denne bundpris ikke være aktuel før om mange år. En politisk sikret minimumspris kan dog stadig give investorsikkerhed. UK har allerede en bundpris (Carbon Price Floor), og i Tyskland diskuteres det, om man også bør indføre en prisbund.

Det øgede klimafokus kalder desuden på øget elektrificering i form af elbiler og varmepumper til at erstatte fossile alternativer til transport og opvarmning. Af samme årsag vil en grøn udvikling drive et højere elforbrug.



Massivt skifte bort fra kul i Europa

Storbritannien fører an i udfasningen af kul

Mens brugen af brunkul i Nordvesteuropa (primært Tyskland) har ligget stort set konstant siden 2000, er brugen af stenkul inde i en stor forandring.

Elproduktion på stenkul er mere end halveret fra 341 TWh i 2013 til 160 TWh i 2017.

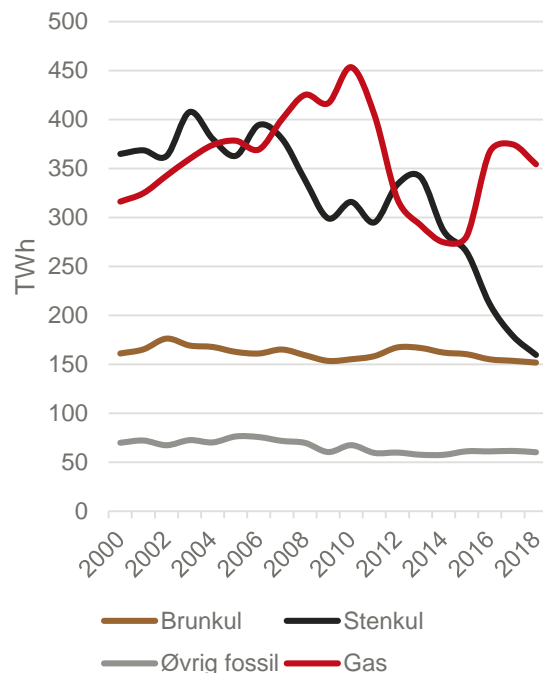
Selvom gas har fået et lille comeback, er forbruget stadig under, hvad det var før 2012. Det skyldes øget VE-produktion.

Flere lande har udmeldt et stop for brug af kul til elproduktion frem mod 2030, og særligt UK har reduceret sit kulforbrug markant (fra 143 TWh i 2012 til 17 TWh sidste år). Det kan i høj grad tilskrives indførelsen af det såkaldte Carbon Price Floor, der lægger en bund under kvoteprisen i UK.

Flere lande slutter sig til kulfri alliance

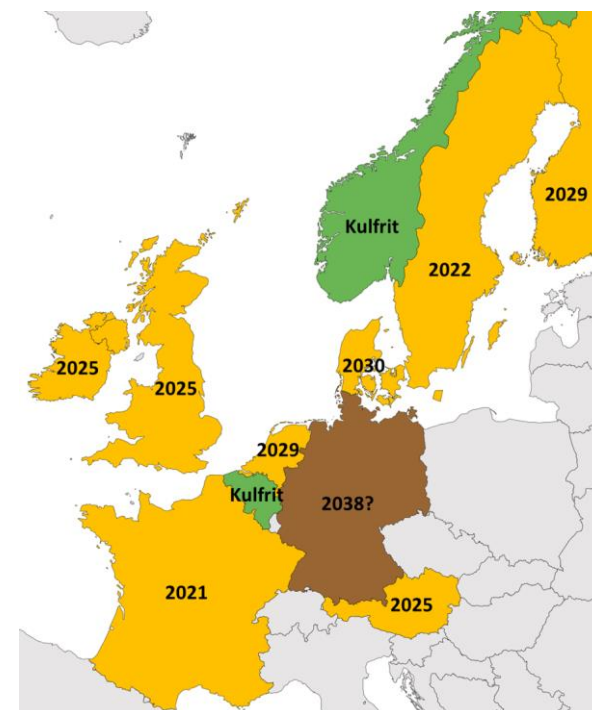
Flere lande har oven på Parisaftalen tilsluttet sig alliancen *Powering Past Coal*, hvor landene sætter slutdato på brug af kul i elproduktionen. Alle lande i Nordvesteuropa er kulfri før 2030 med undtagelse af Tyskland. I Danmark diskuteres det at fremrykke udfasningen til 2025.

Elproduktion på fossile brændsler i Nordvesteuropa



Kilde: Sandbag/Agora

Nordvesteuropas landes planer for kuludfasning



Note: Tysklands mål er ikke vedtaget ved lov, men er en anbefaling fra regeringens Kulkommission

Utilstrækkelige reformer af kvotesystemet har givet lave CO₂-priser

Stadig lang vej til en fair pris

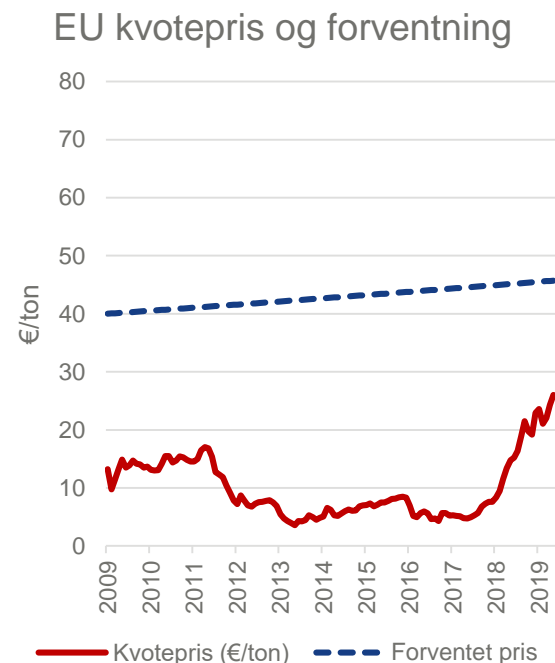
EU's CO₂-kvotesystem blev født før finanskrisen og har lidt under et massivt overskud af kvoter efter el- og industriproduktionen tog et dyk efter 2008. Efter indførelsen af den såkaldte MSR er der nu forventning til en moderat knaphed på kvoter, og prisen er derfor steget til 25 €/ton. Dette er dog fortsat langt under det forventede niveau ved oprettelsen på 40 €/ton, der inflationsjusteret til i dag er 46 €/ton.

Fortsat strukturelt overskud

På trods af alle reformerne lider ETS-systemet fortsat under, at den årlige mængde af tilførte kvoter er større end den mængde kvoter, der er brug for. Dette fører til, at der ikke ville være knaphed på kvoter i dag, selvom det historiske overskud forsvandt. Det er således ikke nok at håndtere det historiske overskud. Der er også brug for at begrænse udbudsmængden fremadrettet.

Med potentialet for mere VE på markedsvilkår og at gas på den korte sigt kan erstatte betydelige mængder kul, er der et stort potentiale for at stramme EU's klimamål og antallet af kvoter frem mod 2030.

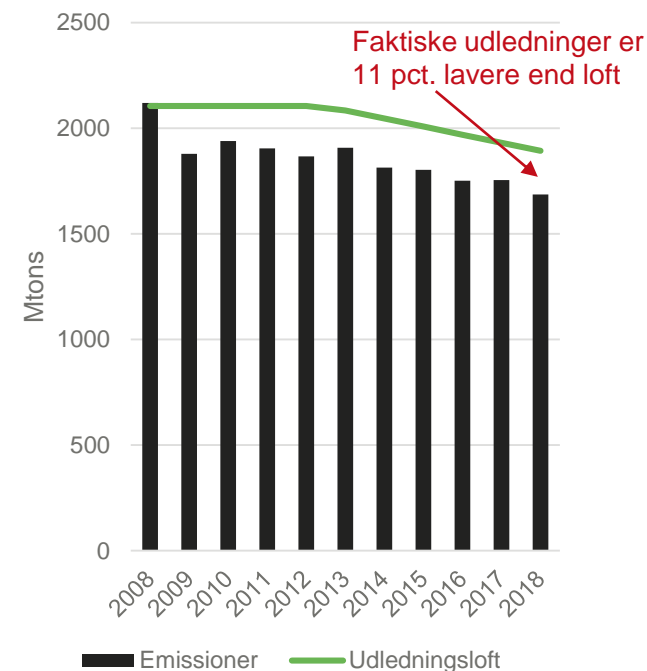
Kvotepriis langt under forventning ved oprettelse af ETS



Kilde: SysPower

Stigning i forventet niveau indregner inflation

Der er fortsat strukturelt problem med overallokering i ETS



Kilde: Sandbag

3. Scenarier for elprisens udvikling i Nordvesteuropa

Resumé af scenarier for elprisens udvikling i Nordvesteuropa

Elproduktionen under grøn omvæltning

I dette afsnit opstiller vi tre hovedscenarier, der adskiller sig ved, hvor hurtig den grønne omstillingen af elproduktionen går samt graden af elektrificering.

Resultaterne viser, at fremtidens elsystem bliver grønt som konsekvens af støttefri VE-projekter, og udviklingen accelereres af de politiske beslutninger om kuludfasning i hele Nordvesteuropa. I de kommende årtier kræver elsystemet i Nordvesteuropa store investeringer i produktionskapacitet, transmission og tilgang af nye fleksible teknologier for at kunne levere nok grøn og billig energi.

Stort spænd i elprisen på kort sigt

Prisen på CO₂ er en meget vigtig driver til at gennemføre en effektiv grøn omstilling, og udsving heri kan direkte aflæses i elprisen – særligt på den korte bane, hvor kul og gas stadig dominerer elprisdannelsen. Derfor viser resultaterne et stort spænd i elprisen mellem hovedscenarierne på den korte bane som følge af usikkerhed omkring fremtidens kvotemarked.

VE plus backup giver elpris-loft på lang sigt

For at nye investeringer finder sted i et markedsbaseret system baseret på energy-only-modellen, må elprisen nødvendigvis have et bæredygtigt niveau. Analysen viser, at dette niveau er en gennemsnitlig elpris omkring 40-45 øre/kWh i Danmark. Analysen viser også, at dette niveau er bestemt af fremtidens omkostning til VE plus backup i form af gas og/eller lagring. Dvs. prisen for at opføre ny vind og sol har stor betydning for fremtidens elprisniveau. Omvendt vil CO₂-kvoteprisen og fossile brændselspriser få relativt lille betydning for elprisen på lang sigt.

Øget forskel i værdien af elproduktion

Prisen for ny VE kommer i høj grad også til at påvirke VE-afregningen, da denne vil dikteres af, hvad nye projekter kan opføres til. Det betyder også, at afregning til dansk VE kan komme under pres af udenlandsk støttet VE.

Markedsværdifaktoren for vind og sol vil falde i takt med vind- og solandelen øges. Værdien af produktion fra regulerbar elkapacitet vil omvendt stige pr. kWh, mens driftstiden af anlæggene falder. Et gennembrud til ellagring vil bidrage til

betydelig integration af VE og til højere afregningspriser, samt kan på længere sigt fjerne behov for nye spidskraftværker.

Ekstrempriiser bliver nødvendige for at drive investeringer i ny regulerbar kapacitet. De vil bidrage med 2-4 øre/kWh til elprisen.

VE og elnetbegrænsninger øger elprisen

Transmissionsforbindelser kan bidrage til lavere elpriser for alle, fordi det øger adgangen til de billigste VE-ressourcer, og gensidig balancering af VE sænker backupbehovet. Elprisen vil derfor blive højere end nødvendigt, hvis elnetudbygningen ikke kan følge med. Det samme gælder, hvis VE-udbygningen pga. ikke-økonomiske barrierer bliver for langsom.

Elprisen vil svinge mere i fremtiden

Generelt vil fluktuationer i VE-produktion frem for forbrug blive mere afgørende for den danske elpris. Dette ses også som større variation i elprisen inden for år og døgn i fremtiden end i dag. Selv med betydelig ellagring vil antallet af nulpristimer stige i fremtiden – ellagring vil dog alt andet lige bidrage til øget pris i lavpristimer og til mindre udsving i elprisen.

3.1 Scenarier og væsentligste usikkerheder

Tre hovedscenarier for den fremtidige udvikling

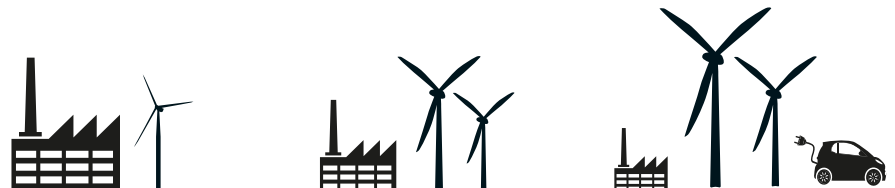
Usikkerhed om afgørende parametre

I årets Elpris Outlook har vi valgt at fokusere på tre hovedscenarier for udviklingen på elmarkedet, som er gennemregnet i vores elmarkedsmodel Balmorel. Et Sort, hvor der politikerne ikke skubber på den grønne omstilling, et Blåt, som svarer til business as usual, og et Grønt, hvor vi er på vej til at indfri Parisaftalen.

I det grønne scenarie har vi antaget en relativ høj CO₂-pris på 60 €/ton og en massiv elektrificering i modelområdet, som bevirker en forøgelse af elforbruget på 2 pct. pr. år. Derudover har vi antaget et gennembrud for lagringsteknologier, både korttidslagre, som batterier og langtidslagre. Herudover kan modellen investere i nye transmissionsforbindelser, hvis der er økonomi i disse. Disse fire parametre anser vi for de vigtigste redskaber til at drive en markedsdækkende og balanceret udvikling, som opfylder Parismålsætningerne. Hertil kommer en politisk sikret minimumsudbygning, der dog overhales af markedet i de fleste lande.

Øvrige forudsætninger i modelberegningerne er beskrevet i bilag.

Scenarier analyseret i Elpris Outlook 2019



	SORT	BLÅ	GRØN
Kvotepriis	Ingen	Moderat (ca. 30 €/ton i 2030)	Høj (dobbel af blå - 60 €/ton i 2030)
Lagring	Umulig	Batterier	Batterier + langtidslagring
Transmission	Kun planlagte projekter	Planlagte + investeringer	Planlagte + investeringer
Elforbrug	Konstant	+0,5 % p.a.	+2 % p.a.
VE minimum	Intet minimum fra 2025 i udland Energiaftale i DK	Politisk sikret minimumsudbygning	Politisk sikret minimumsudbygning

Note: Elforbrugsstigninger er baseret på hhv. EU REF2016 og Eurelectric's høj-elektrificerings-scenarie

Kun det grønne scenarie kan indfri Parisaftalen

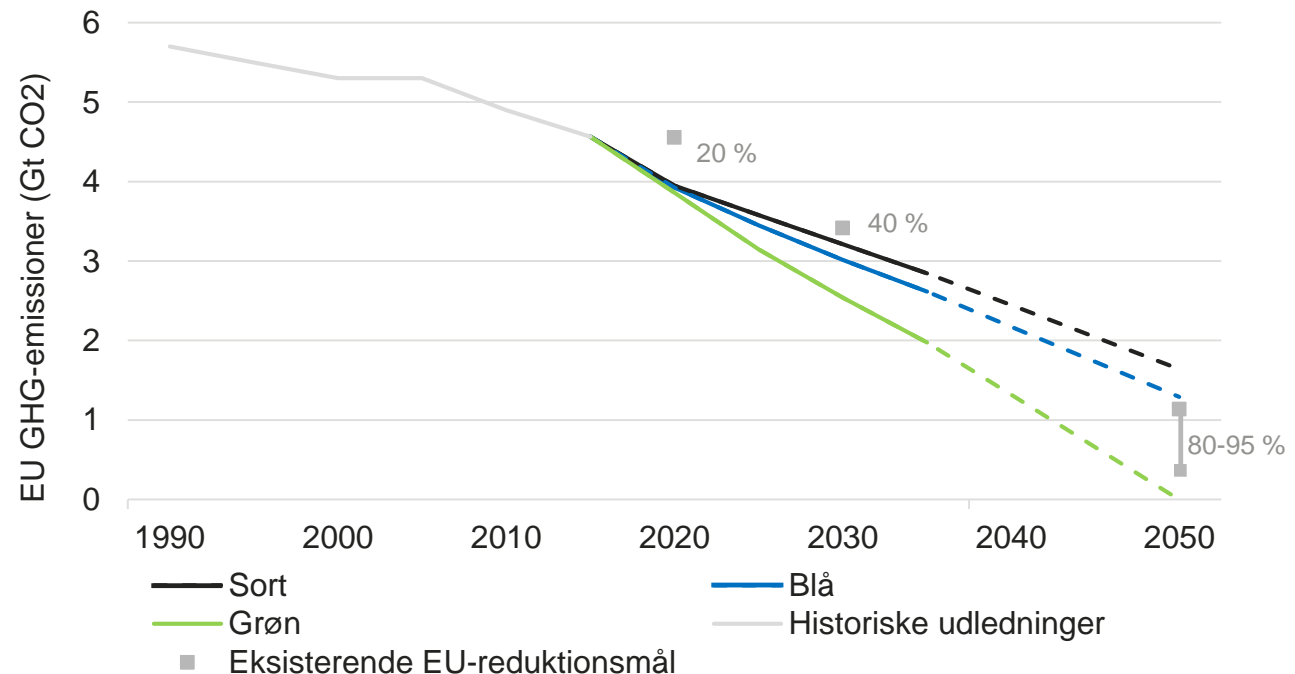
Europa har forpligtet sig til den grønne sti

Ved indgåelse af Parisaftalen har EU forpligtet sig til at holde temperaturstigninger under 1,5 °C. For at opfylde dette mål med overvejende sandsynlighed er det ifølge IPCC nødvendigt for Europa at reducere sine emissioner i et jævnt tempo mod netto-nul-udledninger af drivhusgasser i år 2050, hvilket kræver en opjustering af de nuværende mål.

Det sorte og blå scenarie lever op til EU's nuværende reduktionsmål for 2030, især som følge af den massive kuludfasning. Men omlægningstempoet i disse scenarier skal øges gevaldigt efter 2030 for at leve op til Parisaftalen. En tidlig reduktionsindsats mindsker trækket på det resterende kulstofbudget i 1,5 °C-scenariet.

De tre scenarier skal ses som et muligt udfaldsrum for elmarkedet med fokus på en grøn omstilling. Sandsynligheden for hvilken sti Europa vælger, vil vi i Dansk Energi ikke gøre os til dommer over, men vi anser det grønne scenarie som det mest relevante scenarie, da det som det eneste er kompatibelt med Parisaftalen.

Drivhusgasudledninger i EU



Kilde: CO₂-emission fra elproduktion i hovedscenarierne er beregnet i Balmorel frem til 2035. Øvrige emissioner i øvrige sektorer taget fra Eurelectric "Decarbonisation pathways" (2018) samt egne antagelser

Udbudskurver for VE får stor betydning

Flad udbudskurve på havet

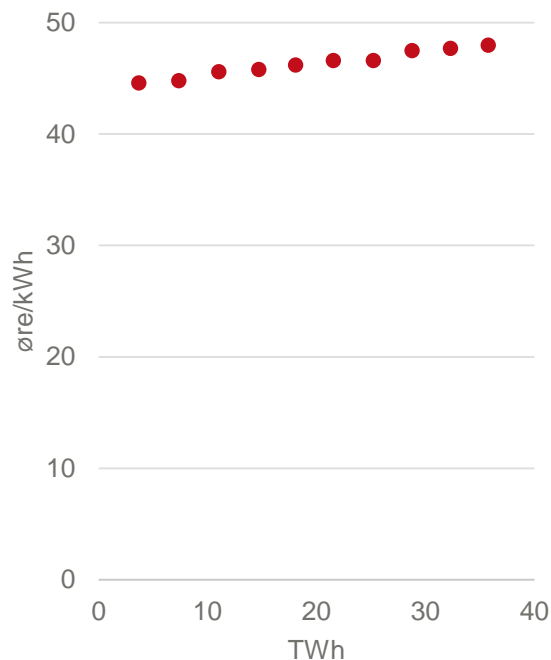
Som resultaterne af analysen viser, er VE-omkostninger et meget centralt element i elprisdannelsen i fremtiden. Det gør forudsætninger om udbudskurven for VE-projekter meget vigtige: Hvor meget kan udbygges og til hvilken pris?

COWI udførte en fin-screening af en række sites, der er i spil til opførelsen af de i Energiaftalen vedtagne havvindmølleparker. Valget faldt på sitet ved Thorsminde, der var marginalt billigere end de øvrige sites. Som det ses af den første figur, er det dyreste site blot 8 pct. dyrere end det billigste.

Det bør derfor overvejes at overgå til multisite-udbud for at lade aktørerne finde de bedste sites, hvor potentielle synergieffekter med andre projekter også tages i betragtning.

Til analysen har vi antaget en udbudskurve for havvind i tre dele, der tager højde for, at omkostningen øges med afstanden til kysten. Potentialet i Vestdanmark er meget stort sammenlignet med både det nuværende og det potentielt fremtidige forbrug.

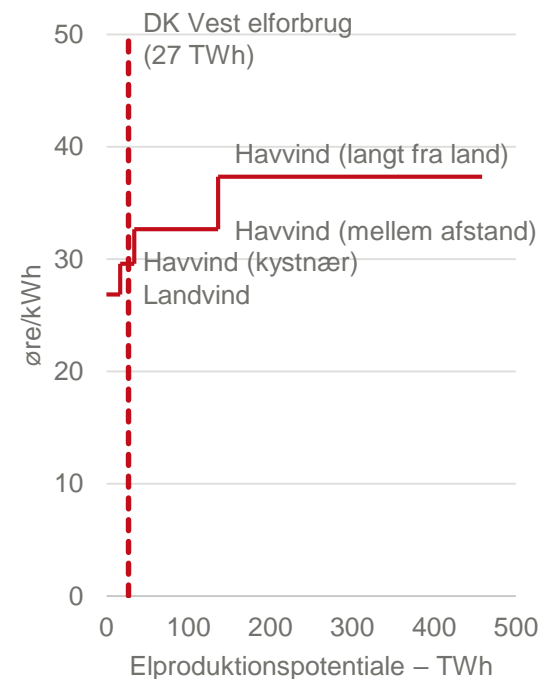
Udbudskurve for havvind i COWI's finscreening



Note: Hvert punkt viser et projekt på 800 MW. Andre forudsætninger for omkostninger end i Tek. Kat.

Kilde: COWI

Antaget udbudskurve for vindkraft i Vestdanmark i 2030 i analysen



Note: Elforbrug i Blåt scenarie

Behov for nye investeringer, når gamle værker bliver lukket

Udfasning efterlader plads til ny produktion

Som beskrevet på side 31, forventes kulkraft at blive udfaset i hele Nordvesteuropa frem mod senest 2038. Alle lande, på nær Tyskland, har vedtaget planer for udfasning før 2030.

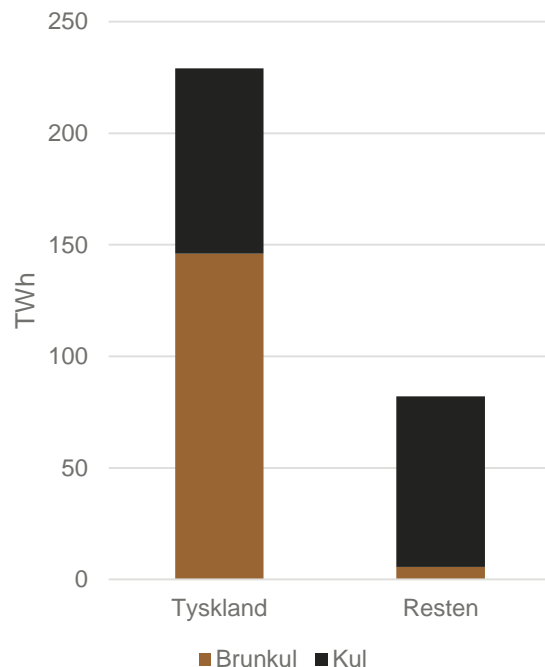
Tysklands elproduktion på kul var sidste år næsten tre gange større end i alle de andre nordvesteuropæiske lande tilsammen – især drevet af store mængder af det særligt forurenende brunkul. Tyskland står dermed med en langt større omstilling foran sig. Særligt når det tages i betragtning, at man vil udfase kernekraften.

Behov for ny kapacitet

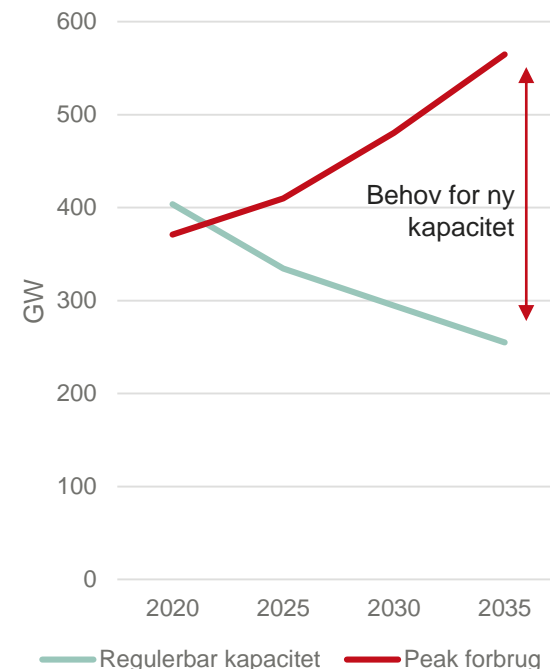
Lukningen af de mange kraftværker vil efterlade ikke bare et hul i elproduktion, men også i elkapacitet. Vi går således fra en situation i dag med en lille overkapacitet til en fremtid, hvor der er et massivt investeringsbehov for at sikre forsynings sikkerheden.

Dette behov kan dækkes af nye termiske værker, ellagre og til dels transmission. Vindkraft vil også bidrage en smule til effekttilstrækkeligheden, da der aldrig er vindstille over hele området samtidigt. Flexibelt forbrug er ikke analyseret, men kan reducere det maksimale effektbehov.

Elproduktion fra kul i 2018 i Tyskland og resten af Nordvesteuropa



Maksimalt effektforbrug i Grønt scenarie og eksisterende regulerbar kapacitet i Nordvesteuropa



3.2 Hovedscenariernes resultater

Stor grøn omstilling af elsystemet i Nordvesteuropa

Stor omvæltning i elproduktionen

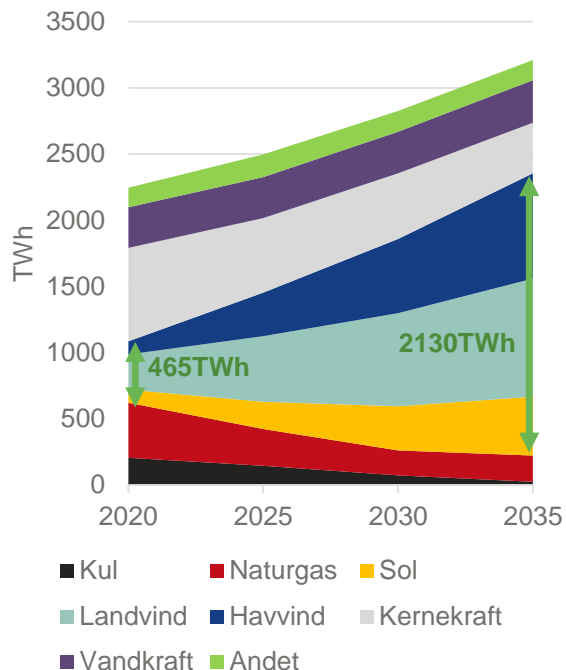
For at Nordvesteuropa skal opfylde sine klimaforpligtelser er det nødvendigt at fortrænge de fossile brændsler i elproduktionen, men også uden for elsektoren, fx gennem en massiv elektrificering.

Elproduktion fra kul og naturgas udgør i dag ca. en fjerdedel af al elproduktion i Nordvesteuropa.

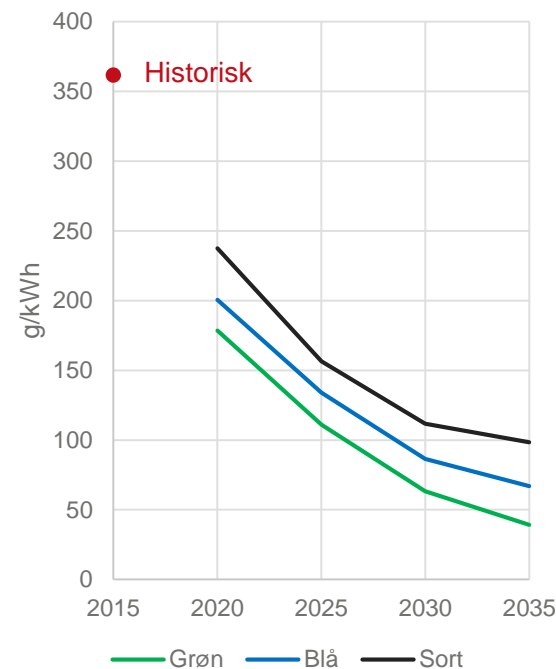
Over de næste 15 år skal elproduktion fra kul ophøre, og produktionen fra naturgas halveres. Samtidig skal VE fra sol og vind øge sin produktion fra 465 TWh i 2020 til 2130 TWh i 2035 og således udgøre 75 pct. af elproduktionen i Nordvesteuropa.

Med de rette rammevilkår i form af et styrket CO₂-kvotemarked, massiv elektrificering, gennembrud for ellagring og forbedrede planprocesser for opstilling af ny VE vil denne omstilling komme på markedsvilkår uden brug af støtte.

Elproduktion i Nordvesteuropa – det Grønne scenarie



CO₂-indhold i elproduktionen i Nordvesteuropa



Lille meromkostning for grøn el til et grønnere energisystem

Elsystemet står over for store investeringer ...

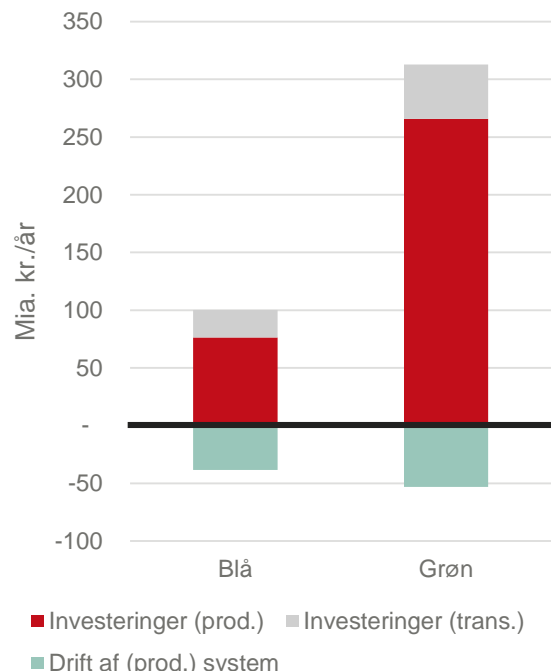
Analysen viser, at der i det næste årti skal investeres yderligere 310 mia. kr./år i elproduktion og transmission i det grønne scenarie i forhold til det sorte scenarie. Merinvesteringen fordeler sig med ca. 85 pct. i ny produktion og 15 pct. i nye transmissionsforbindelser. Omkostninger til driften af produktionssystemet (brændsler og vedligehold) er nogenlunde ens i begge scenarier.

... men el bliver ikke nævneværdigt dyrere

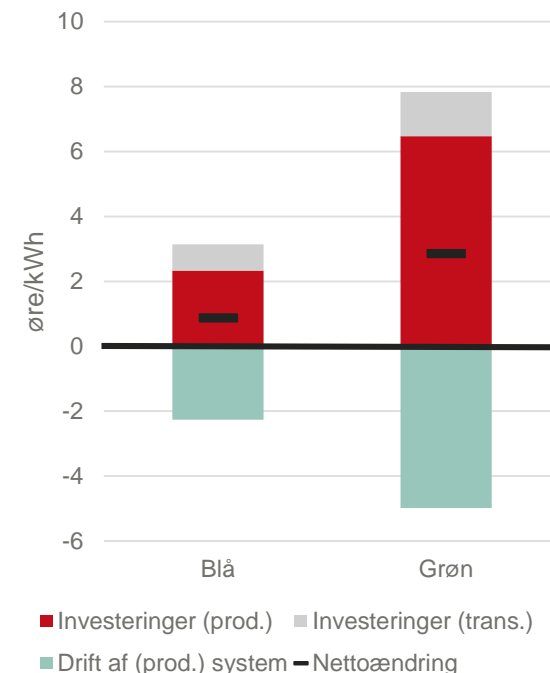
Når man måler det sorte scenarie op imod det blå og grønne er det vigtigt at huske på, at der er forudsat en væsentligt elektrificering i både det blå og grønne scenarie. Når der tages højde for den ekstra produktion, bliver meromkostningen til investeringer og drift af systemet kun omtrent 3 øre/kWh i det grønne scenarie. De ekstra omkostninger til investeringer bliver til dels opvejet af et mere effektivt system, som i højere grad er baseret på brændselsfrie teknologier, der mindsker driftsomkostningerne pr. producerede kWh.

Gevinsterne ved en lavere CO₂-udledning er ikke medtaget i denne beregning, men er størst i det grønne scenarie.

**Ændring i årlige omkostninger i Nordvesteuropa i 2020-2030
Relativt til Sort scenarie**



**Ændring i omkostninger pr. kWh i Nordvesteuropa i 2030
Relativt til Sort scenarie**



Note: Omkostninger er angivet som forskellen til Sort scenarie

Udfaldsrummet for elpriser snævres ind

Størst usikkerhed på den korte bane

Analyserne viser store udsving i elpriserne på den korte bane. I 2020 har modellen ikke mulighed for at reagere på den høje CO₂-kvotepris i det grønne scenarie ved at investere i ny VE, og således bliver elprisen noget højere her end i de øvrige scenarier. På den længere bane indsnævres forskellen i elpriserne mellem scenarierne dog.

Billig VE lægger et loft over elpriser

Prisfald på VE-produktion er med til at sikre, at omkostninger til de store mængder VE, der investeres i frem mod 2035, ikke giver de store elprisstigninger. Særligt i Danmark har vi med vores store vindressourcer i Nordsøen gode forudsætninger for at øge elforbruget markant, uden at det fører til store elprisstigninger. Derfor ser vi, at det grønne scenarie holder en pris omkring 45 øre/kWh gennem hele perioden.

Kuludfasning lægger en bund under elprisen

Det sorte scenarie ser de største elprisstigninger af de tre scenarier. På den korte bane vil elprisen være lav, da vi antager en CO₂-kvotepris på 0 kr./ton. Som følge af den vedtagne kuludfasning i

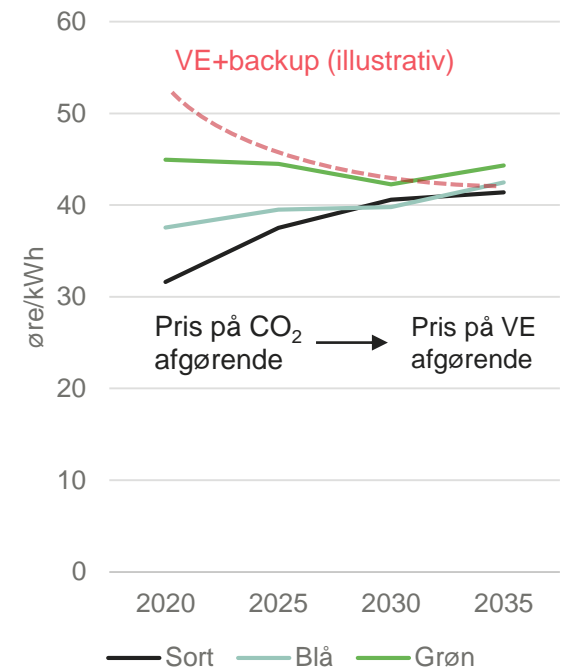
Nordvesteuropa skal der dog, selv i det sorte scenarie, investeres i meget ny elproduktion. Dette vil, selv i det sorte scenarie, være en kombination af ny naturgas og billig VE. For at et energy-only-marked kan levere disse investeringer, kræver det en højere elpris end i dag, og derfor ser vi også priser over 40 øre/kWh på den lange bane i det sorte scenarie.

Elprisen vil dog forsat være usikker, men frem for at CO₂- og brændselspriser er de primære drivere for elprisen, vil det i fremtiden være forhold som VE-priser og rammer for VE-udbygning.

I alle tre scenarier ser vi ekstrempriser i 2025, og i det sorte og blå scenarie ses der ligeledes ekstrempriser i 2030 og 2035. Ekstrempriserne er nødvendige for at sikre tilstrækkelig kapacitet i systemet, når adskillige gamle kraftværker går eller bliver tvunget 'på pension' i de kommende år. Disse ekstrempriser bidrager med ca. 2-4 øre/kWh til den gennemsnitlige elpris.

I praksis vil elprisen fluktuere omkring det langsigtede niveau, hvilket skyldes variationer i vind og vejr samt kortvarige under- og overinvesteringer i kapacitet.

Elprisernes udvikling i scenarierne Vestdanmark



Fortsat stor variation i elpriserne i Europa

Samme prisvariation på tværs af scenarierne

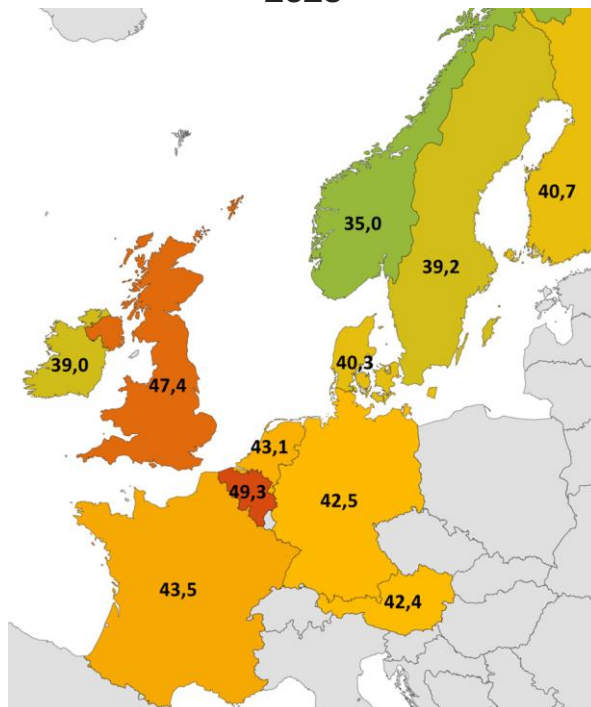
På tværs af scenarierne ses de samme relative prisforskelle i elpriserne. Norden sammen med Irland er billigst pga. gode vindforhold, mens UK og Centraleuropa har de højeste priser.

UK og Holland har som de eneste lande indført en bund under CO₂-priserne, men som følge af højere priser på CO₂-udledning har dette ikke samme effekt på elpriserne som tidligere. I stedet spiller kapacitetsmangel som følge af lukning af kernekraftværker, sammenkobling af elmarkeder og adgang til VE-ressourcer en større rolle i landenes individuelle prisdannelse. Det ses ved de lave priser i nord og vest, hvor vindressourcerne er særligt gode, mens priserne er højere i Benelux og Tyskland, hvilket skyldes kraftværkslukninger kombineret med dårlige/middelgode VE-ressourcer.

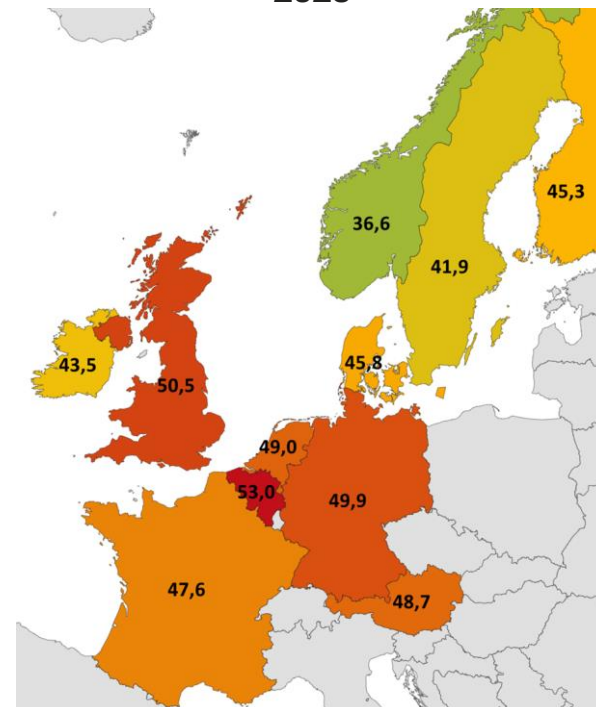
Særligt Belgien og UK er store nettoimportører af el, hvilket medfører, at netop de to lande har de højeste elpriser i begge scenarier.

Tyskland har den største absolutte elprisstigning på 7,2 øre/kWh, når man går fra det blå til det grønne scenarie. Det skyldes, at Tysklands potentiale for billig VE er særligt begrænset.

Elpris i Nordvesteuropa i det Blå scenarie (øre/kWh) 2025



Elpris i Nordvesteuropa i det Grønne scenarie (øre/kWh) 2025



Fluktuationer i produktion frem for forbrug afgør elprisen

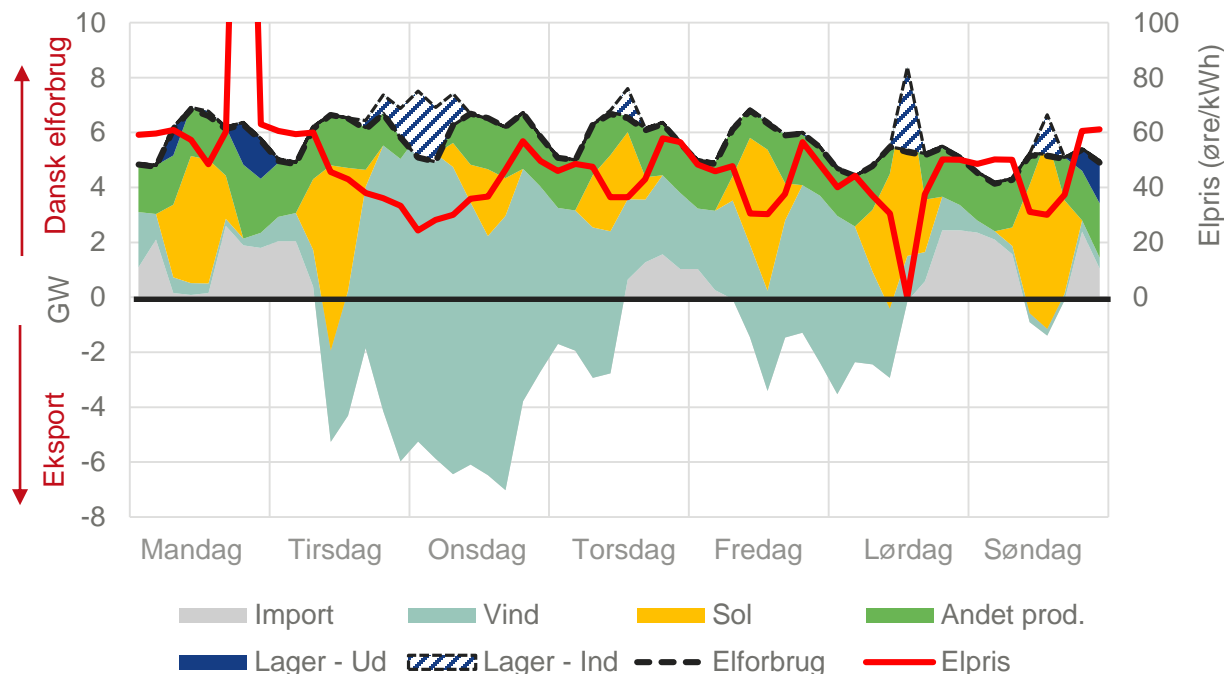
Større udsving i elprisen i fremtiden

I figuren er der udvalgt en uge, der giver et eksempel på, hvordan det danske elsystem kan komme til at agere i fremtiden. Figuren viser elproduktionen fra forskellige teknologier i det danske elsystem. Arealet under den sorte linje angiver eksport til vores nabolande. I eksemplet er det især tydeligt midt i ugen, hvor der er meget vind i systemet, og produktionsoverskuddet er op mod 7 GW. Værdier over linjen angiver indenlands forbrug, inklusiv opladning af lagre.

Elprisen ses som den røde linje og aflæses i forhold til højre akse. Det ses, at de højeste elpriser optræder, når Danmark er importør af el, og ellagrene aflades (knap 300 øre/kWh i en af timerne i eksemplet). De laveste priser optræder i dette eksempel ikke, når der er mest produktion i Danmark, men derimod i weekend-dagtimerne hvor solen skinner, og forbruget er lavt.

Udsving i solcelleproduktion er temmelig ens på tværs af lande (højt midt på dagen om sommeren). Danmark kan derfor sjældent eksportere et eventuelt overskud af solcelleproduktion. Vind har bedre eksportmuligheder, da der er større variation i, hvornår det blæser i de forskellige lande.

**Elproduktion og elpris i en udvalgt uge år 2030 (uge 12)
Danmark – Grønt scenarie**



Fremtiden byder på større udsving i elpriser

Flere nulpriser samt flere høje elpriser i udsigt

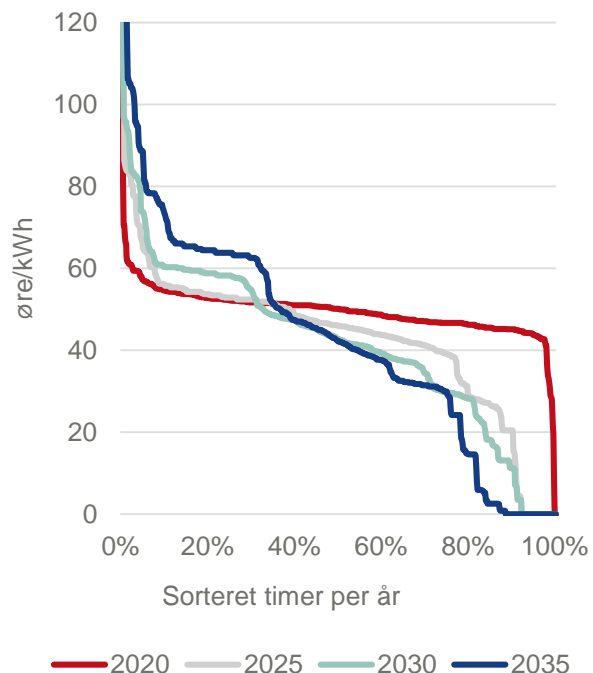
I dagens elmarked er nulpriser et meget sjældent fænomen, som typisk opstår, når kraftigt blæsevejr falder sammen med lavt elforbrug. Elsystemet i 2035 kan have over 4 gange så meget vind og sol som i 2020. Selv med et højere elforbrug fra elektrificering, anlæg, der producerer mere jævnt, og markant øget fleksibilitet gennem transmission, ellagring og varmepumper, ses det på figuren til venstre, at antallet af nulpriser stiger fra ca. 40 timer i 2020 til hhv. 700 timer (8 pct. af tiden) i 2030 og 1.100 timer (13 pct.) i 2035.

Gradvist færre traditionelle kraftværker vil føre til flere perioder med høje elpriser, fordi dyrere spidslastværker på gas og diesel samt ellagre oftere bliver den marginale elproduktion.

Større variation i elprisen inden for år og døgn

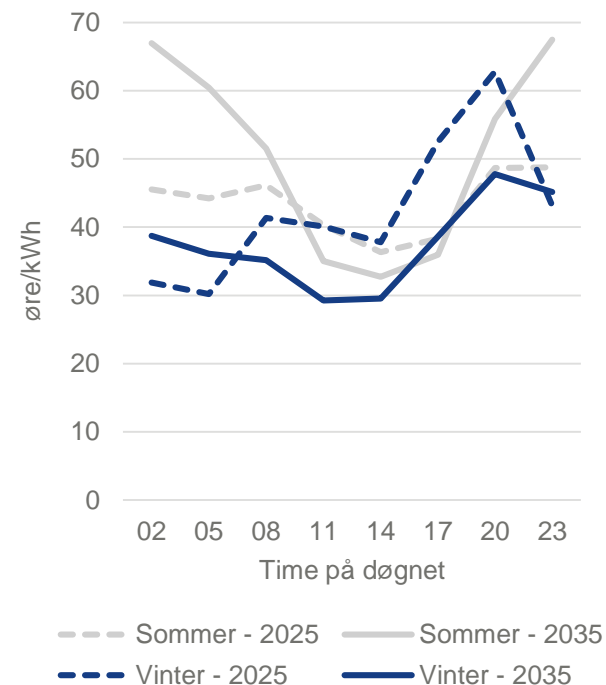
På figuren til højre ses det, at elprisen i fremtiden i større omfang vil blive påvirket af VE-produktionsprofilen. Vinter-elprisen sænkes fra 2025 til 2035 pga. stigende vindproduktion og bliver i gennemsnit mere jævn henover døgnet. Sommer-elprisen falder i dagtimerne pga. sol, men stiger om natten som følge af færre kraftværker.

Varighedskurve for elprisen i Vestdanmark i Grønt scenarie



Note: Varighedskurven viser elpriserne for alle årets timer, sorteret fra højeste til laveste

Middelpriser over døgnet i Danmark i Grønt scenarie



Note: "Sommer" og "vinter" refererer til de to halvår

Ekstrempriser bliver en vigtig indtægtskilde for visse producenter

Få timer skæpper godt i kassen

Ekstrempriser er et relativt ukendt fænomen i det nuværende elmarked, hvor der meget sjældent opstår situationer, hvor udbuddet har svært ved at matche efterspørgslen.

Det forventes at ændre sig i takt med faldende kraftværkskapacitet og øget elforbrug i fremtiden.

Prisloftet i det nuværende elmarked er 3.000 €/MWh, hvilket svarer til 22 kr./kWh. Hvis udbud og efterspørgsel ikke kan mødes, lander prisen der, og de producenter, der kan producere, får en betydelig indtægt. Dette er nødvendigt for at sikre, at der er økonomi i at investere i nye kraftværker, der kan sikre forsyningssikkerheden.

I analysen rammer ekstrempriserne i mørke aftentimer med svag vind, og solceller får derfor ikke del i denne indtægt, mens vindmøller kun får en lille andel.

Ekstremprisernes andele af det samlede elsalg afhænger af de termiske værkers samlede driftstid. Oliefyrede spidslastværker lever således næsten udelukkende af ekstrempriser.

En joker for økonomien i termiske værker

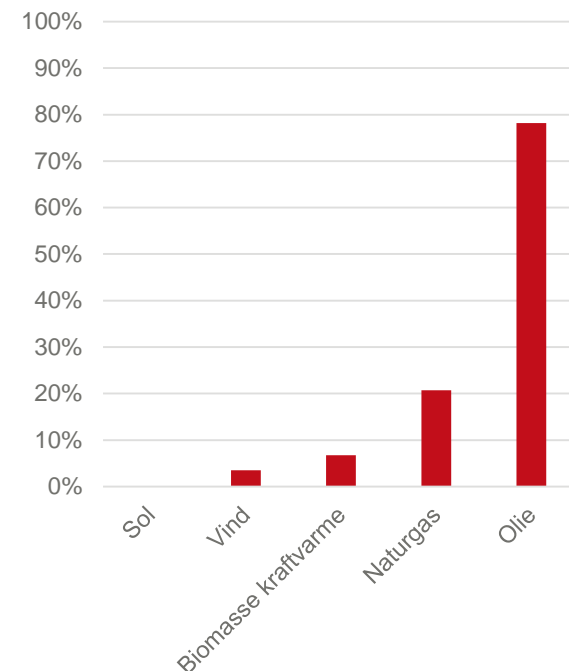
Antallet af ekstrempriser er meget vanskeligt at forudsige, da de afhænger af variationer af vejr og tilgængeligheden af transmissionsforbindelser og kraftværker. Hvorvidt det er muligt at finansiere nye spidslastanlæg med usikre forventninger til fremtidige indtægter, er derfor et åbent spørgsmål.

Selvom timerne med meget høje priser er få, påvirker de elprisen betydeligt. I analysen bidrager de med ca. 2-4 øre/kWh til den gennemsnitlige elpris fra 2025.

På trods af at ekstremprisernes bidrag til indtægterne fra elsalg er begrænset for biomasse og gas, er ekstremprisernes andel af disse værkers dækningsbidrag betydeligt større. Det skyldes, at en stor del af elsalget sker til priser, der kun ligger lidt over værkernes omkostninger til brændsler.

Lagre og fleksibelt forbrug kan bidrage til at omfordele elpriserne, så de få timer med ekstremt høje priser erstattes af et større antal timer med knap så høje priser, der kan bidrage til at skabe en mere sikker business case for termiske værker.

Andel af indtægter fra elsalg ved meget høje elpriser (over 2 kr./kWh) Vestdanmark 2030 – Grønt scenarie



Note: Modellen regner kun på hver 3. time i hver 4. uge. Derfor repræsenterer hver time 12 timer i et helt år.

Øget forskel i værdien af elproduktion

Øget prispres på vind og sol

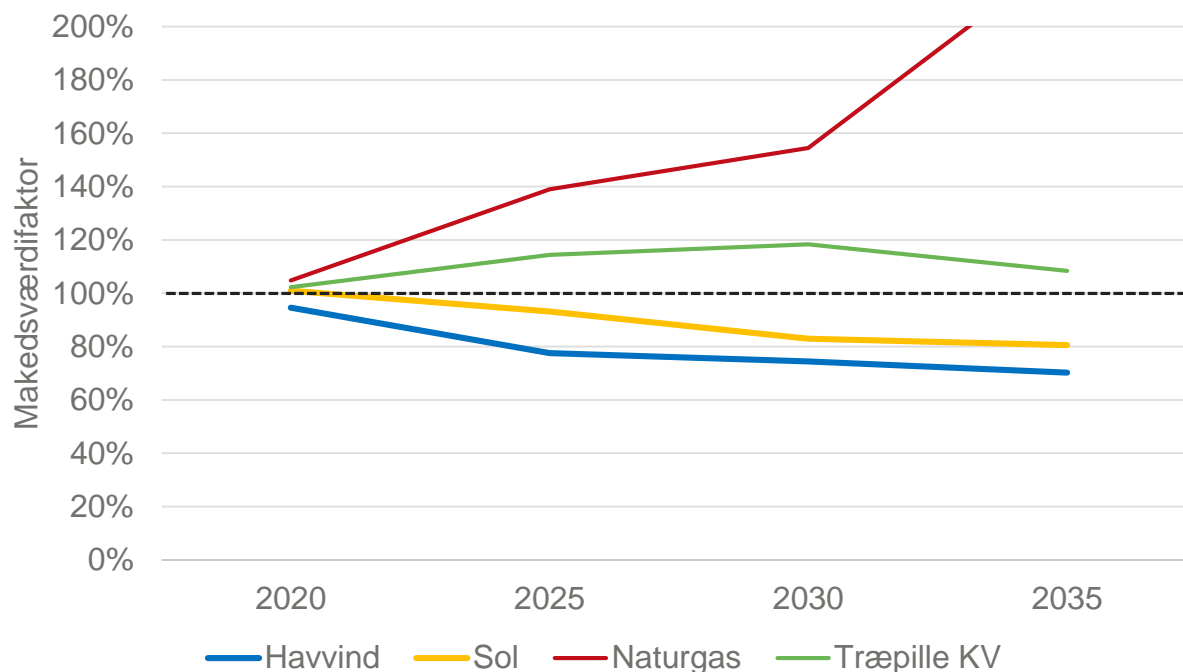
De store mængder varierende VE, der skal indpasses i elsystemet i de kommende år, fører til flere lave priser. Det ses ved, at den relative værdi af elproduktion (markedsværdifaktoren) for sol og vind i det grønne scenarie falder til et niveau omkring 75 pct. af den gennemsnitlige årlige elpris.

Markedsværdifaktoren for vind og sol bliver generelt påvirket af, hvor stor andel vind og sol udgør af elforbruget samt udbredelsen af integrationstiltag (ellagring og transmission).

Højere værdi af regulerbar produktion

Samtidig kan der i fremtiden forventes flere timer med højere priser, hvor kraftværkerne producerer el (og lagrene aflader). Derfor stiger markedsværdifaktoren i fremtiden for de kraftværker, som får mindre driftstid. Dette gælder specielt naturgasværkerne, som kører få timer med meget høje elpriser og får del i de særligt høje ekstrempriser. Biomassekraftvarmeværker vil, foruden mere driftstid, også fortsat have en stor del varmebunden elproduktion, som gør, at markedsværdien holder sig omkring 120 pct. af den gennemsnitlige elpris.

**Markedsværdifaktorer Vestdanmark
det Grønne scenarie**



Note: Markedsværdifaktor = Gennemsnitlig afregning / gennemsnitlig elpris

Prisen for ny VE kommer i høj grad til at påvirke VE-afregning

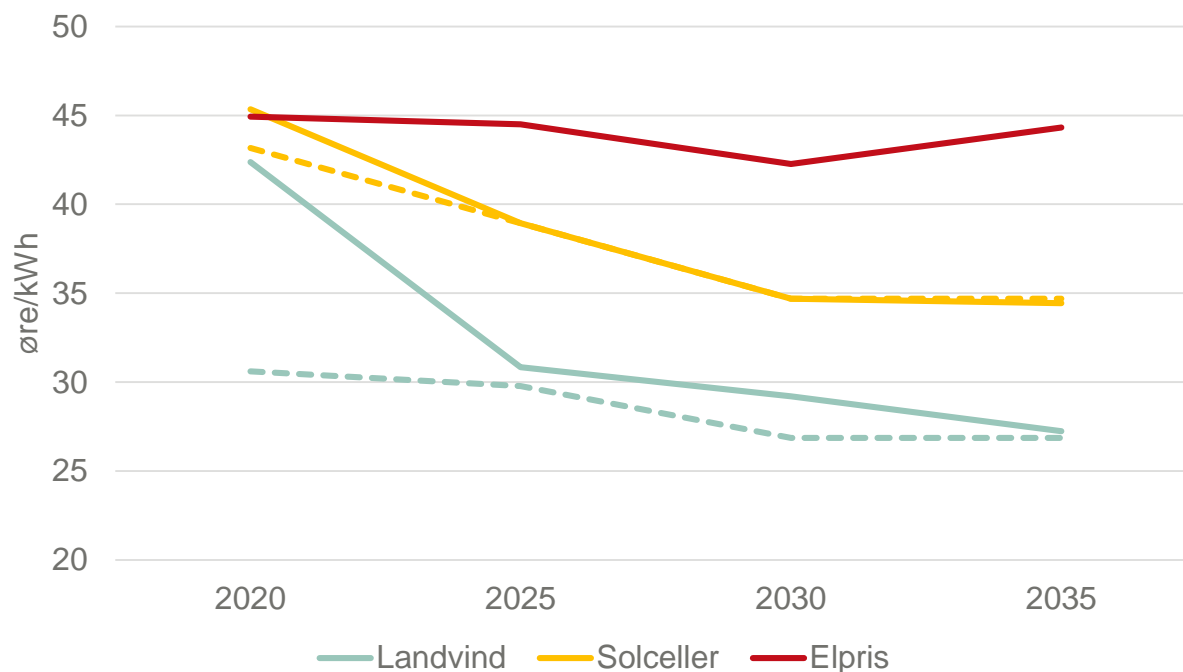
Ny VE påvirker afregning for eksisterende VE

Når der udbygges med ny VE, vil afregningsprisen blive sænket pga. øget prispres i de timer, hvor vind og sol producerer el. En udbygning på markedsvilkår vil finde sted, indtil prisen er trykket ned til omkostningsniveauet for nye anlæg. Afregningsprisen for ældre VE-anlæg vil derfor defineres af, hvad nye VE-anlæg koster at bygge. På figuren ses det, at afregningsprisen for sol og vind falder til LCoE-niveauet for ny VE. Da det tager tid at bygge nye anlæg, vil prisen skyde over på den korte bane (2020). For landvind er begrænsninger i sites med til at gøre afregningen højere end omkostningerne.

Balance i VE-omkostning og markedspris

Når udbygning med VE sker på markedsvilkår med ensartede konkurrencevilkår, sikres det, at der i teorien vil blive investeret i lige netop den mængde VE, der kan betale sig. Overinvesteres der, vil afregningen falde til under et bæredygtigt niveau, og der vil ikke investeres i nye projekter, før der igen er balance i markedet. Det samme gør sig gældende, hvis der underinvesteres, og afregningspriserne er høje. Dette vil føre til, at flere projekter opføres, og afregningen falder til et niveau, hvor der er balance.

Elpris og afregning i Grønt scenarie Vestdanmark



Note: LCoE for teknologierne er angivet som stiplede linjer i figuren

Langsigtet indtjening på elmarkedet er afgørende for VE-projekter

Langsigtet VE-afregning er afgørende

Resultater af analysen viser, at indtjeningen for nye vind- og solprojekter risikerer at falde over tid. Afregningen i et givent år er derfor med stor sandsynlighed en dårlig indikator på den fremtidige indtjening. Det er derfor vigtigt, at ejere af VE-anlæg orienterer sig om den langsigtede indtjeningsmulighed for deres anlæg. Figuren viser den gennemsnitlige indtjening på elmarkedet over 20 år for forskellige VE-anlæg i de tre scenarier.

Generelt er priserne lidt højere i det grønne end i det blå og sorte scenarie, primært som følge af den højere kvotepris, som især på den korte bane giver en højere afregning.

VE på markedsvilkår i Danmark i 2020?

Sammenligner man den gennemsnitlige afregning over de næste 20 år (2020-2039) med forventet livstidsomkostning for VE-anlæggene i 2020 (pba. Energistyrelsens Teknologikatalog), ses det, at landvind er tæt på markedsvilkår i alle hovedscenarier, mens havvind og solceller har et støttebehov på ca. 2-8 øre/kWh afhængig af hvilken scenarieelpris, der sammenlignes med.

Billigere VE på vej?

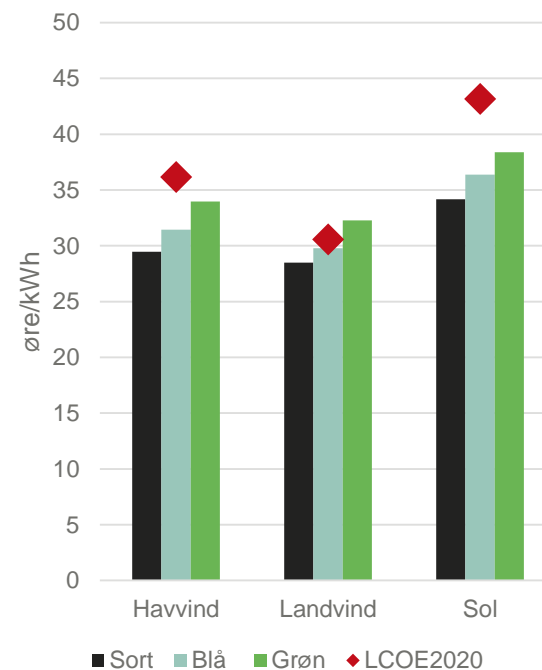
Der er opdateringer på vej til Teknologikatalogerne, der forventes at nedjustere omkostningerne. En sådan opdatering vil også give anledning til en revidering af elprisscenarierne.

Forskelle på anlægstypers afregning

Det ses, at solceller vil få den højeste afregning, mens havvind vil få en højere afregning end landvind. Det er svært at sammenligne sol- og vindafregning, da det i høj grad er drevet af, hvad nye anlæg koster at opføre.

Dog kan man sammenligne vind på tværs af vindteknologier. Her kan man som hovedregel sige, at anlægstyper med mere stabil produktion og højere kapacitetsfaktorer (flere fuldlasttimer) opnår en højere afregning på elmarkedet. Det betyder bl.a., at nye vindmøller generelt ser en højere afregning end gamle, og at havvind afregner til en højere pris end landvind.

Gennemsnitlig afregning 2020-2039



Note: Gennemsnitlig afregning er udregnet, så den giver den samme nutidsværdi som den faktiske afregning over 20 år

Ændret elprisbillede driver en omstilling af fjernvarmen i Danmark

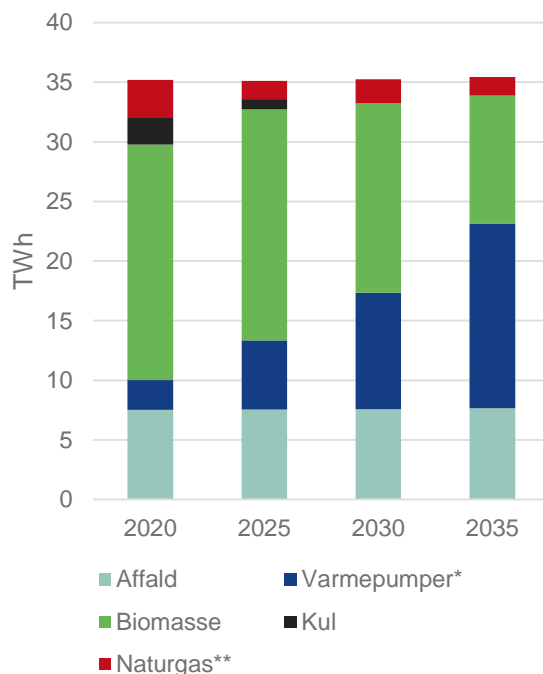
Kraftvarmen udfordres af lave elpriser

Flere perioder med lavere elpriser og mindre tilskud til elproduktion fra biomasse er med til at presse kraftvarmeværkernes økonomi. Til gengæld kommer varmepumper til at vinde frem i takt med, at kraftvarmeværkerne har udtjent deres levetid. Over de næste 15 år vil varmepumper og overskudsvarme gå fra at udgøre under 10 pct. af den danske fjernvarmeproduktion i 2020 til at udgøre op imod 45 pct. af fjernvarmeproduktionen i 2035. Der vil dog fortsat være plads til en vis mængde biomassekraftvarme i 2035, og det antages, at affald fortsat producerer ca. 20 pct. af varmen.

Fleksibilitet bliver giver en fordel

Som vist tidligere, byder fremtiden på flere timer med lave elpriser og flere timer med høje elpriser. Det gør det mere attraktivt at agere fleksibelt på elmarkedet. Det fremgår af den pris, som varmepumperne køber el til. Markedsværdifaktoren falder således fra 100 pct. i 2020 til under 80 pct. i 2035 samtidigt med, at driftstiden ligger stabilt omkring 4.000 driftstimer. Udvidelse af varmelagre er ikke analyseret, men vil bidrage til endnu større fleksibilitet.

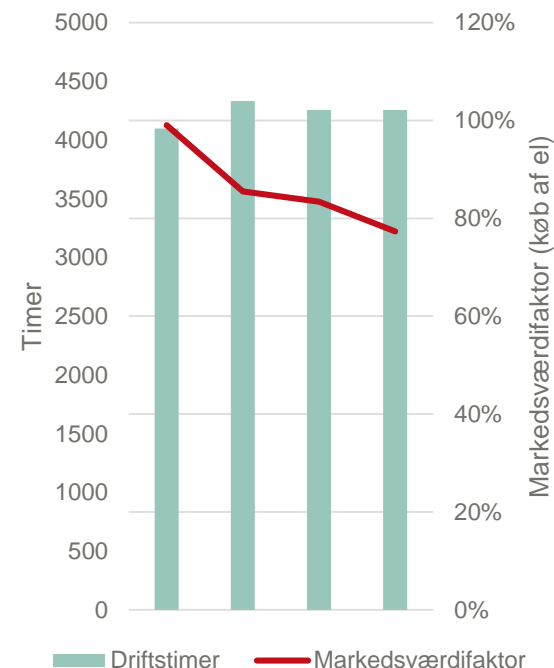
Fjernvarmeproduktion i Danmark Grønt scenarie



*Varmepumper inkluderer også overskudsvarme

**Naturgas er inkl. produktion fra olie på ca. 1 pct.

Driftstimer og afregningsværdi for varmepumper i Vestdanmark Grønt scenarie



Udlandskabler tjener på at erstatte gas med vindkraft

Værdi af kabler pga. variation i elpriser

På trods af relativt små prisforskelle på årsbasis sikrer den store variation i timepriserne økonomi i kabelinvesteringer. Når der er forskel i prisen mellem de lande, som kablerne forbinder, optjener kabelejerne en flaskehalsindtægt, der er nødvendig for at dække kabelinvesteringen.

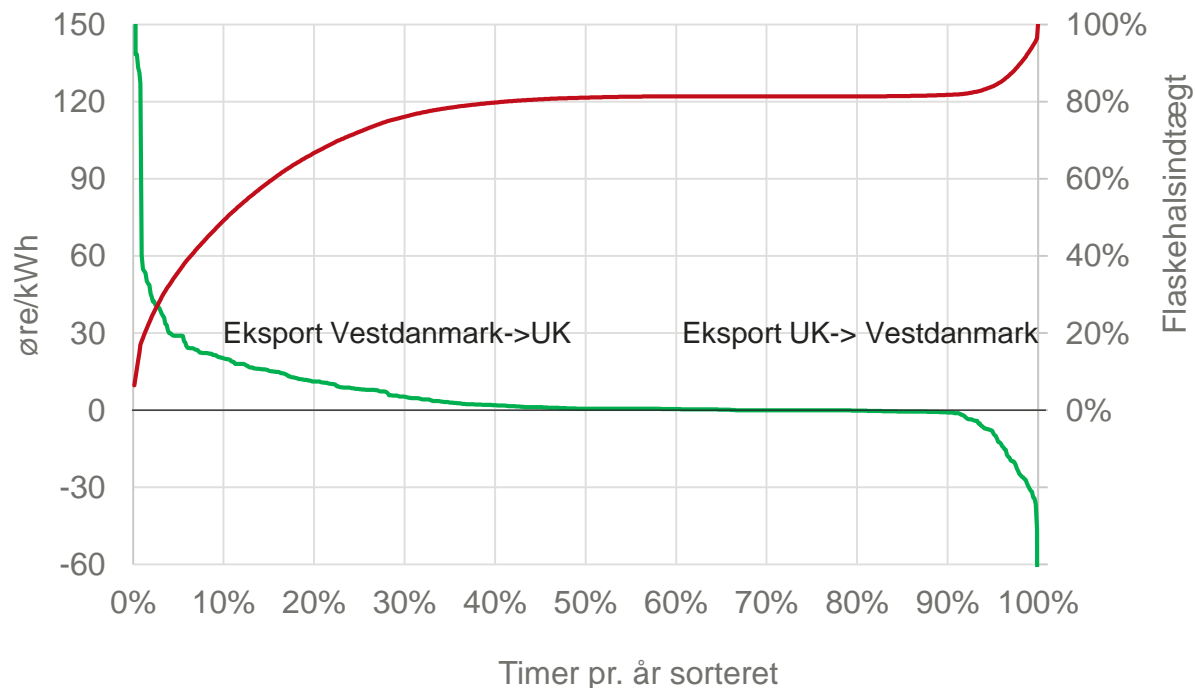
På figuren er vist prisforskelle i 2030 mellem Vestdanmark og UK. Fra 2023 sammenkobler Viking Link forbindelsen de to områder med en kapacitet på 1.400 MW.

Kablet bidrager til mere vindkraft i begge lande, da det kan overføre strøm, når det blæser mere det ene sted end det andet.

Ca. 50 pct. af flaskehalsindtægten optjenes i de 10 pct. af timerne med størst prisforskel fra UK til Vestdanmark, hvor vindkraft kan fortrænge dyr gas. Samlet indtjenes ca. 80 pct. af flaskehalsindtægterne pga. eksport fra Vestdanmark til UK.

I perioder med højere priser i Danmark importeres el fra UK, og dette udgør de resterende ca. 20 pct. af flaskehalsindtægterne.

Prisforskel mellem UK og Vestdanmark samt flaskehalsindtægt for Viking Link Grønt scenarie 2030



Ellagring kan på sigt fjerne behov for nye kraftværker

Ellagring som backup

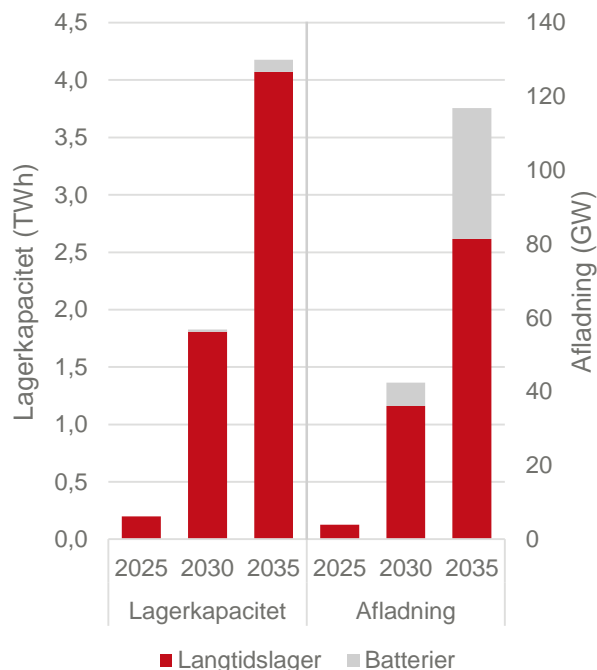
For at kunne sikre tilstrækkelig fleksibilitet i elsystemet i det grønne scenarie, er det antaget, at ellagringsteknologier får et kommercielt gennembrud, der gør dem i stand til at konkurrere med naturgas som den primære kilde til fleksibel produktion.

Modellen finder, at det er optimalt med ca. 4 TWh lagringskapacitet i 2035 i Nordvesteuropa. Det udgøres primært af langtidslagrene og svarer til godt en promille af det samlede elforbrug. Det er dog muligt at aflade med hhv. 80 GW og 40 GW fra langtidslagrene og batterierne i 2035, hvilket svarer til ca. 20 pct. af Nordvesteuropas maksimale effektforbrug. Dermed overflødiggøres nyinvesteringer i gas-/diesel-spidslastanlæg.

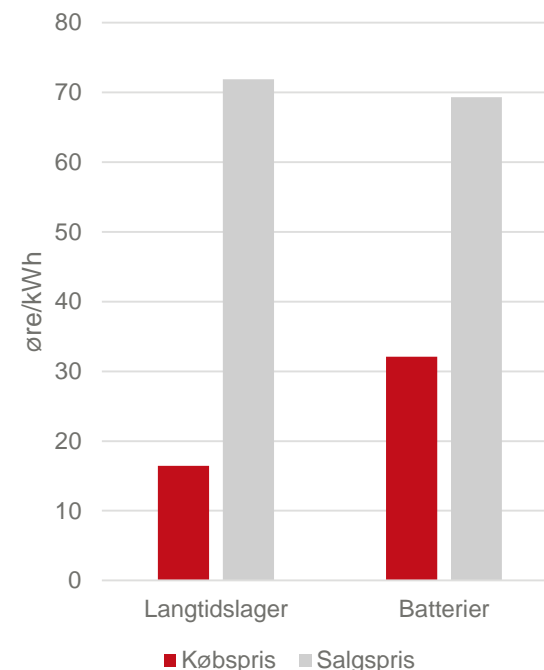
Køb billigt – sælg dyrt

Lagernes økonomi afhænger af, at det er muligt at købe billig strøm og sælge den dyrt. Analysen viser, at specielt langtidslagrene køber strømmen billigt for så at sælge den dyrt. Dette er specielt vigtigt for langtidslagrene, som har en noget lavere el-til-el-virkningsgrad (50 pct.) end batterierne (92 pct.).

**Investering i ellagring
Nordvesteuropa
Grønt scenarie**



**Ellagres økonomi
Nordvesteuropa 2030
Grønt scenarie**



3.3 Følsomhedsscenariernes resultater

Mange parametre kan påvirke fremtidens elpriser

Antagelserne påvirker elprisbilledet

I dette kapitel går vi i dybden med de enkelte faktorer og ser på konsekvenser af ændringer i antagelser i hovedscenarierne inden for tre kategorier: VE, Termisk produktion samt Integration og forbrug. Dette gøres ved at variere hhv. antagelser for:

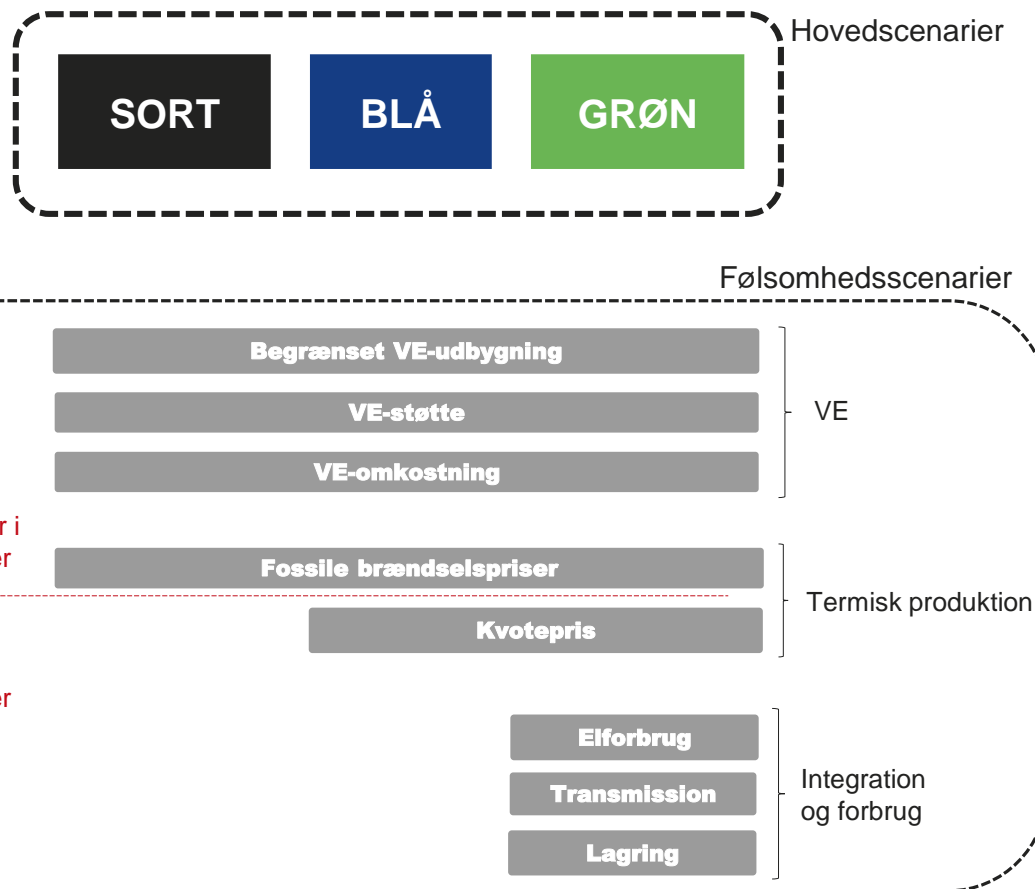
- VE-udbygningstakt, -støtte og -omkostning
- Fossile brændselspriser og kvotepris
- Elforbrug, transmission og lagring

Særligt fokus på følsomheder i Grønt scenarie

I dette kapitel fokuseres der igen på det grønne scenarie, da dette indfrier Parisaftalen. Alle følsomhederne er derfor udarbejdet for det grønne scenarie. De antagelser, som er forskellige i hovedscenarierne, er primært undersøgt ved ændre dem med udgangspunkt i det grønne scenarie.

De antagelser, som er ens i hovedscenarierne, er undersøgt for alle hovedscenarier.

Følsomhedsscenariernes resultater gennemgås i kapitlet i samme rækkefølge, som vist på figuren.



Begrænsninger på VE-udbygningen giver højere elpriser

Begrænsninger på VE-udbygningen

VE-udbygningstakten kan blive begrænset af en række forhold, fx langsomme planprocesser ifm. VE-projekterne, mangel på elnetudbygning mv.

I scenarierne er antaget begrænsninger i hvor hurtigt, udbygningstempoet kan øges i de tre hovedscenarier.

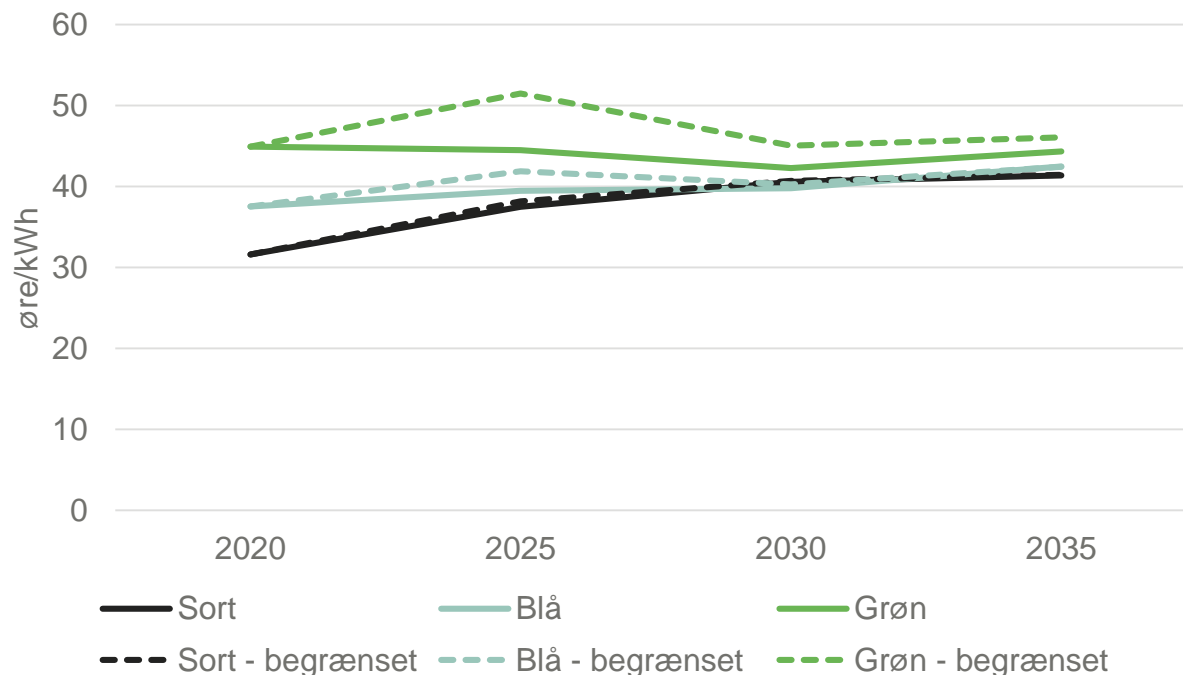
VE-udbygningstakt vigtigst i Grønne scenarier

På figuren ses det, at særligt i det grønne scenarie, hvor der er høj CO₂-pris, øget elforbrug og stor udbygning af VE på markedsvilkår, vil det have betydelig konsekvens for elprisen, hvis VE-udbygningen er begrænset.

Det giver højere elpriser særligt frem mod 2030, hvis VE-udbygningen ikke kan følge med efterspørgslen. Eftersom vind og sol er billigste ny elproduktion vil udbygningsbegrænsninger føre til, at dyrere teknologier skal dække det stigende elforbrug, hvormed der opnås højere elpriser.

I det blå scenarie ses samme tendens med højere elpriser på kort sigt pga. begrænsninger i VE-udbygningen, mens der i det sorte scenarie ikke er nævneværdige ændringer i elprisen, da begrænsningerne ikke får den store betydning.

Elpriser i Vestdanmark



Note: Udbygningsbegrænsningen er sat i forhold til det historiske udbygningstempo og svarer til en maksimal forøget udbygning på hhv. 7, 10 og 15 pct. årligt for landvind, havvind og sol

Støttet VE i udlandet kan ændre afregning til VE i Danmark

Støtte VE for at nå nationale VE-mål

I dette følsomhedsscenario vurderes konsekvensen af, at VE-udbygningen drives via støtte frem for på rene markedsvilkår. Dette er illustreret med en beregning af, hvad der sker, hvis Tyskland vil indfri sit politiske mål om at opnå 65 pct. VE i elforbruget i 2030.

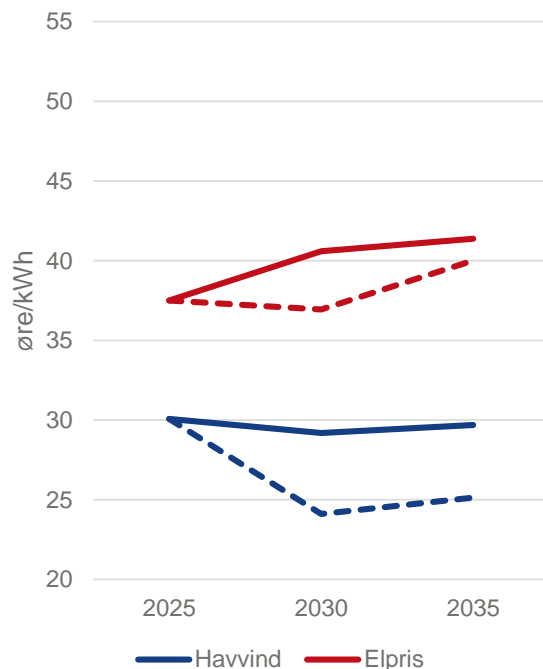
I hovedscenerierne opnås hhv. 49, 60 og 73 pct. VE i Tyskland for hhv. sort, blå og grønt scenarie, hvilket betyder, at politik til indfrielse af 65 pct.-målet vil øge udbygningen betydeligt i både sort og blå scenarie.

VE-afregning falder i Danmark pga. VE-støtte

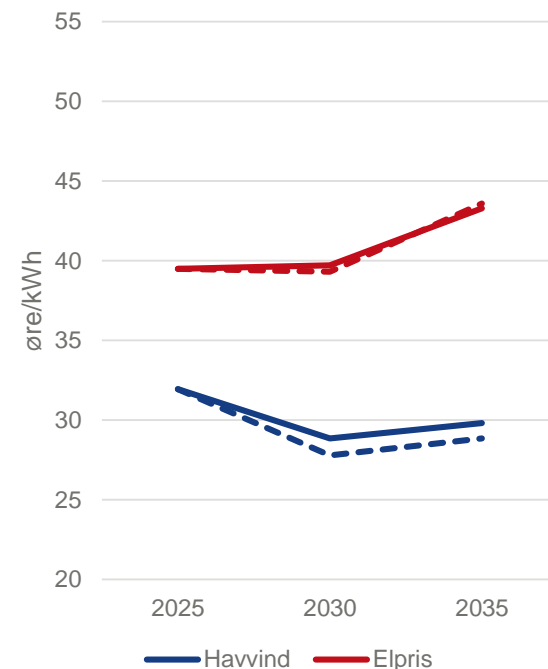
Resultaterne viser et betydeligt fald i elprisen og afregningsprisen for havvind i det sorte scenarie, når VE-anlæg bygges i Tyskland via VE-støtte. Det øgede prispres betyder, at Balmorel-modellen finder plads til 8 GWp mindre soludbygning samt hhv. 2 og 0,8 GW mindre vindudbygning på markedsvilkår i Danmark i sort og blå scenarie.

Eksisterende VE-projekter vil desuden få reduceret afregning. Således falder afregningen for havvind med ca. 5 øre/kWh i det sorte scenarie med udenlandsk VE-støtte.

Elpris og afregning for havvind med støtte til VE i Tyskland – Sort scenarie



Elpris og afregning for havvind med støtte til VE i Tyskland – Blåt scenarie



Note: De stiplede linjer angiver priserne i Danmark, hvis Tyskland støtter sig til mere VE i 2030

Prisen for ny VE kommer i høj grad til at påvirke elprisen

Prisen for VE-projekter er usikker i fremtiden

I mange år har virkeligheden overgået forventningerne, når det kommer til etableringen af ny VE. Det gælder både forventninger til priser og udbygningstempo.

Vi har set på betydningen af omkostninger til finansiering ved at hæve WACC'en fra 6 til 8 pct. (real) i de tre scenarier. Derudover har vi set på betydningen af billigere VE ved at sænke kapitalomkostningerne (CAPEX) til ny vind og sol med 20 pct.

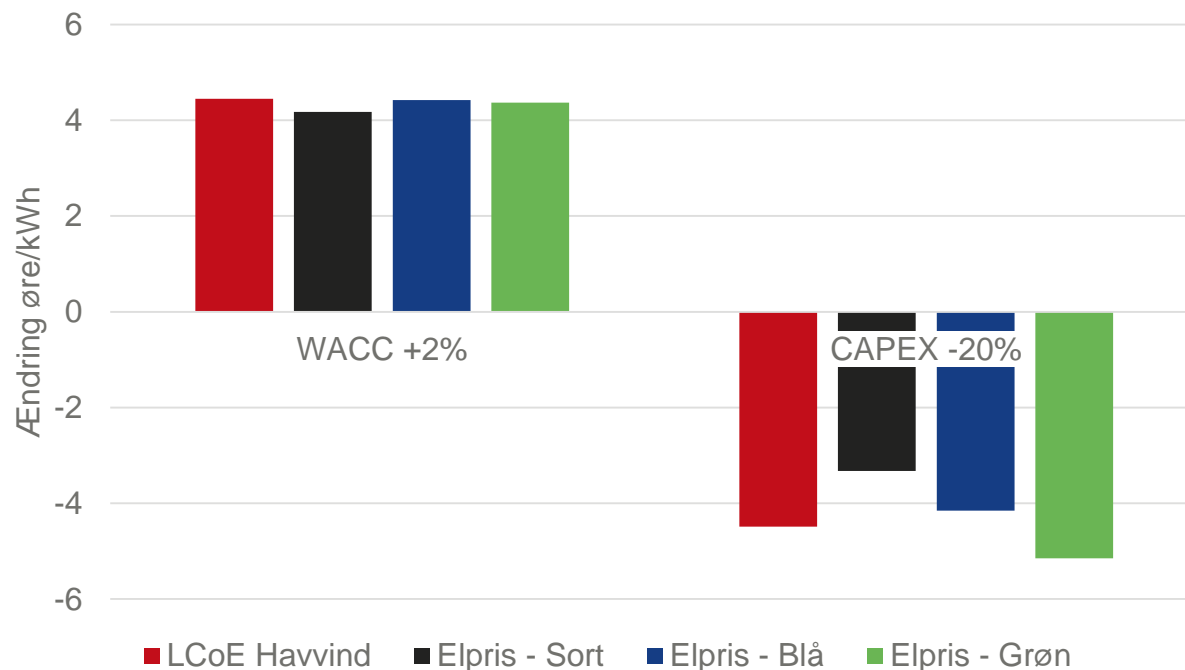
Elprisen påvirkes mest i det Grønne scenarie

Den relative ændring i LCoE for havvind på hhv. +4 og -4 øre/kWh mellem scenarierne stemmer godt overens med de relative ændringer i elpriserne, som også ligger omkring 4 øre/kWh.

Der ses en klar tendens til, at elprisen samlet set er mest følsom over for VE-omkostninger i det grønne scenarie, der rummer de største mængder VE.

Hvis en øget VE-udbygning udebliver pga. begrænsninger, på trods af prisfald på VE, vil konsekvensen ikke være lavere elpriser, men bedre indtjening til VE-projekterne.

Relativ ændring i LCoE for havvind og gennemsnitlige elpriser i scenarierne Vestdanmark – 2030



Mere VE gør elprisen mindre afhængig af fossile brændselspriser

Billigt kul og gas giver kun lidt lavere elpriser

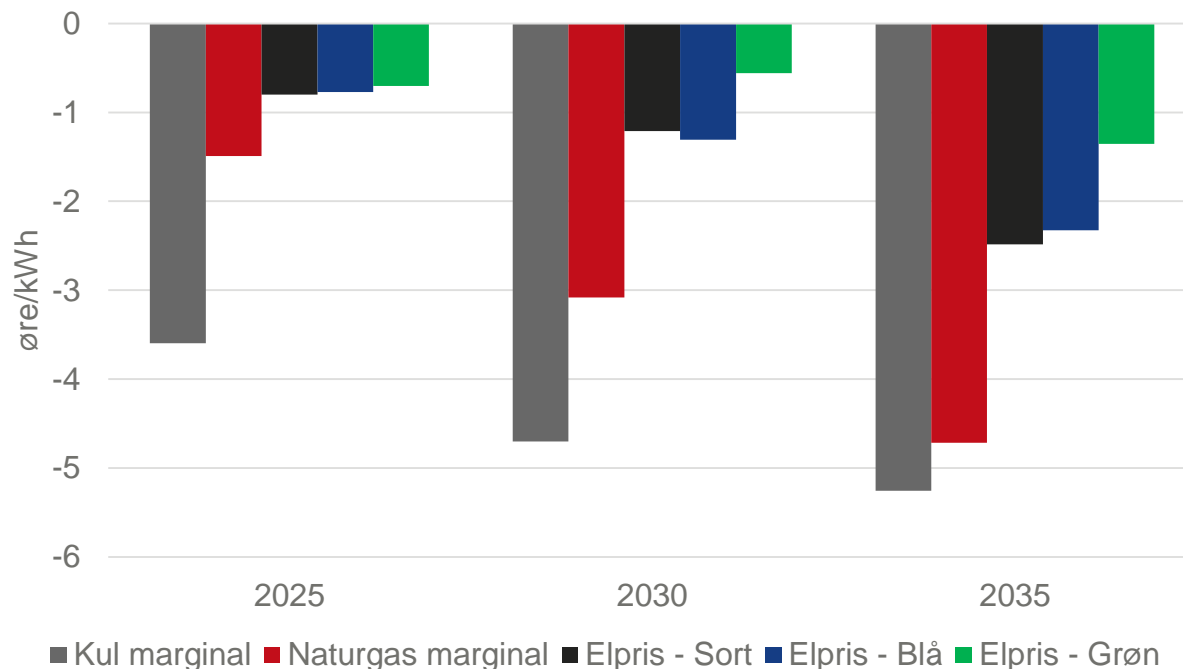
Prisen på kul og gas har historisk været en af de vigtigste drivere for elprisen. I dette Elpris Outlook har vi fastholdt prisniveauet for brændsler på tværs af scenarierne og valgt at variere på andre parametre mellem scenarierne.

I denne følsomhedsanalyse er brændselspriserne for kul og naturgas sat til det lavere niveau fra WEO's Sustainable Development scenarie (SDS). Ændringen i værkernes marginale produktionsomkostninger i hvert år i forhold til hovedscenariernes priser er vist i figuren.

Det fremgår, at elprisens afhængighed af fossilpriser er svag. Tiden, hvor særligt kulprisens niveau og udsving kunne aflæses direkte i elprisen, er ved at rinde ud. Specielt i det grønne scenarie, med meget VE og lav fossil produktion, er fossilprisernes effekt på elprisen lille.

I 2035 forventes naturgas at udgøre omtrent 6 pct. af elproduktion i det grønne scenarie, mens den i det sorte scenarie øger sin andel fra 19 til 23 pct. i SDS. Derfor ses også en større påvirkning af elprisen i det sorte scenarie. Kul udgør i alle scenarier under 1 pct. af elproduktionen i 2035.

Ændring i kul- og naturgasmarginal og gennemsnitlige elpriser i scenarierne Vestdanmark



Note: Kul- og naturgasmarginal er beregnet ved hhv. 38 og 55 pct. elvirkningsgrad

CO₂-pris har begrænset elpriseffekt på lang sigt

CO₂-prisen er et vigtigt politisk håndtag

Prisen på CO₂ har stor betydning for de fossile kraftværkers produktionsomkostninger og har derfor historisk haft stor betydning for elprisen. I det grønne scenarie er der regnet med en dobbelt så høj pris som i det blå scenarie.

For at undersøge effekten har vi beregnet en følsomhed med hhv. "Grøn" (2x) og "Blå" (1x) kvotepris i det blå og grønne scenarie.

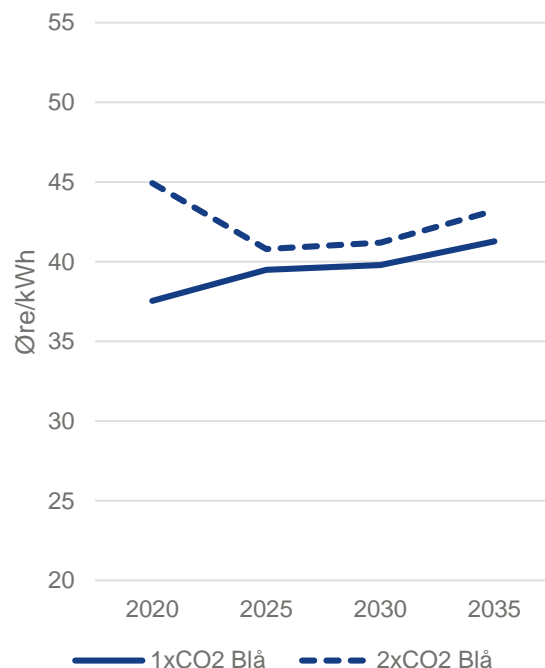
CO₂-prisens betydning for elprisen er vigende

Figurerne viser, at det primært er kvoteprisen, der driver forskellen i elpriserne mellem blå og grønt scenarie.

Derudover ses, at CO₂-prisen har stor betydning for elprisen på den helt korte bane (hvor man ikke kan nå at bygge mere VE). En pludselig stigning vil derfor betyde en højere elpris. På længere sigt, hvor systemet har mulighed for at foretage investeringer i forhold til de højere kvotepriser, bliver effekten på elprisen blot 1-2 øre/kWh.

Modellen investerer primært i VE og naturgaskraftværker. Når kvoteprisen øges, bliver det dyrere at producere el fra naturgas, og det kan bedre betale sig at udbygge med mere VE.

CO₂-prisens påvirkning af elprisen Vestdanmark 2030 – Blåt scenarie



Note: Priserne er vist uden ekstrempriiser

CO₂-prisens påvirkning af elprisen Vestdanmark 2030 – Grønt scenarie



Note: Priserne er vist uden ekstrempriiser

Højere forbrug forsynes primært af VE, som lægger loft over elprisen

Øget elforbrug skal hjælpe andre sektorer

For at komme videre i den grønne omstilling med store CO₂-reduktioner og energieffektiviseringer de kommende år er en massiv elektrificering nødvendig. Det er dog usikkert, om det er muligt at opnå så stor en elektrificering (2 pct. p.a.). Derfor er der beregnet en følsomhed, hvor elforbruget stiger med 0,5 pct. årligt, svarende til blåt scenarie.

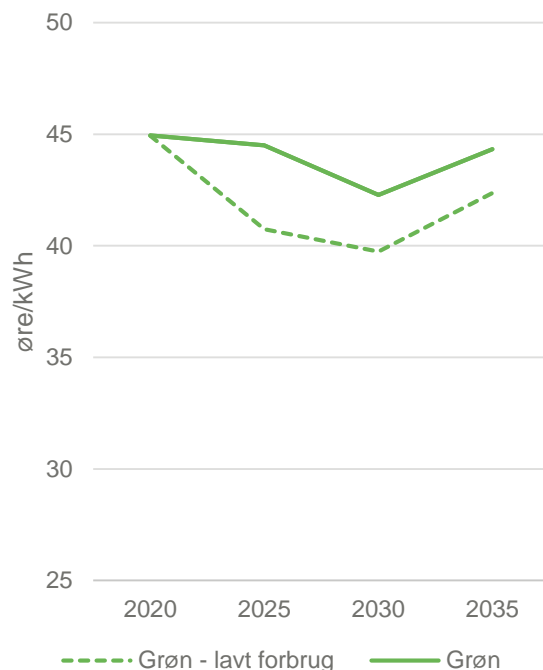
Nyt elforbrug bliver billigt og næsten CO₂-frit

Elforbruget har betydning for elpriserne. En massiv elektrificering kan medføre prisstigninger på ca. 4 øre/kWh på den korte bane frem mod 2025. På længere sigt vil det øgede elforbrug kun påvirke elprisen med 2 øre/kWh i Danmark.

I 2035 er elforbruget øget med næste 700 TWh, hvilket er ca. 20 pct. højere end i dag for modelområdet. Det øgede elforbrug dækkes næsten udelukkende af billig VE samt en lille mængde ny naturgas. Den store mængde ny VE er med at holde prisstigningen i ro, på trods af de høje CO₂-priser i scenariet.

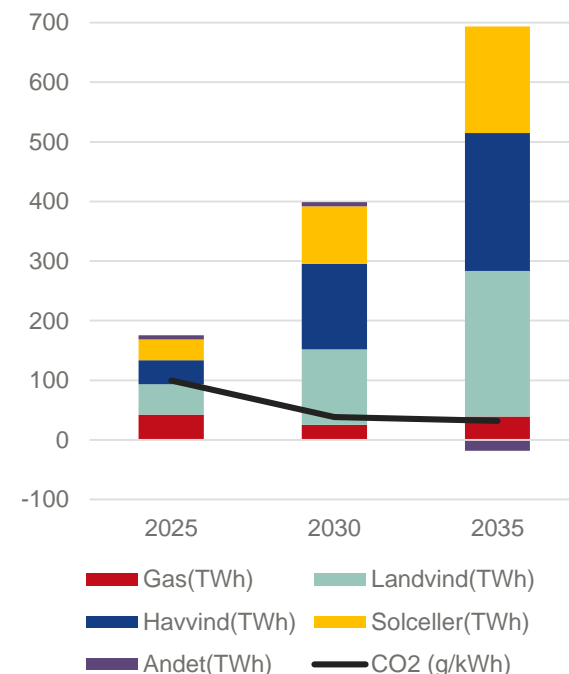
CO₂-belastningen fra det nye forbrug kommer ned omkring 40 g/kWh, når vi er i en grøn fremtid med høj CO₂-pris og gode muligheder for lagring.

Forbrugets påvirkning af de Vestdanske elpriser – Grønt scenarie



Note: Lavt forbrug = forbrug i Blåt scenarie

Produktionsændring som følge af øget forbrug – Grønt scenarie



Note: Ændring fra lavt forbrug (Blåt forbrug) til Grønt scenarie

Transmissionsforbindelser kan bidrage til lavere elpriser for alle

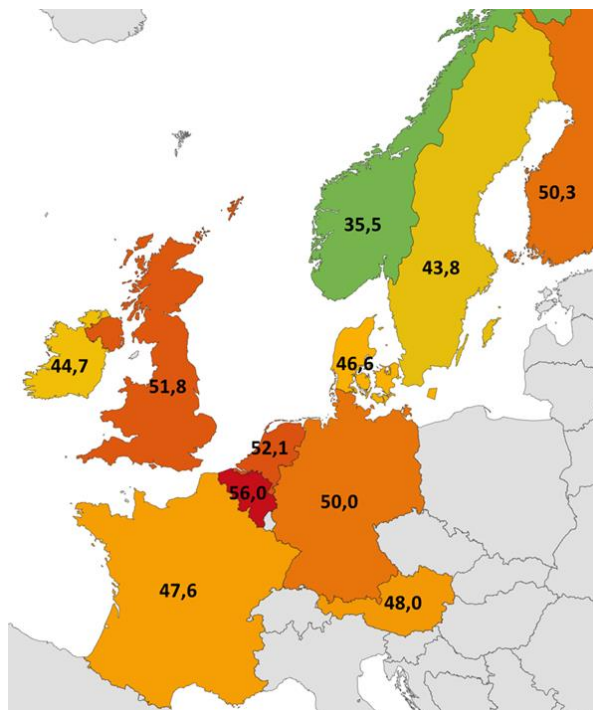
Billigere VE og mindre backupbehov

Den planlagte transmissionsudbygning på ca. 21 GW fra 2020-2030 antages at blive gennemført, og modellen finder yderligere 58 GW optimalt i det grønne scenarie frem mod 2030.

Hvis denne ekstra transmissionsinvestering udebliver, vil elprisen stige i alle lande (undtagen Norge), hvilket fremgår af kortene. Dette skyldes bl.a., at transmission øger adgangen til de billigste VE-ressourcer – fx vil dansk havvind ifølge modellen blive øget fra 34 til 53 TWh i 2035, hvis ekstra transmissionsinvesteringer tillades, mens lande med dårligere vindressourcer omvendt vil reducere produktionen. I alt ændres havvind, landvind og sol med hhv. ca. +20, +60 og -10 TWh ved mulighed for mere transmission.

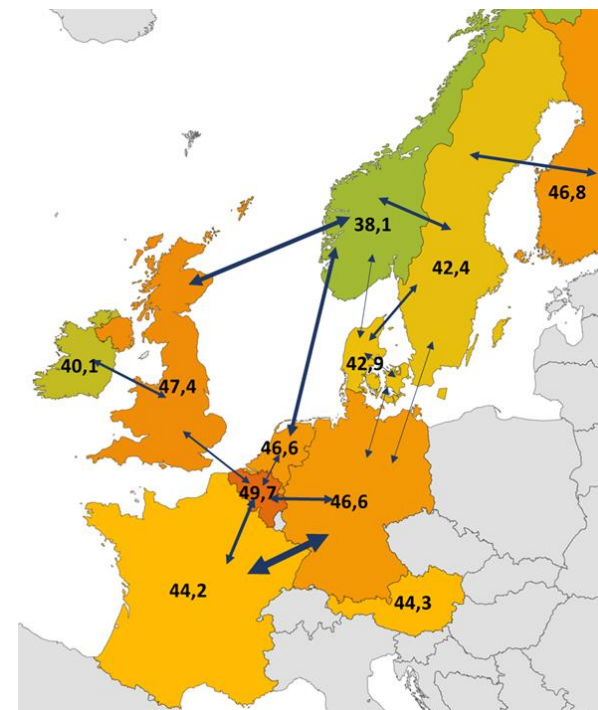
Desuden sænker transmission det samlede behov for backup-kapacitet. Der etableres således samlet 34 GW mindre gas- og oliefyret kapacitet i scenariet i 2030 og 2035, som følge af den ekstra transmissionskapacitet. Hvis ellagrning ikke bliver muligt (som ellers antaget i det grønne scenarie), finder Balmorel-modellen yderligere 10 GW ekstra transmission rentabelt.

Grøn 2030 uden mulighed for flere transmissionsinvesteringer



Udbygning fra 87 GW i 2020 til 108 GW i 2030

Grøn 2030 med mulighed for flere transmissionsinvesteringer



Udbygning fra 87 GW i 2020 til 166 GW i 2030

Ellagring og fleksibilitet giver færre udsving i elprisen

Ellagring øger prisen i lavpristimer

Når effekten af lagring isoleres, ses det, at batterier stort set ikke ændrer på elprisvarighedskurven. Batterier er for dyre til økonomisk effektivt at flytte store energimængder, og deres rolle er primært at levere effekt til erstatning af spidslast.

Langtidslagre har derimod en betydelig effekt på varighedskurven og giver færre timer med nulpriser og færre timer med høje priser.

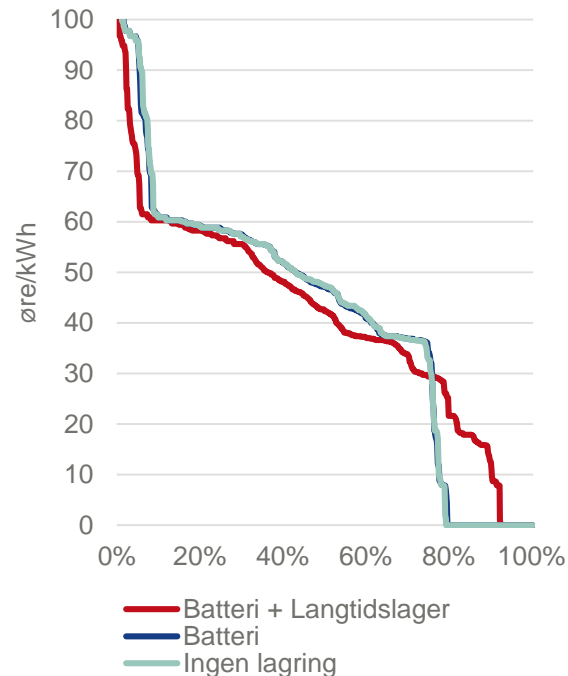
Lagring giver mere VE, men samme afregning

Afregningen for vind og sol er stort set uændret ved introduktion af lagre. Det skyldes, at endnu flere støttefri projekter vil blive bygget, såfremt afsætningsmulighederne forbedres.

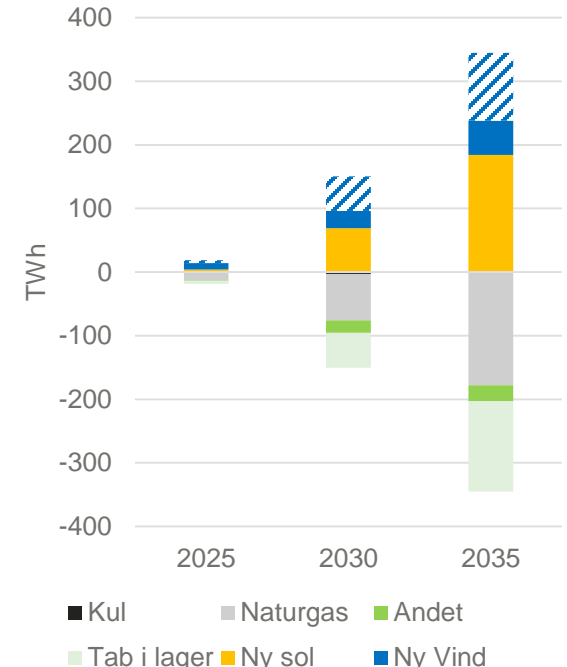
Der bliver integreret ca. 250 TWh mere vind og sol samt bortkoblet ca. 100 TWh mindre vind og sol i 2035 i hele Nordvesteuropa pga. ellagring og fleksibilitet. Dette svarer til, at ellagring har integreret ca. 15 pct. ekstra vind og sol ud af samlet ca. 2.100 TWh vind og sol i 2035.

Lagrene og den ekstra VE erstatter primært naturgas, som benyttes i mellem- og spidslastanlæg, hvorved behovet for ny gasfyret kapacitet falder fra ca. 140 GW til ca. 30 GW.

Varighedskurve for elpriser i Vestdanmark 2030 Grønt scenarie



Ændring i elproduktion pga. batterier og langtidslagre Grønt scenarie



Vigtige parametre for elprisen og VE-afregningen

Stort spænd i afregning

Den gennemsnitlige afregning til en ny vindmølle opført i 2020 varierer mellem 30 og 38 øre/kWh på tværs af scenarierne. Den laveste afregning ses i scenarierne med hhv. lav CO₂-pris og billige nye vindmøller, der presser afregningen på markedet.

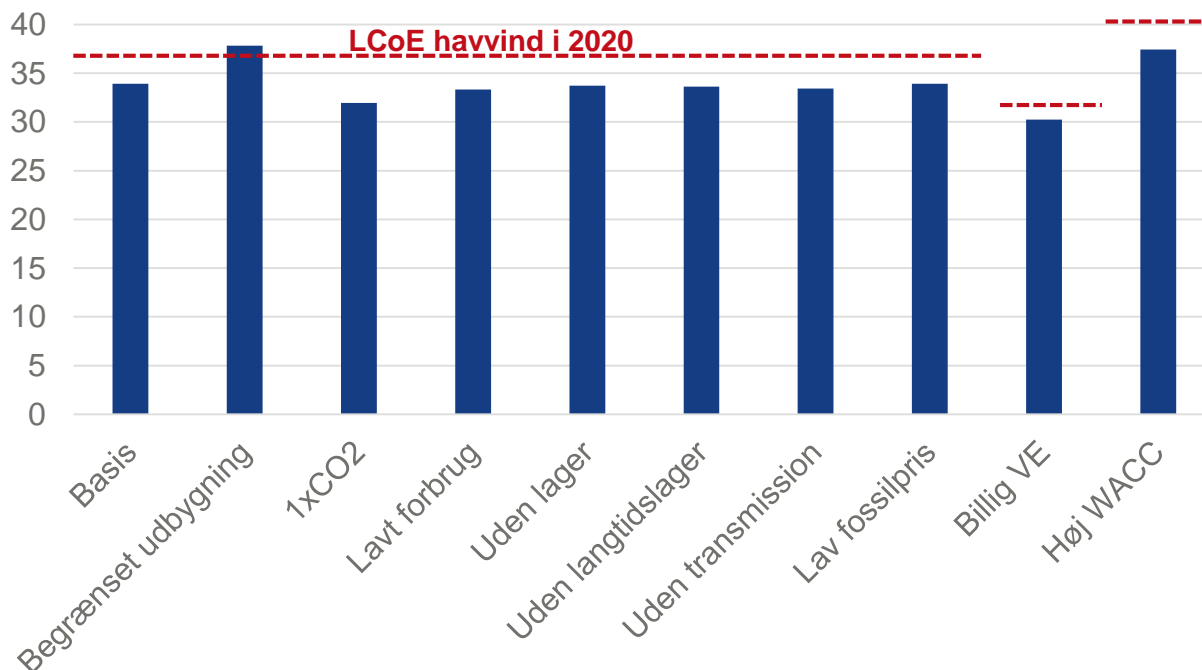
Vind konkurrerer med fremtidig vind

Den højeste afregning ses i scenarierne med hhv. høj WACC og begrænset udbygning. I disse to følsomheder stiger afregningen til godt 37 øre/kWh. Begrænsninger på VE-udbygningen bidrager derfor til at presse afregningen og elprisen i vejret til ulempe for forbrugerne.

Der er generel lille variation i den forventede afregning, hvilket primært skyldes, at mængden af VE på markedsvilkår tilpasser sig markedet. Der er altså forskellige mængder VE i de forskellige scenarier.

VE er tæt på at være så billigt, at de fossile brændselspriser har mindre betydning for elprisen og den langsigtede indtjening.

Gennemsnitlig afregning til havvind i Danmark 2020-2039
Følsomhedsscenarioer med udgangspunkt i Grønt scenarie



4. Bilag

Generelle forudsætninger i Balmorel

Balmorel

Elpris Outlook 2019 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. For mere information se www.balmorel.com

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

I forhold til tidligere analyser er modellen blevet udvidet med en opsplittning af Norge og Sverige, svarende til de faktiske prisområder. Tidligere har Norge og Sverige været betragtet som sammenhængende budområder med ubegrænset intern transmission.

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 2035 (i det sorte scenarie kun til 2025). For vind er den baseret på WindEuropes middelscenarie.

Kapacitetsudviklingen for VE i Danmark følger Energiaftalen fra 2018 med mulighed for yderligere investeringer på markedsvilkår.

Transmission

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

Hertil kommer investeringer, hvor det giver økonomisk mening (i det blå og grønne scenarie).

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 gas
- CCGT gas
- Diesel-spidslast-anlæg
- Træpille- og træfliskraftvarmeanlæg
- Landvind
- Havvind
- Storskala-solceller
- Li-ion batterier
- Langtidsellager (50 timer, 50 % virkningsgrad)
- Transmissionsforbindelser

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 Teknologikataloget.

Forudsætninger elforbrug og CO₂-pris

Elforbrug

Elforbruget varieres i scenarierne. I det Sorte er det sat til at være konstant i hele perioden, med udgangspunkt i modellandenes historiske elforbrug år 2016. I det Blå scenarie stiger elforbruget yderligere 0,56 pct. p.a., som i EU's basisscenario (EU, 2030). I det Grønne scenarie er den årlige stigning sat til 2,1 pct. p.a., svarende til stigningen i Eurelectrics høj-elektrificerings scenarie (scenarie 3).

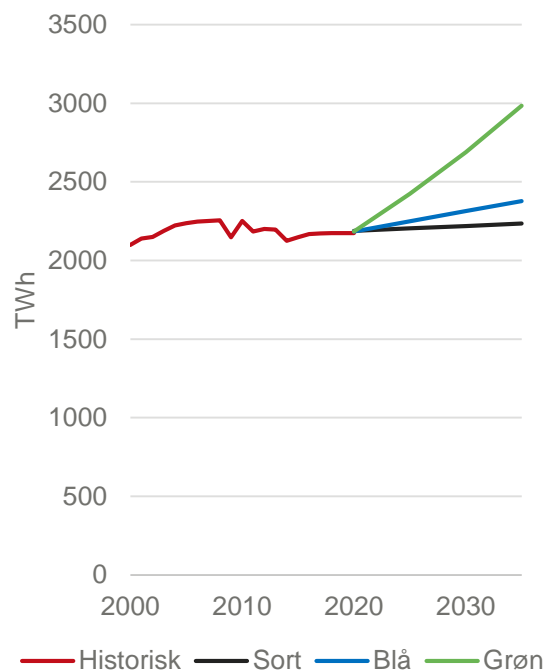
For Danmark er antaget samme udvikling som i Basisfremskrivningen 2018.

Elbiler er en del af forbrugsstigningerne, men har et andet forbrugsmønster end klassisk elforbrug. I det Blå og særligt det Grønne scenarie antages en langt hurtigere elektrificering af transportsektoren end i det Sorte scenarie.

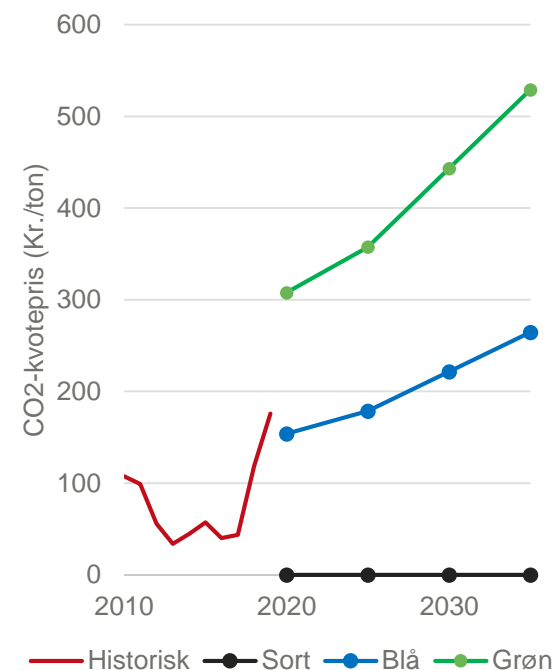
CO₂-pris

Prisen på CO₂ i det Blå scenarie er taget fra WEO2018 New Policies scenarie og tager udgangspunkt i en pris på 150 kr./ton i 2020, hvilket er lidt under dagens priser. Prisen i det Grønne scenarie er den dobbelte af prisen i det Blå, mens prisen i Sorte er nul i alle år.

Elforbrug i Nordvesteuropa



CO₂-pris i scenarierne



I det Blå scenarie er UK og Hollands CO₂-prisbund medtaget. De har ingen betydning i det grønne scenarie

Brændselspriser

Brændselspriser

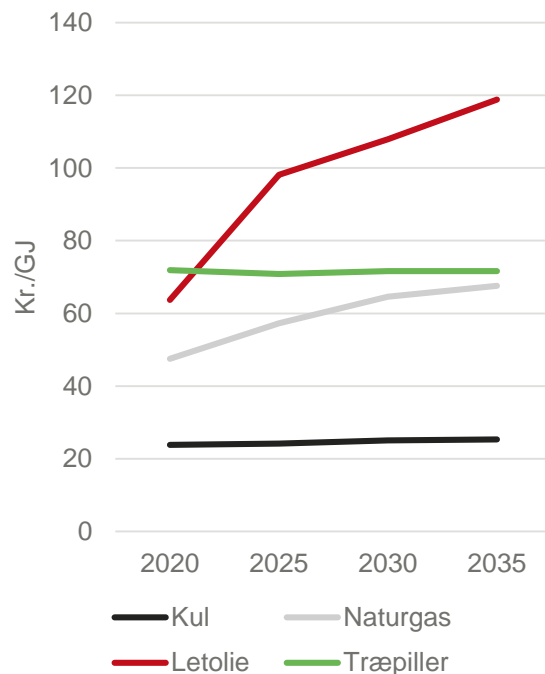
Brændselspriserne i Elpris Outlook 2019 er de samme i alle tre scenarier. De er hentet fra WEO 2018 New Policy scenariet og tillagt Energistyrelsens brændselspristillæg for centrale værker.

Prisen på biomasse er hentet fra den seneste udgave af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

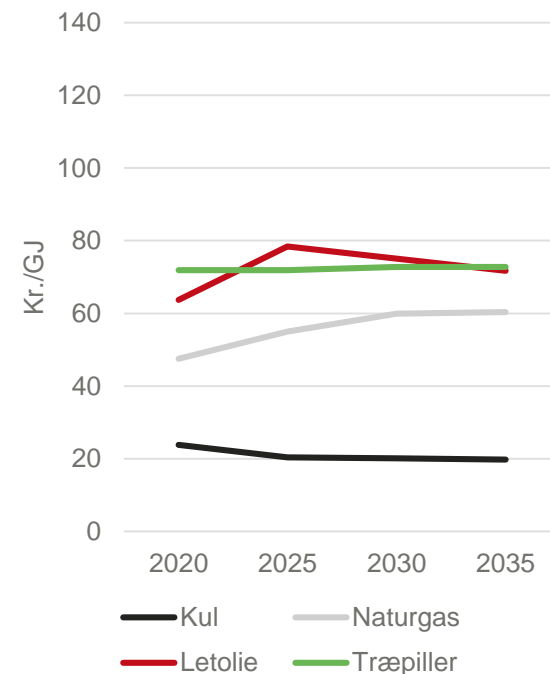
Der er beregnet en følsomhed med lavere brændselspriser, hvor der tages udgangspunkt i de fossile brændselspriser fra IEA's WEO 2018 Sustainable Development-scenarie.

Biomassepriserne er de samme i alle scenarier.

**Brændselspriser – hovedscenarier
WEO 2018 – New Policy**



**Brændselspriser – følsomhed
WEO 2018 – Sustainable Development**



Kilder: WEO18 og ENS

Referenceliste

IPCC, 2018	https://www.ipcc.ch/sr15/
ITRPV, 2018	http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/
Svensk Vindenergi, 2018-3	https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2018/11/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-20181024-1.pdf
EEG	https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Home/home.html
JRC	http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#
Agora/Sandbag 2019	https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2019/01/Sandbag_European-Power-Sector-2018.pdf
LBL, 2018	https://emp.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_utility_scale_solar_2018_edition_slides.pdf
EU-2050	https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf
EU REF2030	https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf
Eurelectric, 2018	https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf
IEA WEO, 2018	https://www.iea.org/weo2018/
Wind Europe	https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf
ENS Tek.kat.	https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger
Energinet, 2015	https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Januar-2015-Potentialet-for-landvind-i-2030
E3M	https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
IRENA	https://www.irena.org/ourwork/Knowledge-Data-Statistics/Data-Statistics/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series
TYNDP-18	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/
EEA, 2008	https://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential



DANSK
ENERGI